



**ANÁLISIS Y PROPUESTA DE UN SISTEMA DE  
MONITOREO PARA TRANSFORMADORES DE  
DISTRIBUCIÓN DE LA ANDE INSTALADOS EN LAS  
PRINCIPALES CIUDADES DEL DEPARTAMENTO DE  
CAAGUAZÚ**

**EVERT GERMÁN RIVEROS RIVAS**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU  
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA**

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2021

**ANÁLISIS Y PROPUESTA DE UN SISTEMA DE  
MONITOREO PARA TRANSFORMADORES DE  
DISTRIBUCIÓN DE LA ANDE INSTALADAS EN LAS  
PRINCIPALES CIUDADES DEL DEPARTAMENTO DE  
CAAGUAZÚ**

**Elaborado por**

**EVERT GERMÁN RIVEROS RIVAS**

**Tutor**

**Prof. Ing. Fernando Ariel González Groff**

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y  
Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú,  
como requisito para la obtención del título de Ingeniero  
en Electrónica

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU  
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA**

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2021

## PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero en Electrónica aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

-----  
Prof. Ing.

-----  
Prof. Ing.

-----  
Prof. Ing.

**Dedicado a:**

Dios, mi fuente de fe en los momentos difíciles y sabiduría, por la salud y la fortaleza.

Mis padres, Don Silverio y Doña Avelina por el amor incondicional que me han brindado y por el constante apoyo recibido, son mis fuente de inspiración que me enseñaron a nunca rendirme e hicieron posible que alcanzara este objetivo y verme convertido en Ingeniero Electrónico.

A mis hermanos Gabriel, Carolina y Luis Miguel por estar presentes en cada paso que doy, sin importar las circunstancias que atravese.

A mi compañera Lilian y mi hijo Evert Facundo por el acompañamiento incondicional en todo momento, y por creer siempre en mí en alcanzar mi mayor sueño.

**Evert Germán Riveros Rivas**

### **Agradecimientos:**

A mi Tutor el Ingeniero Fernando González Groff. por su valioso tiempo, dedicación y orientación académica en el desarrollo de este proyecto y sus consejos durante la corrección del mismo.

Al Ingeniero César Ferreira por su profesionalismo y constante apoyo en la dirección y exigencia para darle forma final al proyecto fin de grado.

Al Ingeniero Derlis Arredondo por su constancia con el estudiantado demostrando interés en el desarrollo del proyecto.

A todos los docentes e Ingenieros que me han brindado su asesoramiento y crecimiento durante mi estadía como estudiante y formaron parte de mi desarrollo como profesional.

## **ANÁLISIS Y PROPUESTA DE UN SISTEMA DE MONITOREO PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA ANDE INSTALADAS EN LAS PRINCIPALES CIUDADES DEL DEPARTAMENTO DE CAAGUAZÚ**

**EVERT GERMÁN RIVEROS RIVAS**

### **RESUMEN**

El presente trabajo de investigación consiste en el análisis y propuesta de un sistema de monitoreo remoto para los transformadores de distribución de la ANDE ubicados en las principales ciudades del departamento de Caaguazú. Con ello se busca facilitar el conocimiento del estado de las cargas de los equipos a ser monitoreados, incluyendo los parámetros de interés para la empresa como la corriente, potencia y temperatura con el fin de preservar la vida útil de los transformadores y mejorar la calidad en el servicio disminuyendo el tiempo de fuera de servicio por avería de dichos equipos.

Para la selección del sistema más adecuado se definieron criterios específicos a partir de los cuales, posterior al análisis y comparación de alternativas se seleccionaron los elementos constituyentes. Para la adquisición de los parámetros se ha seleccionado un Monitor de Transformador de Distribución (DTM) asociado a sensores de corriente, tensión y temperatura; como medio de comunicación se ha optado por la tecnología 4GLTE/3G. Se ha definido además las características técnicas mínimas de cada uno de los elementos. Posteriormente se presentan dos esquemas de la propuesta seleccionada.

Finalmente, se realiza un análisis de factibilidad económica con resultados favorables para un horizonte de tiempo de 10 años.

**Palabras claves:** Monitoreo remoto, Sensores, Sistema de Monitoreo Transformadores de distribución.

## **ANALYSIS AND PROPOSAL OF A MONITORING SYSTEM FOR ANDE'S DISTRIBUTION TRANSFORMERS INSTALLED IN MAIN CITIES OF THE DEPARTMENT OF CAAGUAZÚ**

**EVERT GERMÁN RIVEROS RIVAS**

### **ABSTRACT**

This research work consists of the analysis and proposal of a remote monitoring system for ANDE's distribution transformers included in the main cities of Caaguazu Department. With that, it is sought of facilitating knowledge of the status of the loads of the equipment to be monitored, including the parameters of interest to the company such as current, power, and temperature, to preserve the useful life of transformers and improve the quality in the service reducing the time of out of service due to failure of said teams. For the selection of the most suitable system, specific criteria were defined from which, after analysis and comparison of alternatives, the constituent elements were selected. For the acquisition of the parameters, a Distribution Transformer Monitor (DTM) associated with current, voltage, and temperature sensors has been selected. 4GLTE / 3G technology has been chosen as communication media. The minimum technical characteristics of each of the elements have also been defined. Subsequently, an outline of the selected proposal is presented. Finally, an economic feasibility analysis was carried out with favorable results for a 10-year time horizon.

**Key Words:** Remote monitoring, Sensors, Monitoring systems, Distribution transformers.

---

## CONTENIDO

CONTENIDO.....	viii
LISTA DE FIGURAS .....	xv
LISTA DE TABLAS.....	xix
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xx
I. INTRODUCCIÓN.....	25
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA .....	27
CAPÍTULO 1 .....	27
1. CONCEPTOS GENERALES.....	27
1.1. ANTECEDENTE HISTORICO .....	27
1.2. ESTADO DEL ARTE.....	29
CAPÍTULO 2 .....	31
2. SISTEMAS O REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	31
2.1. CONCEPTOS GENERALES .....	31
2.2. Clasificación de las líneas o redes de distribución de acuerdo a su construcción.....	31
2.1.2. Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a los voltajes nominales.....	32
2.1.3. Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica .....	32
2.1.4. Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de cargas 34	
2.2. TRANSFORMADORES. CONCEPTO GENERAL.....	35
2.3. ECUACIÓN GENERAL DEL TRANSFORMADOR .....	36
2.4. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR REAL .....	38
2.5. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	38
2.5.1. Tipos de los transformadores en Distribución por su Instalación.....	40
2.5.2. Clasificación por su número de fases.....	43
2.5.3. Clasificación según los parámetros nominales de un transformador.	44
2.5.4. Efectos de la sobrecarga en los transformadores de distribución. ....	46
2.5.5. Consecuencia del aumento de la temperatura en los transformadores de distribución.....	48
2.5.6. Factores que afectan el sistema de aislamiento de un transformador aislado en aceite. ....	49

---

2.5.7. Importancia de medición de los parámetros que afectan al transformador en estados de sobrecarga.....	50
2.6. PROTECCIÓN EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	51
2.6.1. Sistema de Protección.....	51
2.6.2. Importancia de la supervisión y control a los sistemas de protecciones del transformador de distribución .....	54
2.6.3. Monitoreo de las protecciones y visualización de las variables en los transformadores .....	55
CAPÍTULO 3 .....	57
3. REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES (REI).....	57
LA IMPORTANCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (SED)	58
CAPÍTULO 4 .....	59
4. SISTEMAS DE MONITOREO Y CONTROL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.....	59
4.1. CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)	59
4.2. DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM (DMS) .....	59
4.3. OUTAGE MANAGEMENT SYSTEM (OMS) .....	60
4.4. Automated Meter Reading (AMR) / Automatic Metering Infrastructure (AMI)	60
4.5. INFRAESTRUCTURA DE MEDIDA AUTOMÁTICA (AMR - Automatic Meter Reading): .....	61
4.6. INFRAESTRUCTURA DE MEDIDA AVANZADA (AMI – ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE) .....	61
4.7. METER DATA MANAGEMENT SYSTEM (MDMS).....	61
4.7.1. Ventajas y Desventajas de los sistemas AMR-AMI .....	62
CAPÍTULO 5 .....	62
5. SISTEMA DE MONITOREO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	62
5.1. DEFINICIONES GENERALES.....	63
5.1.1. Monitoreo.....	63
5.1.2. Medición .....	63
5.2. SISTEMA DE MONITOREO .....	63
5.3. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MONITOREO .....	63
5.3.1. Monitoreo Convencional .....	63
5.3.2. Monitoreo en Línea.....	64
5.4. OBJETIVOS DEL MONITOREO [36].....	64

---

5.5.	PARÁMETROS MINIMOS A SER MEDIDOS POR EL SISTEMA DE MONITOREO.....	64
5.6.	PARÁMETROS ADICIONALES DESEABLES.....	64
5.7.	REQUERIMIENTOS BÁSICOS DEL SISTEMA DE MONITOREO.....	65
5.7.1.	Escalabilidad .....	65
5.7.2.	Compatibilidad.....	65
5.7.3.	Concentración de datos.....	65
5.7.4.	Respaldo y recuperación de la información.....	65
5.7.5.	Accesibilidad.....	65
5.7.6.	Aplicaciones en línea.....	66
5.7.7.	Aplicaciones fuera de línea.....	66
5.7.8.	Seguridad .....	66
5.7.9.	Elementos principales de un sistema de monitoreo [37] .....	66
5.8.	DESCRIPCIÓN DE LOS SENSORES PARA EL MONITOREO SEGÚN EL TIPO DE MEDICIÓN .....	67
5.8.1.	Tipos de Medición [41].....	67
5.8.2.	Dispositivos de Campo .....	68
5.10	SOFTWARE PARA EL MANEJO DE LA INFORMACIÓN.....	87
5.10.1	Software de adquisición de datos.....	87
CAPÍTULO 6 .....		89
6.	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN.....	89
6.1.	IMPORTANCIA DE LA ESTANDARIZACIÓN DE LOS PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN PARA MONITOREO EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	89
6.2.	ESTANDARES Y Protocolos de Comunicación Utilizados en la supervisión y control DE SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN .....	89
6.3.	Norma IEC 60870-5 .....	90
6.4.	IEC 60870- 5- 101.....	90
6.5.	IEC 60870- 5- 104.....	90
6.6.	DIFERENCIAS ENTRE PROTOCOLOS IEC 60870-5-101 Y 60870-5-104 .....	91
6.7.	NORMA IEC 61850.....	91
6.7.1.	Características.....	92
6.7.2.	Alcance.....	93
6.8.	DISTRIBUTED NETWORKING PROTOCOL (DNP3).....	93
6.8.1.	Características.....	93

---

6.9. SEGURIDAD DE LOS PROTOCOLOS SUPERVISIÓN Y CONTROL. ESTANDAR IEC 62351 .....	94
6.10. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN UTILIZADOS EN SISTEMAS AMI/AMR .....	95
6.10.1. DLMS/COSEM .....	95
6.10.2. PRIME .....	98
CAPÍTULO 7 .....	102
7. TRANSMISIÓN DE DATOS POR DIFERENTES MEDIOS REMOTOS .....	102
7.1. REDES DE COMUNICACIÓN EN LAS SG .....	103
7.2. TELEFONÍA MOVIL .....	105
7.2.1. Telefonías Celular 2G.....	107
7.2.2. GSM (Sistema global para comunicaciones móviles).....	109
7.2.3. GPRS (Servicio General de Paquetes Vía Radio).....	110
7.2.4. EDGE (Tasas de Datos Mejoradas para la evolución de GSM) .....	110
7.3. SIM .....	111
7.4. TELEFONÍA CELULAR 3G.....	111
7.4.1. Protocolos 3G.....	112
7.5. TELEFONÍA CELULAR 4G-LTE .....	114
7.5.1. Tecnologías y Protocolos 4G-LTE empleadas .....	115
7.6. MODEM GSM / GPRS.....	116
7.6.1. Ventajas y Desventajas en la comunicación GSM-GPRS .....	117
7.7. MODEM 4G-LTE.....	118
7.7.1. Ventajas y Desventajas de la Comunicación 4G-LTE .....	119
7.8. ÁREA DE COBERTURA DE LAS DIFERENTES OPERADORAS DEL TERRITORIO NACIONAL .....	120
7.9. Malla de radiofrecuencia (RF).....	121
7.9.1. Radio de espectro ensanchado y por salto de frecuencia (FHSS) ..	121
7.9.2. Radio frecuencia de banda estrecha (RF): .....	123
7.10. Wi-SUN (Wireless Smart Utility Network).....	126
7.11. LPWAN .....	127
7.12. SIGFOX .....	128
7.13. LoRa / LoRaWAN .....	129
7.14. LTE-M (Long Term Evolution for Machines) .....	130
7.15. NB-IoT y LT-M .....	130
7.16. TECNOLOGÍA DE COMUNICACIÓN DE DATOS POR MEDIO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	132

---

7.16.1. Power Line Communications (PLC).....	132
7.16.2. Funcionamiento dentro de la red.....	132
7.16.3. Infraestructura de comunicación PLC.....	132
7.17. TECNOLOGÍAS DE COMUNICACIÓN DE DATOS POR MEDIO DE LA RED DE FIBRA ÓPTICA (F.O.) .....	134
7.17.1. Las ventajas en la utilización de la tecnología F.O. en la transmisión de los datos.....	134
7.17.2. Las desventajas en la utilización de la Fibra Óptica .....	135
7.17.3. Despliegue de la red de fibra óptica en el área de estudio de mayor influencia del Departamento.....	136
CAPÍTULO 8 .....	137
8. EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	137
8.1. GENERALIDADES SOBRE EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN.....	137
8.1.1. Flujo de caja proyectada o presupuesto de efectivo proyectado .....	137
8.1.2. Valor actual neto (VAN) .....	137
8.1.3. Tasa interna de rentabilidad (TIR) .....	138
8.1.4. Tiempo de recuperación de inversión (TRI).....	139
8.1.5. Relación beneficio – costo (B/C) .....	139
III. RESUMEN EJECUTIVO.....	140
CAPITULO 9 .....	140
9. RESUMEN EJECUTIVO DEL PROYECTO.....	140
9.1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO.....	140
9.2. MÉTODOS Y TÉCNICAS UTILIZADAS.....	140
9.3. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	140
9.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS ...	140
9.5. FASES METODOLÓGICAS.....	141
9.6. JUSTIFICACIÓN.....	143
9.7. FINALIDAD DEL PROYECTO .....	144
9.8. METAS.....	144
9.9. OBJETIVOS.....	144
9.9.1. Objetivo general .....	144
9.9.2. Objetivos específicos.....	144
9.10. BENEFICIARIOS .....	145
9.11. PRODUCTO .....	145
9.12. LOCALIZACIÓN FÍSICA Y COBERTURA ESPACIAL.....	145

---

9.13.	ESPECIFICACIONES DE ACTIVIDADES Y TAREAS REALIZADAS	146
9.14.	FACTIBILIDAD TÉCNICA .....	146
9.15.	FACTIBILIDAD ECONÓMICA.....	149
9.16.	BENEFICIOS .....	149
9.16.1.	Beneficios del proyecto.....	149
9.17.	COSTOS.....	150
9.17.1.	Costo de la implementación del proyecto .....	150
9.17.2.	Evaluación económica.....	151
III.	INGENIERÍA DE DISEÑO .....	153
	CAPÍTULO 10 .....	153
10.	PROCESO DE EVALUACION Y PROPUESTA DE SISTEMA DE MONITOREO .....	153
10.1.	EVALUACIÓN DE LA CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA ANDE .....	153
10.1.1.	Introducción .....	153
10.1.2.	Descripción del monitoreo existente de cargas de los transformadores de distribución de ANDE .....	154
10.1.3.	Equipos de medición utilizados .....	155
10.1.4.	Información obtenida por el registrador .....	156
10.1.5.	Inconvenientes detectados durante el proceso de medición .....	159
10.1.6.	Breve conclusión sobre inconvenientes en el monitoreo de las cargas de los transformadores de distribución .....	160
10.2.	ESTADÍSTICAS DE AVERÍAS DE TRANSFORMADORES .....	160
10.3.	ALTERNATIVAS DE MEJORA .....	165
10.3.1.	Zonas de estudio del proyecto.....	165
10.3.2.	Alcance de la solución de monitoreo planteada .....	168
10.3.3.	Descripción de la alternativa tecnológica adecuada para el sistema de monitoreo de los transformadores de distribución.....	169
10.3.4.	Criterios para la selección de los elementos para la mejora.....	170
10.4.	ANÁLISIS Y COMPARACIÓN TÉCNICA DE LOS ELEMENTOS DE MEDICIÓN.....	171
10.4.1.	Multimedidor electrónico de energía eléctrica .....	172
10.4.2.	Unidad terminal remota (RTU).....	172
10.4.3.	Monitor de transformador de distribución (DTM) .....	173
10.4.4.	Dispositivo electrónico inteligente (IED Alta gama) .....	173
10.5.	Resumen de las alternativas disponibles .....	174

---

10.6.	ANÁLISIS Y COMPARACIÓN TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS DE COMUNICACIÓN .....	175
10.7.	RESUMEN COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS DE COMUNICACIÓN INALÁMBRICAS DISPONIBLES.....	176
10.8.	SELECCION DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE MONITOREO	178
10.8.1.	Requerimiento mínimo de los elementos para la adquisición y transmisión de los datos .....	178
10.9.	DESCRIPCIÓN DE LA ARQUITECTURA ADOPTADA.....	184
IV.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	187
V.	CONCLUSIONES.....	189
VI.	RECOMENDACIONES.....	190
VII.	APÉNDICE .....	191
11.	APÉNDICE A: RESUMEN EJECUTIVO.....	191
11.1.	APÉNDICE A.1: TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN.....	191
11.2.	APÉNDICE A.2: DETALLES DE LOS BENEFICIOS DEL PROYECTO	192
11.3.	APÉNDICE A.3: DETALLES DE LOS COSTOS DEL PROYECTO... ..	194
12.	APÉNDICE B: INGENIERÍA DE DISEÑO.....	196
12.1.	APÉNDICE B.1: REGISTRADOR ANDE UBICADO EN UN PUESTO DE DISTRIBUCIÓN .....	196
12.2.	APÉNDICE B.2: MODIFICACIÓN DE LA CUBA Y ALOJAMIENTO DEL SENSOR DE TEMPERATURA (RTD) PT100 .....	197
12.3.	APÉNDICE B.3: DIAGRAMA TENTATIVA DE COMPONENTES.....	198
VIII.	ANEXO I.....	199
13.	COBERTURA DE TECNOLOGÍA CELULAR .....	199
IX.	ANEXO II.....	208
14.	Despliegue de enlaces de FO ANDE.....	208
X.	BIBLIOGRAFIA.....	211

---

## LISTA DE FIGURAS

### CAPITULO 2

FIGURA 2.1: ETAPAS QUE CONFORMAN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA [2] .....	31
FIGURA 2.2: CIRCUITO MAGNÉTICO DEL TRANSFORMADOR [5] .....	36
FIGURA 2.3: TRANSFORMADOR CON DOS ARROLLAMIENTOS. [5] .....	36
FIGURA 2.4: CIRCUITO DE UN TRANSFORMADOR REAL. [5] .....	38
FIGURA 2.5: TRANSFORMADOR TIPO POSTE [9] .....	40
FIGURA 2.6: TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL [8] .....	41
FIGURA 2.7: TRANSFORMADOR TIPO RURAL [10] .....	41
FIGURA 2.8: TRANSFORMADOR TIPO SUBESTACIÓN [10] .....	42
FIGURA 2.9: TRANSFORMADOR TIPO SUMERGIBLE. FUENTE [WEB] .....	42
FIGURA 2.10: TRANSFORMADOR TIPO AUTOPROTEGIDOS. [10] .....	43
FIGURA 2.11: TRANSFORMADOR MONOFÁSICO. FUENTE[WEB] .....	44
FIGURA 2.12: TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 3 COLUMNAS. FUENTE [WEB] .....	44
FIGURA 2.13: SECCIONADOR FUSIBLE TÍPICO PARA MEDIA TENSIÓN [17] .....	52
FIGURA 2.14: DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN CON SOPORTE AISLADO PARA MONTAJE [19] .....	53
FIGURA 2.15: DIFERENTES TIPOS DE VÁLVULAS DE ALIVIO DE PRESIÓN FUENTE [WEB] .....	54

### CAPITULO 3

FIGURA 3.1: VISIÓN GENERAL DE LA RED INTELIGENTE. FUENTE [G.E] .....	58
--	----

### CAPITULO 5

FIGURA 5.1: PARTES DE UN SISTEMA DAQ [39] .....	67
FIGURA 5.2: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE FUENTE [44] .....	69
FIGURA 5.3: TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO DEVANADO PRIMARIO. FUENTE [43] .....	70
FIGURA 5.4: TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BARRA [43] .....	70
FIGURA 5.5: MUESTRA UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO BOQUILLA [43] .....	71
FIGURA 5.6: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO VENTANA [43] .....	71
FIGURA 5.7: TRANSDUCTOR DE CORRIENTE ROGOWSKI .....	72
FIGURA 5.8: TERMOPAR. FUENTE [48] .....	76
FIGURA 5.9: CURVA CARACTERÍSTICAS DE TERMOPARES [49] .....	76
FIGURA 5.10: SENSOR RTD [50] .....	77
FIGURA 5.11: SENSOR PT100 DE USO COMERCIAL [51] .....	78
FIGURA 5.12: CURVA REAL DE LA RELACIÓN RESISTENCIA – TEMPERATURA [52] .....	78
FIGURA 5.13: RELACIÓN DE LA SEÑAL DE SALIDA ENTRE TEMPERATURA VS CORRIENTE 4-20MA [53] .....	80
FIGURA 5.14: MONITOR DE TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DTM [56] .....	82

---

FIGURA 5.15: A) MULTIMEDIDOR ELECTRÓNICO DE ENERGÍA B) CON MÓDULO DE COMUNICACIÓN INTERCAMBIABLE [58] .....	83
FIGURA 5.16: UNIDAD TERMINAL DE TRANSFORMADOR (TTU) ILUSTRATIVO [59].....	84
FIGURA 5.17: UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU) ILUSTRATIVO .....	85
FIGURA 5.18: UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU) TIPO POSTE [60] .....	85
FIGURA 5.19: DIFERENTES TIPOS DE IEDS PARA MONITOREO DE TRANSFORMADORES.....	86
FIGURA 5.20: ESQUEMA QUE REPRESENTA UM SISTEMA IIOT BASADO EN LA ARQUITECTURA EDGE GATEWAY [61] .....	87
FIGURA 5.21: ESQUEMA DE COMUNICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE MONITOREO DE TRANSFORMADORES CON IIOT.....	87

## CAPITULO 6

FIGURA 6.1: MODO NO BALANCEADO EN RADIO ENLACE FUENTE[WEB] .....	90
FIGURA 6.2: BENEFICIOS DE LA NORMA IEC 61850 FUENTE[WEB] .....	92
FIGURA 6.3: SEGURIDAD DE LOS PROTOCOLOS DE SUPERVISIÓN Y CONTROL.....	94
FIGURA 6.4: MODELO DE CAPAS DE DLMS/COSEM [69].....	95
FIGURA 6.5: ARQUITECTURA DLMS/COSEM. [69] .....	96
FIGURA 6.6: AUTENTICACIÓN DE SEGURIDAD DEL DLMS/COSEM. [69] .....	97
FIGURA 6.7: SEGURIDAD EN LOS PAQUETES DLMS/COSEM. [69] .....	98
FIGURA 6.8: TOPOLOGÍA PRIME [69] .....	100

## CAPITULO 7

FIGURA 7.1: ACTIVOS EN EL SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN .....	103
FIGURA 7.2: ARQUITECTURA DE COMUNICACIONES PARA LAS REDES INTELIGENTES.....	104
FIGURA 7.3: ESQUEMA DE UNA RED DE TELEFONÍA CELULAR [71] .....	106
FIGURA 7.4: ESQUEMA DE UN TDMA GENERACIÓN 2G TELEFONÍA MÓVIL [73].....	108
FIGURA 7.5: ESQUEMA DE UN CDMA GENERACIÓN 2G TELEFONÍA MÓVIL [74].....	109
FIGURA 7.6: LOGOTIPO DEL SISTEMA GSM [76].....	110
FIGURA 7.7: FORMATOS DE TARJETAS SIM [80].....	111
FIGURA 7.8: MODEM GSM - GPRS [92] .....	117
FIGURA 7.9: MODEM DE COMUNICACIÓN 4G-LTE CON ANTENA. FUENTE [WEB] .....	119
FIGURA 7.10: CODIFICACIÓN CON SALTO DE FRECUENCIA [95] .....	122
FIGURA 7.11: ASIGNACIÓN DE CANALES EN LA MODULACIÓN FHSS. [96] .....	123
FIGURA 7.12: ASIGNACIÓN DE FRECUENCIAS EN LA MODULACIÓN FHSS. [96].....	123
FIGURA 7.13: ANTENA DE ONDAS ELECTROMAGNÉTICAS [97].....	124
FIGURA 7.14: ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO [98] .....	125
FIGURA 7.15: RANGOS EXISTENTES EN RADIO FRECUENCIA (RF) .....	125
FIGURA 7.16: ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN WI-SUN [94] .....	127

---

FIGURA 7.17: COMPARACIÓN DE LPWAN CON OTRAS TECNOLOGÍAS INALÁMBRICAS [100] .....	128
FIGURA 7.18: INFRAESTRUCTURA SIGFOX [103] .....	129
FIGURA 7.19: INFRAESTRUCTURA LORAWAN [104] .....	130
FIGURA 7.20: NB-IOT VS. LTE-M [105] .....	131

## **CAPITULO 9**

FIGURA 9.1: LOCALIZACIÓN DE LAS PRINCIPALES CIUDADES DENTRO DEL DEPARTAMENTO .....	145
FIGURA 9.2: ESQUEMA A DE LA PROPUESTA .....	147
FIGURA 9.3: ESQUEMA B DE LA PROPUESTA .....	148

## **CAPITULO 10**

FIGURA 10.1: GRÁFICO DE TENSIÓN DE FASE RECOPIADAS POR LA ANDE .....	157
FIGURA 10.2: GRÁFICO DE .....	157
FIGURA 10.3: GRÁFICO DE POTENCIA APARENTE RECOPIADA POR LA ANDE .....	158
FIGURA 10.4: CANTIDAD DE TRANSFORMADORES AVERIADOS DEL AÑO 2016 EN EL DEPARTAMENTO DE CAAGUAZÚ .....	161
FIGURA 10.5: CANTIDAD DE TRANSFORMADORES AVERIADOS POR POTENCIA DEL AÑO 2016 EN EL DEPARTAMENTO DE CAAGUAZÚ .....	161
FIGURA 10.6: CANTIDAD DE TRANSFORMADORES AVERIADOS DEL AÑO 2017 EN EL DEPARTAMENTO DE CAAGUAZÚ .....	162
FIGURA 10.7: CANTIDAD DE TRANSFORMADORES AVERIADOS POR POTENCIA DEL AÑO 2017 EN EL DEPARTAMENTO DE CAAGUAZÚ .....	162
FIGURA 10.8: CANTIDAD DE TRANSFORMADORES AVERIADOS ENERO-MAYO DEL 2018 EN EL DEPARTAMENTO DE CAAGUAZÚ .....	163
FIGURA 10.9: CANTIDAD DE TRANSFORMADORES AVERIADOS POR POTENCIA ENE-MAYO 2018 EN EL DEPARTAMENTO DE CAAGUAZÚ .....	163
FIGURA 10.10: PORCENTAJES DE AVERÍAS DE TRANSFORMADORES POR POTENCIA DEL AÑO 2016 .....	164
FIGURA 10.11: PORCENTAJES DE AVERÍAS DE TRANSFORMADORES POR POTENCIA DEL AÑO 2017 .....	164
FIGURA 10.12: PUESTOS DE DISTRIBUCIÓN UBICADOS EN LOS CASCOS URBANOS DE CORONEL OVIEDO FUENTE. [ANDE] .....	166
FIGURA 10.13: PUESTOS DE DISTRIBUCIÓN UBICADOS EN LOS CASCOS URBANOS – PERIFÉRICOS DE CORONEL OVIEDO. FUENTE [ANDE] .....	166
FIGURA 10.14: PUESTOS DE DISTRIBUCIÓN UBICADOS EN LOS CASCOS URBANOS – PERIFÉRICOS DE CAAGUAZÚ. FUENTE [ANDE] .....	167
FIGURA 10.15: PUESTOS DE DISTRIBUCIÓN UBICADOS EN LOS CASCOS URBANOS – PERIFÉRICOS DE SAN JOSÉ. FUENTE [ANDE] .....	167
FIGURA 10.16: PUESTOS DE DISTRIBUCIÓN UBICADOS EN LOS CASCOS URBANOS – PERIFÉRICOS DE CAMPO 9. FUENTE [ANDE] .....	168

---

FIGURA 10.17: PUESTOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERADOS PARA EL TRABAJO.....	168
FIGURA 10.18: RESUMEN DE TRANSFORMADORES A SER MONITOREADOS.....	169
FIGURA 10.19: REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA PROPUESTA PARA EL MONITOREO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.....	185
FIGURA 10.20: REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA PROPUESTA PARA EL MONITOREO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.....	186

## **APENDICE**

FIGURA 12.1: REGISTRADOR DE ANDE .....	196
FIGURA 12.2: UBICACIÓN DEL SENSOR DE TEMPERATURA PT100 DENTRO DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN EN CAMPO .....	197
FIGURA 12.3: UBICACIÓN - TENTATIVA DE LOS GABINETES JUNTO AL PUESTO DE DISTRIBUCIÓN ANDE ...	198

## **ANEXO I**

FIGURA 13.1: COBERTURA 2G TIGO [115].....	199
FIGURA 13.2: COBERTURA 3G TIGO [115].....	200
FIGURA 13.3: COBERTURA 4G TIGO [115].....	200
FIGURA 13.4: COBERTURA TIGO DEPARTAMENTO DE CAAGUAZÚ [116] .....	201
FIGURA 13.5: COBERTURA DE TELEFONÍA PERSONAL EN EL TERRITORIO NACIONAL [117].....	202
FIGURA 13.6: COBERTURA PERSONAL EN EL DEPARTAMENTO DE CAAGUAZÚ [117] .....	203
FIGURA 13.7: COBERTURA DE TELEFONÍA CLARO EN EL TERRITORIO NACIONAL [117] .....	204
FIGURA 13.8: COBERTURA CLARO EN EL DEPARTAMENTO DE CAAGUAZÚ [117].....	205
FIGURA 13.9: COBERTURA TELEFONÍA VOX EN EL TERRITORIO NACIONAL [117] .....	206
FIGURA 13.10: COBERTURA VOX EN EL DEPARTAMENTO DE CAAGUAZÚ [117] .....	207

## **ANEXO II**

FIGURA 14.1: DESPLIEGUE DE LA COBERTURA DE F.O. EN LAS CIUDADES MÁS INFLUYENTES DEL DEPARTAMENTO DE CAAGUAZÚ. ....	208
FIGURA 14.2: DESPLIEGUE DE F.O. DESDE SAN JOSÉ – ES. CORONEL. OVIEDO.....	208
FIGURA 14.3: DESPLIEGUE DE LA F.O. EN EL CASCO URBANO DE CORONEL OVIEDO.....	209
FIGURA 14.4: DESPLIEGUE DE LA F.O. DE MAYOR INFLUENCIA EN LA CIUDAD DE CAAGUAZÚ.....	209
FIGURA 14.5: DESPLIEGUE DE LA F.O. EN LOS CASCOS URBANOS DE CAAGUAZÚ Y POSTERIOR SEGUIMIENTO EN OTRAS CIUDADES ALEDAÑAS. ....	210

---

## LISTA DE TABLAS

### CAPITULO 4

TABLA 4.1: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS AMR-AMI [30].....	62
---	----

### CAPITULO 5

TABLA 5.1: VALORES ESTÁNDAR DE CLASE DE PRECISIÓN PARA TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN Y FACTORES DE CORRECCIÓN. FUENTE [45] .....	74
TABLA 5.2: LÍMITES DE ERROR EN LA CORRIENTE Y DESFASAMIENTO EN TC'S CLASE 0.1 A 1.0 FUENTE [46]	75
TABLA 5.3: COMPARACIÓN DE LOS MATERIALES EMPLEADOS EN LOS RTD. FUENTE [51].....	77
TABLA 5.4: VALORES DE RESISTENCIAS Y TEMPERATURAS DE UN PT100.....	79

### CAPITULO 7

TABLA 7.1: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE WI-SUN.....	126
TABLA 7.21: COMPARACIÓN DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS LPWAN [106] .....	131

### CAPITULO 9

TABLA 9.1: LISTA DE MATERIALES DE LA PROPUESTA PARA EL MONITOREO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.....	149
TABLA 9.2: LISTA DE MATERIALES DE LA PROPUESTA PARA EL MONITOREO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.....	149
TABLA 9.3: BENEFICIOS DE LA PROPUESTA .....	150
TABLA 9.4: FLUJO DE CAJA .....	151

### CAPITULO 10

TABLA 10.1: TENSIONES DE FASE MÁXIMAS Y MÍNIMAS.....	157
TABLA 10.2: CORRIENTES DE LÍNEA MÁXIMAS Y MÍNIMAS .....	158
TABLA 10.3: POTENCIAS APARENTE, ACTIVA Y REACTIVA.....	158
TABLA 10.4: RESUMEN COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS – DESVENTAJAS .....	175
TABLA 10.5: RESUMEN COMPARATIVO DE LAS DESVENTAJAS CON LAS ALTERNATIVAS DISPONIBLES. ....	176
TABLA 10.6: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÍNIMAS SEGÚN ANDE N° HM 02-11 .....	179
TABLA 10.7: ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL TC .....	181
TABLA 10.8: ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL SENSOR DE TEMPERATURA.....	181

### APENDICE

TABLA 11.1: HISTORIAL DEL VAN.....	191
TABLA 11.2: BENEFICIOS DE LA PROPUESTA .....	192
TABLA 11.3: BENEFICIOS POR ENERGÍA NO FACTURADA.....	193
TABLA 11.4: BENEFICIOS POR MANO DE OBRA POR SUSTITUCIÓN DE TRANSFORMADORES.....	193
TABLA 11.5: COSTO DE MATERIALES DE LA PROPUESTA PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS .....	194
TABLA 11.6: COSTO DE MATERIALES DE LA PROPUESTA PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS .....	194
TABLA 11.7: COSTO TOTAL ESTIMADO DE LA PROPUESTA .....	195

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>2G</b>	Segunda Generación
<b>3G</b>	Tercera Generación
<b>3GPP</b>	Proyecto Asociación de Tercera Generación
<b>4G</b>	Cuarta Generación
<b>ACSR</b>	Aluminio de Refinación Electrolítica
<b>ADSS</b>	Completamente Dieléctrico y Autosoportado
<b>AES</b>	Advanced Encryption Standard
<b>AMI</b>	Advanced Metering Infrastructure
<b>AMR</b>	Automatic Meter Reading
<b>ANDE</b>	Administración Nacional de Electricidad
<b>ANSI</b>	American National Standards Institute
<b>AP</b>	Access Point
<b>APN</b>	Access Point Name
<b>ARPANET</b>	Advanced Research Projects Agency Network
<b>ASCII</b>	Estándar Estadounidense para el Intercambio de Información
<b>AT</b>	Alta Tensión
<b>BCP</b>	Banco Central del Paraguay
<b>BT</b>	Baja Tensión
<b>CAN</b>	Controller Area Network
<b>CDMA</b>	Code Division Multiple Access
<b>CDPD</b>	Cellular Digital Packet Data
<b>CIS</b>	Sistemas de Información del Cliente
<b>CO</b>	Monóxido de carbono
<b>CO2</b>	Dióxido de carbono
<b>CONATEL</b>	Comisión Nacional de Telecomunicaciones
<b>LRC</b>	Control de Redundancia Longitudinal
<b>COPACO</b>	Compañía Paraguaya de Comunicaciones
<b>COSEM</b>	Companion Specification for Energy Metering
<b>dB</b>	Decibelio
<b>DBM</b>	Decibelios-Milivatios
<b>DCS</b>	Sistemas de Control Distribuido
<b>DHCP</b>	Dynamic Host Configuration Protocol
<b>DLMS</b>	Device Language Message Specification”
<b>DMS</b>	Distribution Management System
<b>DNP3</b>	Distributed Networking Protocol
<b>DNS</b>	Domain Name System
<b>DSL</b>	Digital Subscriber Line
<b>EDGE</b>	Enhanced Data rates for GSM of Evolution
<b>EPRI</b>	Electric Power Research Institute
<b>F.O.</b>	Fibra Óptica
<b>FDMA</b>	Frequency Division Multiple Access
<b>FIELDBUS</b>	Foundation Fieldbus. Sistema de comunicación digital

<b>FHSS</b>	Radio de Espectro Ensanchado y por Salto de Frecuencia
<b>FTP</b>	File Transfer Protocol
<b>GHz</b>	Gigahercio
<b>GIS</b>	Sistemas de Información Geográfica
<b>GPRS</b>	Servicio General de Paquetes de Radio
<b>GSM</b>	Sistema Global para Comunicaciones Móviles
<b>HART</b>	Highway-Addressable Remote Transducer
<b>HMI</b>	Human-Machine Interface
<b>HSDPA</b>	High Speed Downlink Packet Access
<b>HSPA</b>	High-Speed Packet Access
<b>HSUPA</b>	High Speed Uplink Packet Access
<b>HTTP</b>	Hypertext Transfer Protocol
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Comisión
<b>IED</b>	Intelligent Electronic Device
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>IKE</b>	Internet Key Exchange
<b>IP</b>	Internet Protocol
<b>IPv4</b>	Internet Protocol Version 4
<b>Ipv6</b>	Internet Protocol Version 6
<b>IR</b>	Intermediate Repeater
<b>ISM</b>	Bandas de Radio Industriales, Científicas y Médicas
<b>ISO</b>	International Organization for Standardization
<b>ITU</b>	International Telecommunication Union
<b>Kbps</b>	Kilobit por segundo
<b>Kva</b>	Kilo Voltiamperio
<b>LAN</b>	Local Área Network
<b>LCD</b>	Pantalla de cristal líquido
<b>LMDS</b>	Sistema de Distribución Local Multipunto
<b>LTE</b>	Long Term Evolution
<b>MAN</b>	Metropolitan Area Network
<b>MESH</b>	Red Mallada
<b>MHz.</b>	Megahercio
<b>Mobitex</b>	OSI basado en estándar abierto
<b>MODBUS</b>	Protocolo de comunicaciones
<b>MT</b>	Media Tensión
<b>MTU</b>	Master Terminal Unit
<b>MIMO</b>	Multiple-input Multiple-output
<b>MWM</b>	Mobile Workforce Management
<b>NNTP</b>	Network News Transport Protocol
<b>OBIS:</b>	Sistema de Denominación de Objetos COSEM
<b>ODBC</b>	Open DataBase Connectivity
<b>OFDM</b>	Multiplexación por División de Frecuencias Ortogonales
<b>OMS</b>	Outage Management System
<b>OPC</b>	OLE for Process Control
<b>OSI</b>	Open System Interconnection

<b>PD</b>	Puesto de Distribución
<b>PLC</b>	Power Line Communications
<b>PRI</b>	Período de Recuperación de la Inversión
<b>PRIME</b>	Powerline Intelligent Metering Evolution
<b>PROFIBUS</b>	Process Field Bus
<b>PVC</b>	Policloruro de vinilo
<b>RF</b>	Radio Frecuencia
<b>RTD</b>	Detector de Temperatura Resistivo
<b>RTU</b>	Remote Terminal Unit
<b>SAD</b>	Sistema de Adquisición de Datos (DAQ)
<b>SATNET</b>	Atlantic Packet Satellite Network
<b>SCADA</b>	Control Supervisorio y Adquisición De Datos
<b>SDR</b>	Software Define Radio
<b>SED</b>	Sistema Eléctrico de Distribución
<b>SG</b>	Smart Grid - Redes Eléctricas Inteligentes(REI)
<b>SIM</b>	Subscriber Identity Module
<b>SM</b>	Smart Meter
<b>SMTP</b>	Protocolo para transferencia simple de correo
<b>SNIP</b>	Secretaria Nacional de Inversión Pública
<b>SQL</b>	Structured Query Language
<b>TC</b>	Transformador de Corriente
<b>TCP</b>	Transmisión Control Protocol
<b>TDMA</b>	Acceso Múltiple por División de Tiempo
<b>TDMA</b>	Sistemas de Acceso Existentes Como ,
<b>TELNET</b>	Teletype Network
<b>TFC</b>	Factor de Corrección del Transformador
<b>TIA</b>	Telecommunications Industry Association
<b>TIA/CTIA</b>	Asociación de Industrias de Telecomunicaciones
<b>TIC</b>	Tecnología de la Información y la Comunicación
<b>TIR</b>	Tasa interna de retorno
<b>TPE</b>	Transformer Premises Equipment
<b>TTU</b>	Unidad Terminal de Transformadores
<b>UDP</b>	User Datagram Protocol
<b>UHF:</b>	Ultra High Frequency
<b>UMTS</b>	Sistema Universal de Telecomunicaciones Móviles
<b>USB</b>	Universal Serial Bus
<b>VAN</b>	Valor Actual Neto - Valor Presente Neto (VPN)
<b>VHF</b>	Very High Frequency
<b>WAN</b>	Wide Area Network
<b>WiBro</b>	Tecnología de banda ancha móvil de Internet
<b>Wifi</b>	Wireless Fidelity
<b>WiMAX</b>	Worldwide Interoperability for Microwave Access
<b>WLAN</b>	Wireless Local Área Network
<b>WMAN</b>	Wireless Metropolitan Area Network
<b>WMS</b>	Sistemas de Gestión del Trabajo

<b>WPAN</b>	Wireless Personal Area Network
<b>WWAN</b>	Wireless Wide Area Network
<b>ZIGBEE</b>	Lenguaje Inalámbrico de Dispositivos



## I. INTRODUCCIÓN

Desde la generación en las centrales eléctricas, pasando por las líneas y subestaciones de transmisión, finalmente se realiza la distribución de energía para su comercialización en baja tensión. Para este último fin, los transformadores de distribución son esenciales por su capacidad para reducir el nivel de la tensión a valores estándares para usos residenciales y su buen funcionamiento garantiza que la energía complete el recorrido desde la generación.

En cada transformador de distribución existen parámetros en constante variación dependiendo de ciertos horarios del día o bien de la cantidad de usuarios que están conectados al mismo. Estos usuarios normalmente no actualizan su carga con la empresa prestadora del servicio, provocando que esta última no tenga información precisa acerca del nivel de carga de sus transformadores. Si bien existen métodos para la obtención de esos datos utilizando registradores instalados de manera aislada y temporal, no son suficientes para evitar la avería de los transformadores por sobrecargas no detectadas a tiempo.

El presente trabajo tiene como objetivo proponer los elementos de un sistema de monitoreo remoto en tiempo real de los transformadores de distribución de la ANDE de las ciudades de Caaguazú, Coronel Oviedo, San José de los Arroyos y Juan Eulogio Estigarribia utilizando tecnología electrónica.

En el capítulo 1 se presentan los antecedentes, el estado del arte, así como la definición de los términos básicos. Seguidamente, el capítulo 2 desarrolla conceptos importantes sobre sistemas o redes de distribución de energía eléctrica, transformadores, sus parámetros principales, clasificación, comportamiento en régimen de trabajo y sistemas de protección. A continuación de estos conceptos, en el capítulo 3 se amplía abarcando las redes eléctricas inteligentes. El capítulo 4 se enfoca sobre los sistemas de monitoreo y control de sistema eléctricos de distribución y sus elementos.

El capítulo 5 abarca el sistema de monitoreo orientado específicamente a los transformadores de distribución, clasificación, elementos principales de un sistema, variables a ser medidos, descripción de los diferentes tipos sensores para su

monitoreo, en el capítulo 6 los protocolos de comunicación, en el capítulo 7 desarrolla los diferentes medios de comunicación de datos. Mientras que en el capítulo 8 se definen conceptos importantes para la evaluación económica.

El resumen ejecutivo del proyecto se presenta en el capítulo 9. Finalmente, la ingeniería de diseño es desarrollada en el capítulo 10.

## **II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

### **CAPÍTULO 1**

#### **CONCEPTOS GENERALES**

##### **1.1. ANTECEDENTE HISTORICO**

Como antecedente se han encontrado varios proyectos realizados. Entre los cuales, primeramente, se puede mencionar el trabajo titulado MONITOREO REMOTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL ÁREA DE GRAN ASUNCIÓN, CONSIDERADA UNA ZONA DE ALTA DEMANDA realizado en el año 2016 por Carlos Escobar y Diego Quintana de la Universidad Nacional de Asunción. El mismo tuvo como objetivo principal el análisis e implementación de un sistema de monitoreo remoto de transformadores de distribución económicamente viable.

Las conclusiones principales del trabajo fueron las siguientes, por un lado, que la falla principal de los transformadores de distribución es debida a la sobrecarga de los mismos, en relación a lo anterior la utilización del sistema propuesto evitará que los transformadores trabajen en régimen de sobrecarga.

Por otro lado, se encuentra el trabajo SISTEMA PARA EL MONITOREO REMOTO DE LA TEMPERATURA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, publicado en el año 2015, por la revista Redalyc cuyos autores fueron Mayuza López, Juan Sebastián; Mariscal Lozano, Iván; Quintero Salazar y Edwin Andrés. Siguiendo el objetivo principal de desarrollar un prototipo para el monitoreo remoto de la temperatura presente en transformadores de distribución. Entre las conclusiones principales se tiene que el desarrollo de un sistema de monitoreo remoto permite acceder a la información acerca de los transformadores de manera fácil, segura y rápida. Por otro lado, presenta la ventaja en la precisión de los datos y la seguridad para el personal técnico al evitar el contacto directo con la máquina.

Un trabajo sobre el mismo tema es el de Jorge Alexandre Mateus Ribeiro presentado a la Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra. El trabajo titulado INTEGRAÇÃO SENSORIAL E DIAGNÓSTICO DE POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE tuvo

como objetivo principal el diagnóstico de puestos de transformación en redes de distribución mediante la integración de sensores.

Otro antecedente que se tiene es que en setiembre de 2013 ANDE firma un acuerdo de cooperación con la firma coreana VITZRO, mediante el cual se inicia un proyecto piloto de monitoreo de transformadores de distribución por un plazo de 2 años. Mediante este proyecto, se monitoreaban datos de corriente, tensión, temperatura y de gases presentes en el aceite refrigerante, de más de 90 transformadores de distribución instalados en el área metropolitana. Los datos obtenidos a través de la medición se enviaban vía telefonía celular, a un servidor Web, desde donde eran visualizados. Mediante este proyecto piloto, la ANDE buscaba definir la tecnología más adecuada para el control y la reducción de las averías de los transformadores de distribución.

## 1.2. ESTADO DEL ARTE

El avance de la tecnología ha posibilitado el desarrollo de dispositivos electrónicos que aprovechan el microprocesador y las ventajas que ofrece esta para manejar altas tasas de informaciones, incorporar múltiples funciones, realizar varias tareas programables según las necesidades del entorno.

Un sistema de monitoreo remoto consta esencialmente de las siguientes partes, una de adquisición de datos, que consiste en un dispositivo con los sensores que recolectan la información del ambiente que se desea monitorear, otra de la transmisión mediante algún medio de comunicación ya sea alámbrica o inalámbrica y el servidor que normalmente ya incorpora una interfaz para la visualización de los datos.

En la actualidad la mayoría de los dispositivos destinados para el monitoreo ofrecen las funciones de adquisición y transmisión de los datos en un solo equipo junto con su software de gestión de datos para facilitar la interfaz con el cliente. Dentro de la categoría de estos ya especializados se encuentran los destinados al monitoreo remoto de humedad y temperatura de un lugar o los parámetros técnicos de un motor eléctrico, generador, planta de agua, transformadores eléctricos, sistemas fotovoltaicos entre otros.

Desde el punto de vista de comunicación, con la evolución de las redes de telecomunicaciones que se encuentra en su máximo punto y llegando actualmente a la tecnología 4GLTE. En otros países, se habla de 5G inclusive, es decir, que es un elemento de enorme evolución que ofrece muchas oportunidades tanto para el monitoreo como para el control según sea el caso.

Puntualmente de los sistemas de monitoreo de transformadores de distribución es posible encontrar en el mercado una incontable cantidad de dispositivos que pueden ser utilizados en cualquier entorno para dicha finalidad. Poseen características estándares que permiten adecuarlos a otros sistemas de manera sencilla. Por otro lado, existen los dispositivos fabricados bajo el concepto de Internet de las cosas (IoT – del inglés Internet of Things), estos a su vez se encuentran preparados para su interconexión con Internet. Para el entorno

industrial existen los IloT (Industrial Internet of Things), que es una variante del IoT para la industria.

## CAPÍTULO 2

### SISTEMAS O REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

#### 2.1. CONCEPTOS GENERALES

Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. Básicamente, la distribución de energía eléctrica comprende las líneas primarias de distribución, los transformadores de distribución, las líneas secundarias de distribución y las acometidas y medidores. [1]

La etapa de distribución comienza desde las subestaciones de Alta Tensión (AT) / Media Tensión (MT) que reducen la tensión a un voltaje adecuado (12kV o 23 kV) para la distribución local por medio de los alimentadores MT, que abarcan una zona de espacio definido, a los clientes finales en MT y a los transformadores de MT / Baja Tensión (BT) o de distribución, montados sobre postes, en casetas o cámaras subterráneas para transformar la tensión para los usuarios finales. [2]

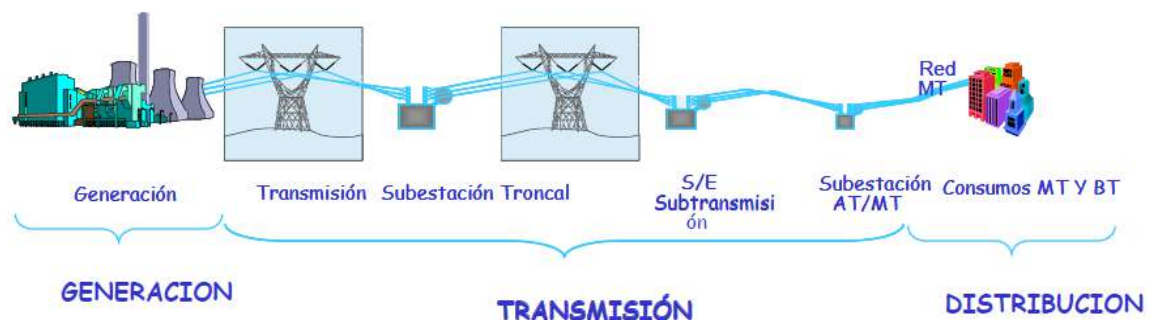


Figura 2.1: Etapas que conforman el Sistema Eléctrico de Potencia [2]

#### 2.2. Clasificación de las líneas o redes de distribución de acuerdo a su construcción

##### 2.2.1. Redes de distribución aéreas.

Se conocen como redes de distribución aéreas aquellas en las que los alimentadores primarios, los ramales, los transformadores, interruptores, etc., están

soportados por estructuras que los mantienen separados de tierra a la altura establecida por las normas [3]

#### **2.1.1.1. Redes de distribución subterráneas**

Son aquellas en las cuales los alimentadores primarios, ramales, transformadores, etc., se hallan bajo tierra. Los conductores pueden hallarse situados directamente en la tierra y los transformadores, interruptores, etc., se hallan en cámaras que pueden encontrarse en los edificios o comercios existentes o bien bajo tierra [3]

### **2.1.2. Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a los voltajes nominales**

#### **2.1.2.1. Redes de distribución primarias**

Está compuesta por líneas aéreas o subterráneas de MT de (23 KV, 45 KV, 66KV, o 132 KV), y se utilizan para alimentar la red secundaria o para consumo industrial. [3]

#### **2.1.2.2. Redes de distribución secundarias**

Compuesta por líneas aéreas o subestaciones de distribución de (15KV, 20 KV), centros de transformación de MT / BT, y líneas aéreas o subterráneas de BT. Las redes de distribución secundarias pueden ser privadas para un único usuario o públicas para más de un usuario. [3]

### **2.1.3. Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica**

#### **2.1.3.1. Redes de distribución urbanas**

Los programas de distribución urbana son desarrollados individualmente por cada empresa de energía y la mayoría de las veces son planes de remodelación y recuperación de pérdidas. Las principales características de Las redes de distribución urbana son las siguientes:

- Usuarios muy concentrados.

- Cargas bifilares, trifilares y trifásicas
- Facilidad de acceso.
- En general se usa mampostería de concreto.
- Es necesario coordinar los trazados de la red eléctrica con las redes telefónicas, redes de acueducto, alcantarillados y otras redes, igualmente tener en cuenta los parámetros de las edificaciones.
- Se usan conductores de aluminio, ACSR (Aluminio de refinación electrolítica) y cobre.
- Facilidad de transporte desde los proveedores de materiales y equipos al sitio de la obra.
- Transformadores generalmente trifásicos en áreas de alta densidad de carga y monofásicos trifilares en áreas de carga moderada.
- El trabajo en general puede ser mecanizado.
- La separación entre conductores y estructuras de baja tensión y media tensión son menores.
- En caso de remodelaciones y arreglos es necesario coordinar con las empresas de energía los cortes del servicio. [3]

### **2.1.3.2. Redes de distribución rurales**

Son Redes necesarias para dotar de energía eléctrica las extensiones territoriales distintas de las aglomeraciones urbanas o suburbanas que comprenden las zonas de explotaciones agrícolas, pecuarias o forestales y localidades que no sobrepasen los 3000 habitantes, excluyendo los sectores turísticos, residenciales o industriales.

Las principales características de las redes de distribución rural son:

- Usuarios muy dispersos.
- Cargas generalmente monofásicas.
- Dificultades de acceso en las zonas montañosas lo que implica costos extras en el transporte y manejo de materiales
- En zonas accesibles se usa mampostería de concreto.
- En zonas de difícil acceso se usa mampostería de madera inmunizado.

- Los transformadores por lo general son monofásicos y trifásicos, para redes monofásicas trifilares con el punto medio conectado a tierra o trifásicas trifilares sin neutro.
- Conductores ACSR por lo general.
- A menudo es necesario efectuar desmonte de la zona. [3]

### **2.1.3.3. Redes de distribución suburbanas**

Que tienen características intermedias donde puede existir gran concentración de usuarios que tienen bajo consumo como los suburbios o asentamientos espontáneos. [3]

### **2.1.3.4. Redes de distribución turística**

Donde los ciclos de carga están relacionados con las temporadas de vacaciones, y donde se impone la construcción subterránea para armonizar con el entorno. [3]

## **2.1.4. Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de cargas**

### **2.1.4.1. Redes de distribución para cargas residenciales**

Que comprenden básicamente los edificios de apartamentos, multifamiliares, condominios, urbanizaciones, etc. Estas cargas se caracterizan por ser eminentemente resistivas (alumbrado y calefacción) y aparatos Electrodomésticos de pequeñas características reactivas. Conforme a su nivel de vida, a los hábitos de los consumidores residenciales y teniendo en cuenta que en los centros urbanos la gente se agrupa en sectores bien definidos, de acuerdo a las clases socioeconómicas. [3]

### **2.1.4.2. Redes de distribución para cargas comerciales**

Caracterizadas por ser resistivas y se localizan en áreas céntricas de las ciudades donde se realizan actividades comerciales, centros comerciales y edificios de oficinas. Tienen algún componente inductivo que bajan un poco el factor de

potencia. Hoy en día predominan cargas muy sensibles que introducen armónicos.  
[3]

#### **2.1.4.3. Redes de distribución para cargas industriales**

Tienen un componente importante de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados. Con frecuencia es necesario corregir el factor de potencia. Además de las redes independientes para fuerza motriz es indispensable distinguir otras para calefacción y alumbrado. A estas cargas se les controla el consumo de reactivos y se les realiza gestión de carga pues tienen doble tarifa (alta y baja) para evitar que su pico máximo coincida con el de la carga residencial. [3]

#### **2.1.4.4. Redes de distribución para cargas de alumbrado público**

Para contribuir a la seguridad ciudadana en las horas nocturnas se instalan redes que alimentan lámparas de mercurio y sodio de característica resistiva. [3]

#### **2.1.4.5. Redes de distribución para cargas mixtas**

En este tipo de redes se tienen varias de estas cargas en una misma red de distribución. No muy deseables pues se dificulta el control de pérdidas. [3]

## **2.2. TRANSFORMADORES. CONCEPTO GENERAL**

El transformador es un dispositivo eléctrico, que permite transformar la potencia eléctrica alterna de un nivel de voltaje y corrientes determinadas, a diferentes valores y a la misma frecuencia. El principio de funcionamiento está basado mediante la acción de un campo magnético [4], que está constituido por dos o más bobinas devanadas con alambre o solera de cobre, aislada entre si eléctricamente y enrolladas alrededor de un núcleo de material ferromagnético. [4]

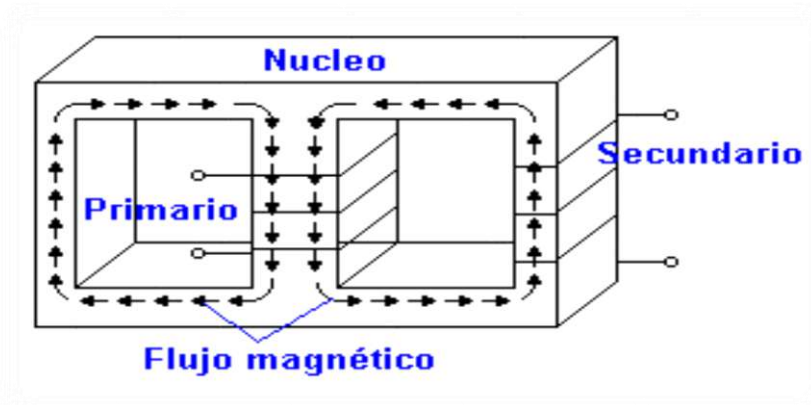


Figura 2.2: Circuito magnético del transformador [5]

### 2.3. ECUACIÓN GENERAL DEL TRANSFORMADOR

Sea la Figura del transformador que muestra a continuación:

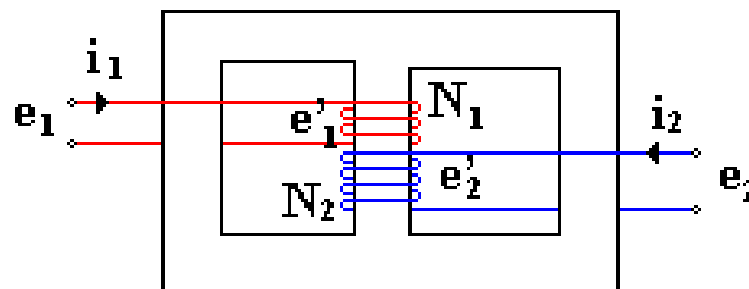


Figura 2.3: Transformador con dos arrollamientos. [5]

En electrónica suelen emplearse las ecuaciones en las que aparecen los coeficientes de autoinducción de fugas las cuales serán deducidas a continuación:

De acuerdo con la figura del transformador que vimos más arriba podemos escribir:

$$e_1 = R_1 \cdot i_1 + e'_1$$

$$e_2 = R_2 \cdot i_2 + e'_2$$

Siendo:

$$e'_1 = N_1 \cdot \frac{d\phi_1}{dt}$$

$$e'_2 = N_2 \cdot \frac{d\varphi_2}{dt}$$

Donde  $\varphi_1$  y  $\varphi_2$  son los flujos que atraviesan primario y secundario.

Puesto que:

$$\varphi_1 = \varphi_{d1} + \varphi_M \text{ y } \varphi_2 = \varphi_{d2} + \varphi_M$$

Obtenemos:

$$e'_1 = N_1 \cdot \frac{d\varphi_1}{dt} + N_1 \cdot \frac{d\varphi_M}{dt}$$

$$e'_2 = N_2 \cdot \frac{d\varphi_2}{dt} + N_2 \cdot \frac{d\varphi_M}{dt}$$

Ahora bien, como:

$$L_{d1} = N_1 \cdot \frac{d\varphi_{d1}}{i_1} \rightarrow N_1 \cdot \frac{d\varphi_{d1}}{dt} = \frac{d}{dt} (N_1 \cdot \varphi_{d1}) = \frac{d}{dt} (L_{d1} \cdot i_1)$$

$$L_{d2} = N_2 \cdot \frac{d\varphi_{d2}}{i_2} \rightarrow N_2 \cdot \frac{d\varphi_{d2}}{dt} = \frac{d}{dt} (N_2 \cdot \varphi_{d2}) = \frac{d}{dt} (L_{d2} \cdot i_2)$$

Donde  $\varphi_{d1}$  y  $\varphi_{d2}$  son los flujos de dispersión y  $\varphi_M$  es el flujo mutuo.

Y por tanto finalmente:

$$e_1 = R_1 \cdot i_1 + L_{d1} \cdot \frac{di_1}{dt} + N_1 \cdot \frac{d\varphi_M}{dt}$$

$$e_2 = R_2 \cdot i_2 + L_{d2} \cdot \frac{di_2}{dt} + N_2 \cdot \frac{d\varphi_M}{dt}$$

Llamaremos ahora en adelante a  $L_1$  y  $L_2$  como los coeficientes de auto inducción de  $L_{d1}$  y  $L_{d2}$ .

Con esta nueva notación las ecuaciones del transformador serán:

$$e_1 = R_1 \cdot i_1 + N_1 \cdot \frac{d \varphi_M}{d t} + L_1 \cdot \frac{d i_1}{d t}$$

$$e_2 = R_2 \cdot i_2 + N_2 \cdot \frac{d \varphi_M}{d t} + L_2 \cdot \frac{d i_2}{d t}$$

## 2.4. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR REAL

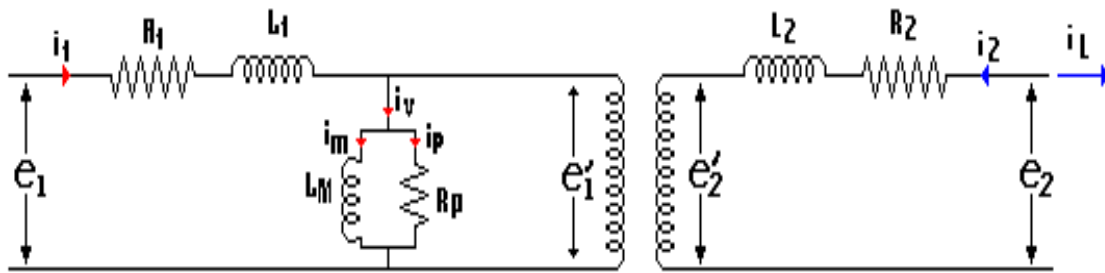


Figura 2.4: Circuito de un transformador real. [5]

El circuito cumple con las siguientes ecuaciones.

$$I_1 = I_2' + I_V$$

$$e_1 = e_1' + (R_1 + jL_1)i_1$$

$$e_2 = e_2' - (R_2 + jL_2)i_2$$

## 2.5. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores de distribución son aquellos transformadores cuyas potencias y tensiones son iguales o inferiores a 500 KVA 23.000 V, respectivamente, tanto

trifásicos como monofásicos. Las aplicaciones típicas son para alimentar residencias, edificios, almacenes, centros comerciales. [6]

Estos aparatos, permiten al consumidor final la utilidad y funcionalidad en muchas aplicaciones de uso para máquinas industriales y especiales, en minería, explotaciones petroleras, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica donde se ha podido usar y distribuir a las diferentes ciudades del mundo, desde las plantas generadoras de electricidad, hasta su aplicación final. [7]

## 2.5.1. Tipos de los transformadores en Distribución por su Instalación

### 2.5.1.1. Tipo Poste

La aplicación principal de los transformadores tipo poste es la distribución de la energía eléctrica, reduciendo el voltaje de las líneas de transmisión de media tensión a los niveles de baja tensión residencial o industrial. Se fabrican en potencias normalizadas desde 25 hasta 1000 kVA, normalmente se utiliza aceite mineral como aislante. [8]



Figura 2.5: Transformador Tipo Poste [9]

### 2.5.1.2. Tipo Pedestal.

El transformador de distribución para montaje pedestal PAD MOUNTED está diseñada para proveer servicio eléctrico en sistema de distribución subterráneos. Este tipo de transformador está diseñado para instalarse en el interior o exterior de zonas residenciales o en terrazas de edificio. Se fabrica en potencias de 150 a 2000kVA. [8]



Figura 2.6: Transformador Tipo Pedestal [8]

### 2.5.1.3. Tipo Rurales

Están diseñados para instalación monoposte en redes de electrificación suburbanas monofilares, bifilares y trifilares, de 7.6, 13.2 y 15 kV. En redes trifilares se pueden utilizar transformadores trifásicos o bien, ser sustituidos por tres monofásicos. [10]



Figura 2.7: Transformador Tipo Rural [10]

### 2.5.1.4. Tipo Subestación

Este tipo de transformador está diseñado para trabajar bajo techo o a la intemperie. Es adecuado para suministrar energía eléctrica en edificios e instalaciones en general que requiere un alto grado de seguridad. Permiten ser instalados cerca de

los centros de consumo, reduciendo al mínimo la pérdida de potencia y los costos de instalación. Pueden ser suministrados sumergidos en aceite aislante o en fluido incombustible de silicona cuando por razones de seguridad así lo requiera. [8]



Figura 2.8: Transformador Tipo Subestación [10]

#### 2.5.1.5. Tipo Sumergible

Los transformadores tipo sumergibles, están destinados a ser utilizados en cámara o bóveda bajo el nivel del suelo, donde existe la posibilidad de inmersión ocasional con agua. Podrán permanecer sumergido durante 12 horas en un volumen de agua de 3 metros sobre el transformador sin que ocurran filtraciones. [8]

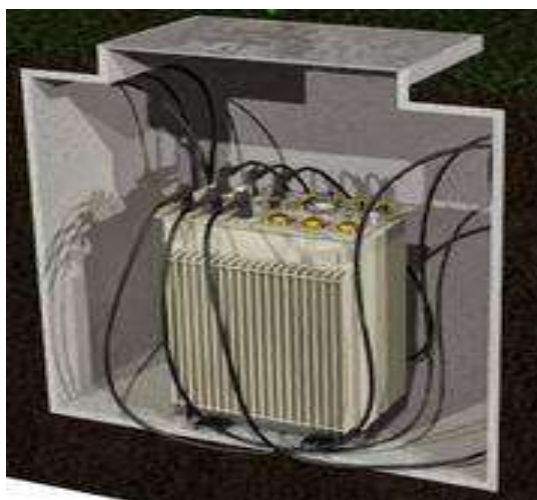


Figura 2.9: Transformador Tipo Sumergible. Fuente [Web]

### 2.5.1.6. Tipos Autoprotegidos

El transformador incorpora componentes para protección del sistema de distribución contra sobrecargas, cortocircuitos en la red secundaria y fallas internas en el transformador, para esto posee fusibles de alta tensión y disyuntor de baja tensión, montados internamente en el tanque. Para protección contra sobre tensiones el transformador está provisto de dispositivo para fijación de pararrayos externos en el tanque. Se fabrican en potencias de 45 a 150KVA, para Alta Tensión de 15 o 24,2KV; y Baja Tensión de 380/220 o 220/127V. [10]

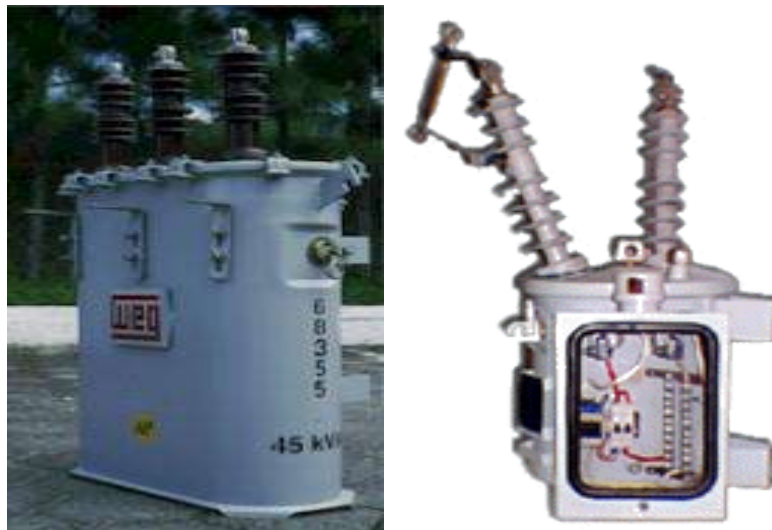


Figura 2.10: Transformador Tipo Autoprotegidos. [10]

## 2.5.2. Clasificación por su número de fases

### 2.5.2.1. Transformadores Monofásicos

Los transformadores monofásicos, tanto de columnas como acorazados, se usan en distribución de energía eléctrica, por ejemplo, para reducir en líneas de MT a BT. Se los suele encontrar, de pequeña potencia en soportes de líneas eléctricas rurales. También se los encuentra, en potencias altas, para constituir bancos trifásicos, con tres de ellos, en sistemas de distribución. [11]

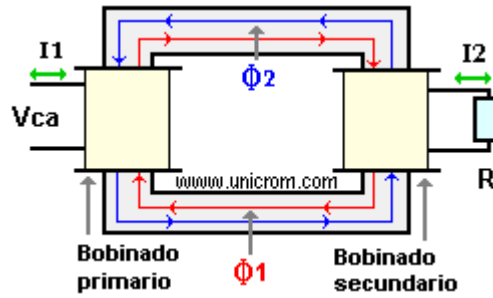


Figura 2.11: Transformador monofásico. Fuente[web]

### 2.5.2.2. Transformadores Trifásicos

El trifásico de columnas es el más usado. Se lo encuentra desde pequeñas potencias hasta muy grandes. Como elevadores de tensión en las centrales, reductores en las subestaciones, de distribución en ciudades, barrios, fábricas, etc. [11]

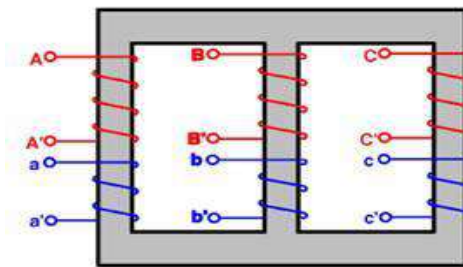


Figura 2.12: Transformador Trifásico de 3 columnas. Fuente [web]

### 2.5.3. Clasificación según los parámetros nominales de un transformador

#### 2.5.3.1. Tensión primaria

Es la tensión a la cual se debe alimentar el transformador, dicho en otras palabras, la tensión nominal ( $V_{1n}$ ) de su bobinado primario. En algunos transformadores hay más de un bobinado primario, existiendo en consecuencia, más de una tensión primaria. [12]

### **2.5.3.2. Tensión máxima de servicio**

Es la máxima tensión a la que puede funcionar el transformador de manera permanente. [12]

### **2.5.3.3. Tensión secundaria**

Si la tensión primaria es la tensión nominal del bobinado primario del transformador, la tensión secundaria es la tensión nominal ( $V_{2n}$ ) del bobinado secundario. [12]

### **2.5.3.4. Frecuencia**

Es una magnitud que mide el número de repeticiones por unidad de tiempo de cualquier fenómeno o suceso periódico sus múltiplos más empleados son de (50/60) Hertz (Hz). [12]

### **2.5.3.5. Potencia nominal**

Es la potencia máxima que puede suministrar el bobinado secundario del transformador. Este valor se mide en kilo voltio amperios (kVA). [12]

### **2.5.3.6. Intensidad nominal primaria ( $I_{1n}$ )**

Es la intensidad que circula por el bobinado primario, cuando se está suministrando la potencia nominal del transformador. Dicho en otras palabras, es la intensidad máxima a la que puede trabajar el bobinado primario del transformador. [12]

### **2.5.3.7. Intensidad nominal secundaria ( $I_{2n}$ )**

Al igual que ocurría con la intensidad primaria, este parámetro hace referencia a la intensidad que circula por el bobinado secundario cuando el transformador está suministrando la potencia nominal. [12]

### **2.5.3.8. Tensión de cortocircuito ( $V_{cc}$ )**

Hace referencia a la tensión que habría que aplicar en el bobinado primario para que, estando el bobinado secundario cortocircuitado, circule por éste la intensidad secundaria nominal. Se expresa en porcentaje. [12]

#### **2.5.4. Efectos de la sobrecarga en los transformadores de distribución.**

Gran parte de los transformadores poseen en algunas zonas en el cual demuestran un mayor grado de temperatura, que generan pérdidas en los materiales y se convierten en energía calorífica el cual constituyen puntos críticos de los mismos con probabilidades de fallas catastróficas.

Dentro de las especificaciones de la norma IEC 60076-7 se contempla y describen las limitaciones, influencias, determinación de temperaturas, entre otras de los transformadores sumergidos en aceite mineral.

##### **2.5.4.1. Limitación de sobrecarga pasando la barrera del valor nominal de la placa**

Los parámetros causantes de los efectos de sobrecarga son las altas corrientes nominales y altas temperaturas de funcionamiento, es decir, que trabajan por encima de los valores nominales especificados en la placa de características del transformador en cuestión y son las siguientes.

- La temperatura en los arrollamientos, abrazaderas, conductores, aislamientos y aceite aumentara considerablemente, y puede alcanzar niveles inaceptables.
- La densidad de flujo de dispersión aumentará notablemente, provocando un aumento de las corrientes de Foucault en los conductores y calentamientos en las partes metálicas y en la cuba.
- La humedad y el contenido en gases, en el aislamiento y en el aceite cambiarán, ya que la solubilidad del agua en el aceite se incrementará al aumentar la temperatura.
- Las bornes, los cambiadores de tomas en carga, los empalmes de cables y los transformadores de corrientes estarán expuestos a unas mayores sollicitaciones, potencialmente superiores a los márgenes de diseño y aplicación del transformador.

La combinación del flujo principal y el crecimiento del flujo de dispersión impone restricciones sobre una posible sobreexcitación del núcleo.

Como consecuencia, habrá un riesgo prematuro de fallo asociado con el aumento de las corrientes y temperaturas. Este riesgo asociado a los fenómenos mencionados puede manifestarse a corto plazo como un daño importante en el transformador o puede manifestarse a largo plazo como un envejecimiento acumulado.

#### **2.5.4.2. Efectos de las sobrecargas elevadas de corta duración**

Una carga elevada de corta duración provoca unas condiciones de servicio que suponen un aumento del riesgo de fallo. Pueden causar puntos calientes al conductor, que lleguen a un nivel que puede dar lugar a una reducción temporal de la rigidez dieléctrica. No obstante, en algún caso admitir estas situaciones durante un tiempo reducido puede ser preferible a la pérdida del suministro eléctrico.

Se describen los siguientes efectos:

- El riesgo es la reducción en la rigidez dieléctrica debido a la posible presencia de burbujas de gas en una región de altas sollicitaciones eléctricas, como son los arrollamientos y las conexiones. Esas burbujas pueden producirse cuando la temperatura del punto más caliente excede de 140°C para un transformador con un contenido del 2% de humedad en el aislamiento de los arrollamientos. Esta temperatura disminuye con el aumento de la concentración de humedad.
- Las burbujas de gas se pueden desarrollar en las superficies de las piezas metálicas voluminosas calentadas por el flujo de dispersión o por supersaturación del aceite. Estas burbujas normalmente se desarrollan en regiones de bajo estrés eléctrico y para que se produzca una reducción de la rigidez dieléctrica tienen que viajar a regiones donde el estrés es más alto. La temperatura de las partes metálicas sin recubrimientos, a excepción de los devanados, que no están directamente en contacto con el aislamiento de celulosa pero en contacto con el aislamiento no celulósico y el aceite del transformador, puede llegar rápidamente a altas temperaturas. No debe excederse una temperatura de 180 °C para evitar riesgo de vaporización del aceite e incendio.

- La disminución de las propiedades mecánicas de las partes metálicas a altas temperaturas puede reducir la capacidad de soportar cortocircuitos.
- La presión acumulada en los bornes puede derivar en un fallo debido a la pérdida de aceite.
- La expansión del aceite podría causar desbordamiento del depósito conservador.

#### **2.5.4.3. Efectos de las sobrecargas elevadas de larga duración**

Este tipo de operación no es habitual y su ocurrencia es rara, pero su puede persistir durante semanas o meses y puede dar lugar a un envejecimiento considerable de los conductores.

A continuación, encontramos los efectos que podrían acarrear ante esta situación:

- El deterioro de las propiedades mecánicas del aislamiento de los conductores es mayor a altas temperaturas. Si este deterioro se prolonga durante mucho tiempo, se reduciría la vida efectiva del transformador, particularmente si está sujeto a cortocircuitos en el sistema o sufre algún percance en un transporte posterior.
- Otras partes de los aislamientos, especialmente las que soportan la presión axial del conjunto los arrollamientos, pueden también sufrir un aumento de la velocidad de envejecimiento a altas temperaturas.
- La resistencia de contacto del cambiador de tomas en carga puede aumentar con corrientes y temperaturas elevadas, y en casos severos puede surgir un problema térmico en el mismo.
- Las juntas de los materiales del transformador se vuelven más frágiles como resultado de las altas temperaturas.

#### **2.5.5. Consecuencia del aumento de la temperatura en los transformadores de distribución.**

Gran parte de las pérdidas que tienen los transformadores se convierten en energía calorífica. La energía térmica hace que los dipolos magnéticos de un material ferromagnético sufran una desalineación en su configuración normal.

Al llegar a un límite de temperatura el ferromagnetismo de los materiales ferromagnéticos desaparece completamente, y el material se torna paramagnético. Esta temperatura se denomina temperatura de Curie [13].

Se denomina temperatura de Curie (en ocasiones punto de Curie) a la temperatura por encima de la cual un cuerpo ferromagnético pierde su magnetismo, comportándose como un material puramente paramagnético. [13].

#### **2.5.6. Factores que afectan el sistema de aislamiento de un transformador aislado en aceite.**

Un transformador es una máquina eléctrica que se encuentra constituida por varias partes. Dentro de estos elementos constitutivos, el sistema de aislamiento (aceite y papel) es el componente más importante y es al que se le debe cuidar en mayor grado.

Existen cuatro factores que afectan al sistema de aislamiento de un transformador en aceite: la humedad, el oxígeno, el calor y la contaminación externa.

La humedad puede presentarse en el interior del transformador de las siguientes maneras:

- De forma disuelta.
- En forma de una emulsión agua/aceite.
- En estado libre en el fondo del tanque.
- En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar)

El efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite depende de la forma en que esta exista. Una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión agua/aceite tiene una marcada influencia al reducir la rigidez dieléctrica del aceite. En cambio, hasta cierto punto, el agua disuelta en el aceite tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctrica del mismo.

El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que, este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos,

agua y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicarle calor, además no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se lo realiza con vacío.

Se sabe que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuan seco está el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, produciéndose la de-polimerización o destrucción del papel; otros efectos debidos a las elevadas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO<sub>2</sub>, CO).

Los contaminantes externos pueden presentarse en forma de “caspas”, provenientes del proceso de manufactura del transformador y que no han sido propiamente eliminados en el proceso de llenado del transformador con aceite. Partículas diminutas pueden desprenderse de la celulosa cuando el transformador está en servicio. Otro contaminante es el policlorhidrato de bifenilo, el cual reduce la capacidad del aceite de soportar sobre voltajes. [13]

### **2.5.7. Importancia de medición de los parámetros que afectan al transformador en estados de sobrecarga**

Los transformadores son equipos vitales por su significancia en las redes de distribución de energía eléctrica. La disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad, son requisitos indispensables en su operación diaria. Dentro de estos sistemas, los transformadores juegan un papel fundamental dando la importancia del diagnóstico continuo de su estado y la detección de antemano de la posible aparición de fallas ocultas para asegurar su continuidad al servicio.

La detección de algunos tipos de fallas o eventos anormales como arcos eléctricos en las guías, falsos contactos, descargas parciales, en los devanados, el grado de sobrecarga, temperatura, humedad en el material aislante, gases disueltos en el aceite, entre otras la cual evidencian las típicas fallas mencionadas en los transformadores de distribución.

El transformador en funcionamiento tiene un proceso de envejecimiento físicamente continuo, pero al operar en un estado de sobrecarga debido al calentamiento producido por la corriente entre otras variables, provocará un mayor envejecimiento respecto a la normal, donde indican que la expectativa de vida con una temperatura máxima en el arrollamiento (hot-spot) continua de 110 °C es 20.55 años (normas IEEE Std C57-91 y IEC 60076-7)

La visualización de estas variables permite el conocimiento del estado del equipo y sus accesorios, obteniendo el diagnostico de fallas incipientes facilitando su posterior análisis.

## **2.6. PROTECCIÓN EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

Los transformadores tienen que protegerse debidamente contra los defectos y averías debido a causas de tipo interno y externo que pueden ocasionar su destrucción.

Las causas de tipo interno pueden originarse en el circuito magnético (falta de aislamiento entre chapas, piezas para sujetar el núcleo, falta de aislamiento entre chapas y bobinas y existencia de entrehierros); en el circuito eléctrico (corte de los arrollamientos, cortocircuito entre espiras y cortocircuito entre conductores y el núcleo magnético); en los dieléctricos (falta o deterioro del aislamiento) y en el circuito de refrigeración (pérdidas del fluido refrigerante, obstrucción de las tuberías de circulación del refrigerante, fallo de la ventilación forzada, etc.).

Las causas de origen externo pueden ser por, sobrecarga, cortocircuito, sobretensiones. [14]

### **2.6.1. Sistema de Protección**

El sistema de protección es una condición segura que visualiza las magnitudes eléctricas que involucran a la detección de fallas incipientes en los equipos y/o en las instalaciones del sistema, la operación en condiciones anormales o la presencia de otros inconvenientes. Con la principal finalidad de aminorar los efectos priorizando en las tomas de decisiones correctas e inmediata y reestablecer la operación normal. [15]

La función principal de los sistemas de protección consiste en minimizar las fallas sobre el equipo protegido desenergizándolo rápidamente y mejorar la calidad del servicio al eliminar o aislar aquellos elementos que por su operación defectuosa puedan producir perturbaciones que en lo general logren disminuir las pérdidas económicas que se pudiesen producir como consecuencia de estos. [16]

### **2.6.1.1. Componentes de un sistema de protección**

#### **2.6.1.1.1. Fusibles**

Es un dispositivo de cortocircuito automático tipo dual para la protección de los equipos. El elemento fusible está calibrado para que con determinada corriente alcance su punto de fusión e interrumpa el paso de la corriente eléctrica a través de él. En caso de falla y posterior quema interrumpe solamente la fase afectada cuando ocurre una sobrecorriente, y no necesariamente se tienen que abrir las demás fases. Para restablecer es necesario reponer el elemento fusible al porta fusible por otro del mismo tipo y valor nominal y cerrar la llave manualmente para reenergizar el circuito. [17]



Figura 2.13: Seccionador fusible típico para media tensión [17]

### **2.6.1.1.2. Descargadores de sobretensión**

Se emplean para la protección de la aislación de transformadores, capacitores, y otros aparatos de MT, frente a sobretensiones (externas) de origen atmosférico e internas (de maniobra), que podrían afectarlos irreversiblemente, para lo cual deberán instalarse lo más cerca posible del dispositivo a proteger.

La función del descargador es derivar a tierra las tensiones que alcancen un nivel peligroso para la aislación del equipamiento protegido. En el caso de tensiones de funcionamiento normales, el descargador de sobretensión debe actuar como un aislante del conductor de fase desde tierra y no deben operar cuando las sobretensiones no son peligrosas. [18]



Figura 2.14: Descargador de sobretensión con soporte aislado para montaje [19]

### **2.6.1.1.3. Válvula o dispositivo de alivio de presión**

El dispositivo normal de alivio de presión está ubicado en el tanque por arriba del nivel de líquido. Su función es proteger contra deformaciones o ruptura de la cuba en casos de fallas internas que produzcan presiones elevadas, alivia la presión interna excesiva del tanque y resella a un nivel más bajo de presión positiva.

Opera automáticamente en milisegundos el cual el aparato se abrirá, reduciendo de esta manera la presión excesiva de la cuba hasta que se alivie, para su posterior el cierre. [20]



Figura 2.15: Diferentes tipos de válvulas de alivio de presión Fuente [web]

### **2.6.2. Importancia de la supervisión y control a los sistemas de protecciones del transformador de distribución**

Como hemos visto, el transformador sufre defectos internos y externos que deberán detectarse y corregirse para prevenir una posible avería.

Una red eléctrica de distribución debe prestar especial atención a los principios de seguridad de las personas, fiabilidad de las protecciones, tanto en seguridad como en obediencia, calidad de la energía eléctrica, y economía. Estos puntos pueden complementarse al contar con los siguientes sistemas: SCADA, protecciones, registros, medición de energías, telecomunicaciones.

Es de vital importancia tanto para la red y transformadores en distribución contar con tecnologías que permitan monitorear su estado, ya que los beneficios

económicos y de confiabilidad del suministro que comporta la detección de los posibles defectos en fases tempranas compensan su elevado precio, ya que disminuyen los costes en reparaciones y contribuye a la mejora de la calidad y confiabilidad del servicio.

### **2.6.3. Monitoreo de las protecciones y visualización de las variables en los transformadores**

#### **2.6.3.1. El sistema de Monitorización**

Los transformadores juegan un papel crucial en la red y aquellas indisponibilidades o interrupciones que se puedan producir ocasionan pérdidas considerables. Es por ello que deben estar supervisados continuamente con especial cuidado.

De ahí la importancia de la detección temprana de estos posibles defectos del equipo, por lo que se utiliza el sistema de monitorización. Éste debe incluir distintas funciones de monitoreo que satisfagan un análisis óptimo de los componentes internos y externos del transformador.

Gracias al desarrollo continuo de las tecnologías en torno a la visualización y el control se han podido reducir la tasa de fallos intempestivos de los transformadores. En la actualidad existen dos tipos de mantenimientos:

- Mantenimiento preventivo: revisiones periódicas, con alto coste.
- Mantenimiento correctivo: intervención cuando se produce la avería. La aparición de avería supone muy altos costes y variación de las planificaciones a corto y largo plazo de las inversiones.

La monitorización en tiempo real, permite detectar anomalías en una fase temprana, con lo que se puede solventar el problema antes de llegar a la avería y a tomar decisiones en base a los datos continuos recogidos posibilitando un mantenimiento basado en la condición.

En este trabajo nos centraremos básicamente en el monitoreo de las variables a controlar del transformador utilizando los distintos sensores para el presente caso de estudio.

El sistema de monitorización aporta gran peso en la prevención de interrupciones y cortes de suministro, mejoras en el mantenimiento y mano de obra, aumento de la vida útil del transformador. [21]

## **CAPÍTULO 3**

### **REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES (REI)**

A medida que las redes eléctricas en distribución comenzaron a crecer debido a la demanda, su control empezó a ser más complejo, junto al problema de la eficiencia del propio sistema actual debido a las pérdidas inherentes al transporte y distribución. A medida que la evolución avanza se precisan nuevas y mejores infraestructuras eléctricas para explotar el gran potencial del recurso de energía hidroeléctrica existente en el país.

La Smart Grid (SG) también conocida como Red Eléctrica Inteligente (REI) se define como una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de los usuarios conectados en ella para proporcionar un suministro de energía segura, económica y sostenible, por ende se emplean tecnologías de última generación creando un sistema que permita la comunicación bidireccional de electricidad e información entre el consumidor final de la energía y las compañías eléctricas y satisfaga las necesidades de la era digital, mejorando la eficiencia y fiabilidad de la red eléctrica [22].

Una descripción conceptual general de la Red Inteligente definida como una estructura evolutiva y constituida con la convergencia de las industrias: eléctrica, de telecomunicaciones e informática. Se describen las aplicaciones y servicios de la Red Inteligente, en pos de la consecución de un sistema eléctrico eficiente, económico, sostenible y seguro. [23]

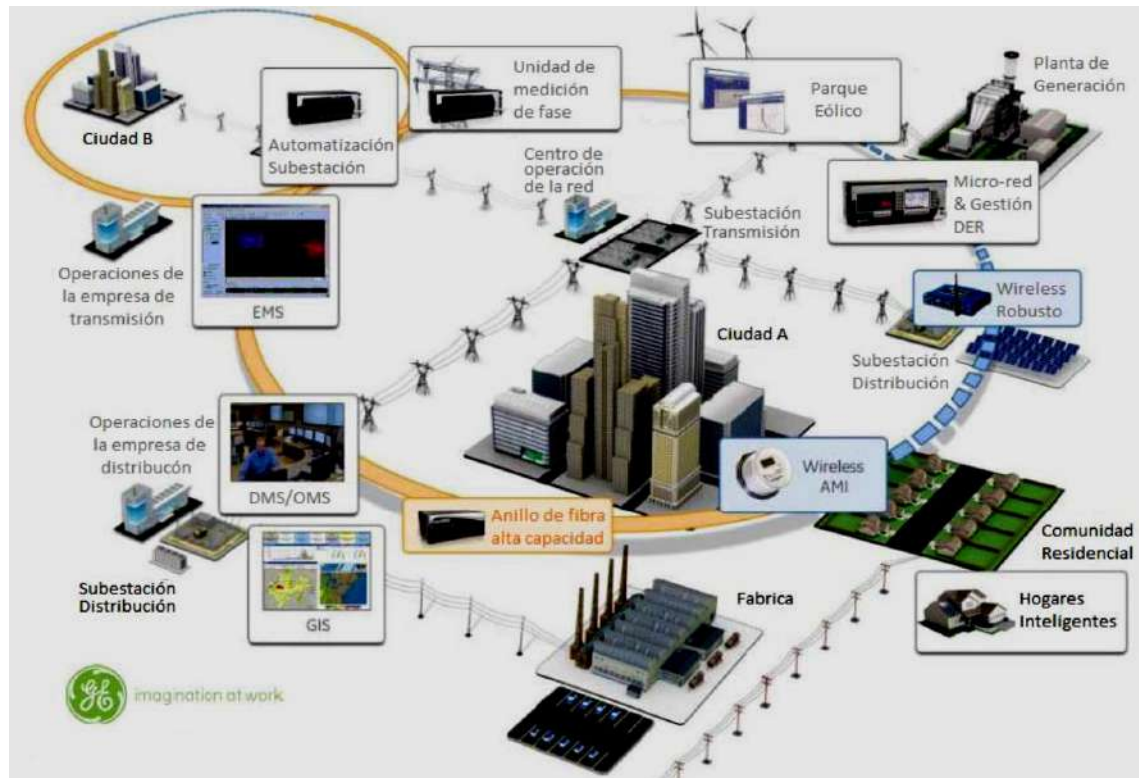


Figura 3.1: Visión General de la Red Inteligente. Fuente [G.E]

## LA IMPORTANCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (SED)

La Red Inteligente se orienta como una solución para las empresas de servicios eléctricos, ya que estos sistemas inteligentes plantean soluciones a diversos inconvenientes del sector. Por mucho tiempo casi toda la telemetría de la red de distribución y sus comunicaciones con otros dominios han sido realizados por personal humano, además el principal sensor del sistema de distribución ha sido la llamada telefónica del cliente que reporta sus quejas y problemas, esto inicia el despacho de personal (cuadrilla) al campo para revisión y restauración del servicio.

La implementación de la Red Inteligente en el Sistema de Distribución representa la oportunidad de mejorar varios ámbitos relacionados con la gestión de sus activos, eficiencia en el servicio ya que el suministro de energía será más confiable seguro y de mejor calidad, adicionalmente se optimizarán los procesos operativos, mantenimiento, planificación de instalaciones, atención al cliente, entre otros. [23]

## **CAPÍTULO 4**

### **SISTEMAS DE MONITOREO Y CONTROL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN**

El sistema de gestión de distribución avanzada (ADMS) es un concepto que se ha propuesto como solución a los nuevos requisitos del entorno de operaciones integradas, que ofrece observabilidad y capacidad de control para operaciones confiables, resistentes, eficientes y económicas. Una plataforma ADMS integra múltiples sistemas que podrían incluir, entre otros, control de supervisión y adquisición de datos (SCADA), sistemas de información geográfica (GIS), sistemas de gestión de distribución (DMS), lectura automatizada de medidores / infraestructura de medición avanzada (AMR / AMI), sistemas de gestión de interrupciones (OMS), etc [24].

#### **4.1. CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)**

Los sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) consisten en sistemas de software y hardware que monitorean, recopilan y procesan datos. El SCADA se usa comúnmente en muchas industrias y no es exclusivo de los sistemas de energía eléctrica. En los sistemas de energía eléctrica, los sistemas SCADA modernos permiten que los datos casi en tiempo real de la subestación y los dispositivos de campo sean monitoreados y controlados de forma remota por sistemas como DMS y OMS. Los datos SCADA generalmente se actualizan a una velocidad de una vez cada 2 a 10 segundos y se pueden archivar, lo que permite el análisis de tendencias y la capacidad de analizar eventos pasados del sistema de energía [24].

#### **4.2. DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM (DMS)**

El Sistema de Gestión de Distribución DMS es una pieza fundamental para la gestión inteligente de redes, ya que permiten monitorear, controlar e integrar los sistemas de adquisición de información real de campo con aplicaciones específicas orientadas a la operación de Redes de Distribución de manera eficiente y confiable.

Actúa como un sistema de apoyo a la decisión para ayudar a la sala de control y al personal de operaciones de campo con el monitoreo y control del sistema de distribución eléctrica. Mejorar la confiabilidad y la calidad del servicio en términos de reducir las interrupciones, minimizar el tiempo de interrupción, mantener los niveles de voltaje y frecuencia aceptables son los entregables claves de un DMS [25].

#### **4.3. OUTAGE MANAGEMENT SYSTEM (OMS)**

El Sistema de Gestión de Interrupciones (OMS), Es un sistema de información orientado a asistir al operador del centro de control, este se encarga de las labores relacionadas con la gestión de interrupciones, lo que significa, localización de interrupciones y la restauración del servicio. Por lo general, incluye funciones como el manejo de llamadas de problemas, el análisis y la predicción de interrupciones, la administración de las cuadrillas y los informes de confiabilidad.

En los últimos años, OMS se ha vuelto más automatizado. La predicción de interrupción: el proceso de análisis de eventos de interrupción, las notificaciones de interrupción de AMI y los cambios de estado informados por SCADA, entre otros. [26]

Los sistemas avanzados de medición (AMI) y de lectura automática de medidores (AMR) pueden proporcionar la detección de interrupciones y la capacidad de restauración y, por lo tanto, servir como llamadas virtuales que indican que los clientes no tienen energía. [27]

#### **4.4. AUTOMATED METER READING (AMR) / AUTOMATIC METERING INFRASTRUCTURE (AMI)**

La infraestructura de medida, junto con una red de comunicaciones adecuada, proporciona a la REI la información necesaria para la toma de decisiones

Los primeros sistemas de lectura automática de contadores (AMR) se implementaron a principios de la década de 1990 y proporcionaron el primer método completamente automatizado para recopilar datos de consumo de energía de los clientes de uso final. La infraestructura de medición avanzada (AMI) no se

implementó a gran escala hasta mediados de la década de 2000, y estos sistemas tenían significativamente más capacidades que AMR. Los sistemas de gestión de datos de mediciones (MDMS) han evolucionado para admitir los datos generados por los sistemas AMR y AMI [24].

#### **4.5. INFRAESTRUCTURA DE MEDIDA AUTOMÁTICA (AMR - AUTOMATIC METER READING):**

Son sistemas usados en la recolección automática de datos para dispositivos de medición hacia una base de datos central para su posterior análisis y manipulación según convenga. La importancia de estos sistemas es disminuir la intervención de personas en los procesos de toma de lecturas, corte de servicio logrando reducir la carga operativa en la empresa y por el lado de los abonados aumentando la satisfacción al recibir un mejor servicio. [28]

#### **4.6. INFRAESTRUCTURA DE MEDIDA AVANZADA (AMI – ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE)**

Al considerar un sistema de medición inteligente cuando se dispone de un contador que es capaz de transmitir la información de sus mediciones a la empresa de servicios, éste normalmente mide, registra y almacena el consumo y otros parámetros que son necesarios por las empresas proveedoras para sus aplicativos, con la finalidad de realizar análisis e implementar nuevas prestaciones que optimicen sus procesos y la gestión de sus activos; si el modelo de comunicación es bidireccional se estará tratando de un sistema (AMI). [29]

#### **4.7. METER DATA MANAGEMENT SYSTEM (MDMS)**

Un MDMS proporciona un software de almacenamiento y gestión para los datos recopilados del medidor. La función principal de un MDMS es tomar la información de los medidores en los sistemas AMR / AMI y procesarla para los sistemas de facturación del cliente. Si bien un MDMS puede implementar numerosas funciones, la facturación es su objetivo principal. El MDMS puede compartir datos con varios otros sistemas, como sistemas de mantenimiento de

activos, gestión de relaciones con los clientes, sistemas comerciales, DMS, GIS y OMS [24].

#### 4.7.1. Ventajas y Desventajas de los sistemas AMR-AMI

Sistemas	Ventajas	Desventajas
AMR	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Lectura Remota de los medidores.</li> <li>•Registro de energía mensual o por intervalos de tiempos predefinidos.</li> <li>•Supervisión continua de los parámetros.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Comunicación unidireccional.</li> <li>•No realiza la gestión de corte – reposición de la energía.</li> <li>•Utiliza en redes fijas y móviles con bandas de frecuencias limitada y con licencia.</li> <li>•Limitación de la fabricación en los dispositivos de medición.</li> </ul>
AMI	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Comunicación bidireccional</li> <li>•Registra y gestiona automáticamente los medidores.</li> <li>•Configuración y aplicaciones de redes inalámbrica inteligentes.</li> <li>•Información Precisa de los parámetros en tiempo real</li> <li>•Atención de averías</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Riesgo de pérdida de privacidad.</li> <li>•Fiabilidad reducida; medidores más complicados, posibilidad de interferencia por parte de terceros.</li> <li>•Aumento de los riesgos de seguridad de la red o el acceso remoto.</li> </ul>

Tabla 4.1: Ventajas y desventajas de los sistemas AMR-AMI [30]

## CAPÍTULO 5

### SISTEMA DE MONITOREO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

En el sistema de distribución, unos de los componentes más importante es el transformador, el cual es necesario controlar los parámetros y el estado de este para su buen funcionamiento. [31]

Con un sistema de monitoreo local o remoto, será posible obtener los parámetros deseados con mayor rapidez a más de crear metodologías más exactas de análisis, comportamiento de la demanda, predecirla y proyectar su expansión con mayor exactitud. [31]

La característica distintiva de un sistema de monitoreo, es la manera en cómo se transmiten los datos y la conversión de la cantidad medida, en una magnitud representativa de otra clase, que puede transmitirse convenientemente para la medición a distancia. [31]

## **5.1. DEFINICIONES GENERALES**

### **5.1.1. Monitoreo**

El monitoreo consiste en la supervisión permanente coordinado con los agentes responsables en la acción del mismo. Permite vigilar los diferentes parámetros de interés en forma continua, y así poder permitir la detección exacta del deterioro del equipo y diagnosticar las condiciones anormales a la que están expuestas y donde requieran una acción correctiva. [32]

### **5.1.2. Medición**

Es un proceso básico que consiste en comparar un patrón elegido con otro objeto o fenómeno que tenga una magnitud física igual a éste para poder así calcular cuántas veces el patrón está contenido en esa magnitud. La medición es comparar la medida de una cosa con la medida de otra magnitud. [33]

## **5.2. SISTEMA DE MONITOREO**

En un sistema de monitoreo su propósito principal es supervisar el comportamiento de los elementos a controlar durante cualquier proceso. Donde el cual se componen a continuación: software, parámetros a monitorear, indicadores de estados, visualizaciones de posibles eventos peligrosos, intervalos de tiempos de monitoreo, gráficos de resultados, reportes, divulgación de resultados, el equipo responsable es el encargado de supervisar los resultados del monitoreo permanente a fin de tomar decisiones correctas con respecto a la operación, mantenimiento correctivo o preventivo a cada evento analizado. [34]

## **5.3. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MONITOREO**

### **5.3.1. Monitoreo Convencional**

En el monitoreo convencional, los datos obtenidos en las mediciones pueden ser afectados por errores de lectura o técnicas de prueba mal aplicadas, lo que ocasiona que el diagnóstico de la condición del parámetro a monitorear pueda ser errónea. Estos factores adversos del monitoreo convencional dieron lugar a que se desarrollaran los sistemas de monitoreo en línea para los parámetros eléctricos, los

cuales proporcionan, de manera más oportuna, la información al personal encargado de la operación de los mismos. [35]

### **5.3.2. Monitoreo en Línea**

El propósito de los sistemas de monitoreo en línea es conocer en tiempo real las condiciones de operación y el estado de las cargas de los transformadores, con el objetivo principal de detectar degradaciones incipientes que permitan tomar decisiones oportunas para reducir la probabilidad de fallas catastróficas en estos equipos. Desde hace varias décadas ha existido el registro de cargas de transformadores. Este consistía en monitorear el estado general del transformador realizando mediciones periódicas por medio de una serie de instrumentos. [35]

### **5.4. OBJETIVOS DEL MONITOREO [36]**

- Evaluar continuamente el estado operacional del Transformador.
- Evitar fallas catastróficas.
- Aumentar la disponibilidad operativa de los equipos.
- Ayudar en la planificación del mantenimiento.
- Almacenar adecuadamente una gran cantidad de datos.

### **5.5. PARÁMETROS MINIMOS A SER MEDIDOS POR EL SISTEMA DE MONITOREO**

- Corriente de línea.
- Tensión de Fase.
- Potencias:
  - Activa.
  - Reactiva.
- Temperatura.

### **5.6. PARÁMETROS ADICIONALES DESEABLES**

- Humedad
- Nivel de Aceite
- Armónicos

Mediciones y cálculos indirectos que se puede obtener a partir de la medición de estos parámetros como ser la vida útil del transformador, mantenimiento predictivo, sobre carga, etc.

## **5.7. REQUERIMIENTOS BÁSICOS DEL SISTEMA DE MONITOREO**

### **5.7.1. Escalabilidad**

El sistema de monitoreo debe ser escalable, de tal manera que su arquitectura permita planificar futuras expansiones respecto de los puntos de registro ubicados en los puntos estratégicos.

### **5.7.2. Compatibilidad**

La arquitectura seleccionada debe considerar la comunicación e interconexión entre dispositivos, permitiendo verificar la compatibilidad de equipos pertenecientes a diferentes fabricantes y modelos.

### **5.7.3. Concentración de datos**

La información capturada por medio de los sensores en los diferentes puntos de registro del sistema debe ser enviada al concentrador de datos centralizado o al concentrador de datos específico que fuese definido en caso de contar con distintos niveles jerárquicos que provean de información al concentrador maestro.

### **5.7.4. Respaldo y recuperación de la información**

El sistema de monitoreo debe contar con un sistema de respaldo y recuperación de información en caso de que se produzcan fallas en los canales de comunicaciones, el hardware o el software del sistema.

### **5.7.5. Accesibilidad**

La información recibida en el concentrador de datos centralizado debe estar disponible para el análisis en el software computacional diseñado para tales fines.

### **5.7.6. Aplicaciones en línea**

Para las aplicaciones que verifican la operación en línea del equipo, es importante contar con un medio de acceso rápido, con la capacidad de almacenamiento adecuado y además con un requerimiento adicional respecto de la máxima latencia, es decir la suma de retardos dentro de una red de transmisión de datos. El procesamiento del concentrador específico, la transmisión de los datos asociados a cada enlace y por último el procesamiento del concentrador de datos centralizado hasta la respectiva visualización de la información.

### **5.7.7. Aplicaciones fuera de línea**

Para las aplicaciones que no verifican la operación en línea del equipo, es importante contar con un medio de acceso rápido y con la capacidad de almacenamiento adecuada para acceder a la información histórica de los registros.

### **5.7.8. Seguridad**

El sistema de monitoreo debe contar con un sistema de seguridad robusto que permita realizar la interconexión del equipamiento que participa en el esquema de monitoreo de forma segura de acuerdo a las diferentes etapas del proceso de adquisición, transmisión y recepción de información.

### **5.7.9. Elementos principales de un sistema de monitoreo [37]**

- Sensores.
- Sistema de adquisición de datos (SAD).
- Software de análisis para manejo de información del estado del transformador.

#### **5.7.9.1. Sensores**

Son dispositivos diseñados para recibir los parámetros de información a medir del transformador y enviarlos al sistema de adquisición de datos. [38]

### 5.7.9.2. Sistema de adquisición de datos

La función del sistema de adquisición de datos es adquirir, acondicionar y almacenar los datos de las señales provenientes de los sensores instalados en los transformadores y luego enviados para el manejo de la información. [38]



Figura 5.1: Partes de un sistema DAQ [39]

### 5.7.9.3. Software para el manejo de la información

Finalmente, los datos entregados son almacenados en una base de datos y procesados por el software que proporciona las herramientas necesarias al usuario para explotar la información necesaria con interfaz gráfica, siendo este elemento gráfico una característica competitiva ya que la tendencia tecnológica está enfocada cada vez más hacia generar herramientas que sean amigables con el usuario y simples de dar. El software trabaja con una base de datos en donde se almacena la información de los eventos que se presentan. [40]

## 5.8. DESCRIPCIÓN DE LOS SENSORES PARA EL MONITOREO SEGÚN EL TIPO DE MEDICIÓN

### 5.8.1. Tipos de Medición [41]

- **Medición Directa:** Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga.
- **Medición Indirecta:** Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de tensión y de corriente utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga.

- **Medición Semidirecta:** Tipo de conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga.

Para este proyecto el tipo de medición que se dispondrá a utilizar es la medición semidirecta, esto obedece a las características definidas de los medidores que serán utilizados para tal fin.

### **5.8.2. Dispositivos de Campo**

Son los sensores, transductores, actuadores y maquinaria que se conectan directamente con un controlador (es decir, PLC, TTU, DTM, RTU o IED) a través del módulo de e/s digital o analógico. Un dispositivo de campo también puede utilizar un protocolo industrial como Modbus, DNP3 o PROFIBUS para comunicarse con el controlador. Los sensores miden las características del "mundo real" y representan esta información en señales digitales o analógicas para la entrada del controlador. Los sensores están disponibles para medir el voltaje la corriente, temperatura, así como otras características físicas.

#### **5.8.2.1. Sensor de Corriente/Tensión**

##### **5.8.2.1.1. Definición**

Los sensores de corriente y tensión son dispositivos que pueden medir con precisión corriente y voltajes tanto AC, DC. Permiten adquirir y manejar señales de medición de manera aislada y en baja potencia para controlar los semiconductores eléctricos y rendimiento de las funciones que desempeñan. Adquiriendo valores instantáneos de medición y así permitiendo tiempo de respuesta muy rápidos y con mayor exactitud.

En general, los sensores que son de interés en la manufactura y en especial para este proyecto se utilizan los sensores eléctricos que miden voltaje, corriente, carga y conductividad. [42]

## 5.8.2.2. Transformadores de corriente (TC)

### 5.8.2.2.1. Definición

Es un transformador de medición, donde el arrollamiento primario del transformador se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario con las bobinas de corriente de los aparatos de medición que requieran ser energizados. [43]



Figura 5.2: Transformador de corriente Fuente [44]

En general se puede decir que transforman proporcionalmente y en fase, la corriente de alto valor y reducirla en corriente medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.

### 5.8.2.2.2. Tipos de transformadores de corriente según su construcción.

- **Tipo devanado primario:** Este como su nombre lo indica tiene más de una vuelta en el primario. Los devanados primarios y secundarios están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado. Esta construcción permite mayor precisión para bajas relaciones. [43]



Figura 5.3: Transformadores de corriente tipo devanado primario. Fuente [43]

- **Tipo Barra:** Los devanados primarios y secundarios están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado. El devanado primario, consiste en un conductor tipo barra que pasa por la ventana de un núcleo. [43]



Figura 5.4: Transformadores de corriente tipo barra [43].

- **Tipo Boquilla (Bushing):** Está formado por un núcleo toroidal y un devanado secundario ensamblado permanentemente a un núcleo laminado. Estos transformadores utilizan un conductor totalmente aislado como devanado primario que pasa a través del núcleo, generalmente está contenido en la boquilla de otro equipo. [43]



Figura 5.5: Muestra un transformador de corriente tipo Boquilla [43]

- **Tipo Ventana:** Tienen un devanado secundario aislado del núcleo y ensamblado permanentemente a él, pero no cuenta con un devanado primario como parte integrada al transformador. Está provisto con aislamiento completo para que un conductor primario pase a través de la ventana. [43]



Figura 5.6: Transformador de Corriente Tipo Ventana [43]

- **Bobinas Rogowski:** son dispositivos sencillos, confiables y versátiles para hacer mediciones de corriente en una amplia gama de aplicaciones que van, desde dispositivos microelectrónicos hasta sistemas de alta potencia en instalaciones industriales. Tienen la cualidad de poder medir la corriente sin interrumpir el circuito



Figura 5.7: Transductor de Corriente Rogowski

#### **5.8.2.2.3. Detalles constructivos, instalación y aislamiento del TC**

Los transformadores de corrientes (TCs), serán construidos en resina sintética mezclada o en un material diferente. Estos aparatos pueden ser utilizados en instalaciones interiores o exteriores. Durante la selección es conveniente examinar, además, el tipo de TC que se pueda instalar, dependiendo de las facilidades de mantenimiento.

El aislamiento depende de la tensión del sistema al que se va a conectar, la tensión nominal de aislamiento debe ser al menos menor o igual a la tensión más elevada del sistema en que se utilice. Generalmente utilizan aislamiento en aire o resina sintética para instalaciones interiores exteriores.

#### **5.8.2.2.4. Puntos importantes para la selección de un transformador de corriente**

Los factores que determinan la selección de los transformadores de corriente son:  
[43]

- Norma o estándar (IEC, IEEE o Nacional)
- Tipo de Transformador de Corriente.
- Tipo de instalación.
- Tensión Nominal y el Nivel de Aislamiento.
- Temperatura Ambiente
- Carga Nominal

- Valor de Corriente Primaria
- Corriente Nominal Térmica Continua
- Valor de Corriente Secundaria
- Corriente Nominal Térmica de Corto Circuito
- Corrientes Dinámicas
- Clase de Precisión

#### 5.8.2.2.5. Clase de Precisión de los TC'S

La clase de precisión en los transformadores de corriente dependerá del servicio al que sea destinado, en este caso será para medición, a continuación, se explica para el caso: [43]

La clase de precisión de un TC para medición será seleccionada de acuerdo a los instrumentos a los que dará servicio, es decir, el valor de precisión del TC deberá ser similar al de los instrumentos.

De acuerdo a la IEEE C57.13 el valor de la clase de precisión normalizado para un TC de medición está basado en el requerimiento de que el factor de corrección del transformador (TFC) deberá estar dentro de límites especificados en la tabla 3.1 según dato de la IEEE C57.13. cuando:

- El factor de potencia (atrasado) de la carga por medir está dentro del rango de 0.6 a 1.0
- Para la carga especificada
- Para los valores de 10% y 100% de la corriente nominal en el primario.
- Para la corriente continua térmica al 100%, que será igual a la nominal.

Metering accuracy class <sup>b</sup>	Voltage transformers (at 90% to 110% rated voltage)		Current transformers			
	Minimum	Maximum	At 100% rated current <sup>a</sup>		At 10% rated current	
			Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
0.3	0.997	1.003	0.997	1.003	0.994	1.006
0.6	0.994	1.006	0.994	1.006	0.988	1.012
1.2	0.988	1.012	0.988	1.012	0.976	1.024

Tabla 5.1: Valores estándar de clase de precisión para transformadores de medición y factores de corrección. Fuente [45]

Las aplicaciones más comunes para las distintas clases de precisión para transformadores de medición son las siguientes: [43]

- Clase 0.3: Mediciones en laboratorios, instrumentos de gran precisión.
- Clase 0.6: Alimentación a vatímetros para facturación en circuitos de distribución. Vatímetros industriales.
- Clase 1.2: Amperímetros indicadores, amperímetros registradores, medidor de factor de potencia, vatímetros de uso Gral.

Bajo la normativa IEC60044-1, los valores estándares para la precisión de un transformador de corriente utilizado para medición y sus aplicaciones típicas son:

- 0.1: Instrumentos de laboratorio.
- 0.2: Alimentación a vatímetros de medición y facturación de energía, aplicaciones industriales.
- 0.2s: Alimentación a vatímetros de medición y facturación de energía, aplicaciones especiales.
- 0.5: Alimentación a vatímetros de medición y facturación de energía, aplicaciones de uso general.
- 0.5s: Alimentación a vatímetros de medición y facturación de energía, aplicaciones especiales. Mediciones para aplicaciones industriales. Instrumentos.
- 1: Mediciones para aplicaciones industriales
- 3: Instrumentos.
- 5: Instrumentos.

Para las clases 0.1, 0.2, 0.5 y 1.0 el error de corriente y desplazamiento de fase debe estar entre los valores dados en la tabla 3.2 según dato de la IEC60044-1, cuando el secundario sea cualquier valor entre 25 y 100% del valor nominal de burden.

Accuracy class	± Percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below				± Phase displacement at percentage of rated current shown below							
					Minutes				Centiradians			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0.1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0.2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0.5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1.0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Tabla 5.2: Límites de error en la corriente y desfaseamiento en TC's clase 0.1 a 1.0  
Fuente [46]

### 5.8.2.3. Sensor de temperatura

#### 5.8.2.3.1. Definición

Los sensores de temperatura son dispositivos que transforman los cambios de temperatura a señales eléctricas que luego son procesadas en equipos eléctricos-electrónicos.

#### 5.8.2.3.2. Clasificación de los sensores de temperatura diluidos al aceite

##### 5.8.2.3.2.1. Termopares

Un termopar es un sensor para medir la temperatura. Se compone de dos metales diferentes, unidos en un extremo. Cuando la unión de los dos metales se calienta o enfría, se produce una tensión que es proporcional a la temperatura. Para pequeños cambios en temperatura, el voltaje es aproximadamente lineal:

La señal generada se procesa y da lugar a una medición de temperatura. Son equipos sencillos, baratos y con una precisión suficiente. Sin embargo, tienen una respuesta lenta.

Los tipos de termopares más comunes incluyen B, E, J, K, N, R, S y T. [47]



Figura 5.8: Termopar. Fuente [48]

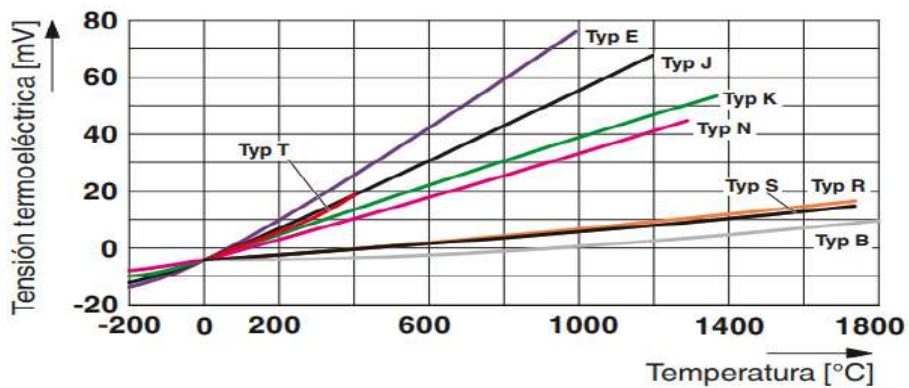


Figura 5.9: Curva características de termopares [49]

#### 5.8.2.3.2.2. Detector de temperatura resistivo (RTD)

Es un sensor de temperatura basado en la variación de la resistencia de un conductor con la temperatura, Al calentarse el metal habrá una mayor agitación térmica el cual la resistencia del metal aumenta; al enfriarse, la resistencia disminuye. la variación es bastante lineal en márgenes amplios de temperatura.

Los RTD de inmersión en fluidos, están protegidos con un envoltorio metálica que generalmente es acero inoxidable. [47]



Figura 5.10: sensor RTD [50]

Los materiales empleados para la construcción de sensores RTD suelen ser conductores tales como el cobre, el níquel o el platino. Son sumamente precisos y producen medidas altamente reproducibles en la tabla 3.3 muestra el rango de operación y precisión de los materiales empleados. [51]

METAL	RANGO DE OPERACIÓN ° Celsius	PRECISIÓN (grados)
Platino	-200 a 950	0.01
Níquel	-150 a 300	0.50
Cobre	-200 a 120	0.10

Tabla 5.3: Comparación de los materiales empleados en los RTD. Fuente [51]

Las termorresistencias de platino también conocido como PT100 según la tabla 5.3 pueden medir el rango más amplio de temperaturas son las más exactas y estables porque no son fácilmente contaminadas por el medio en que se encuentran, y su relación resistencia-temperatura es más lineal que la de cualquier otro material con la excepción del cobre.

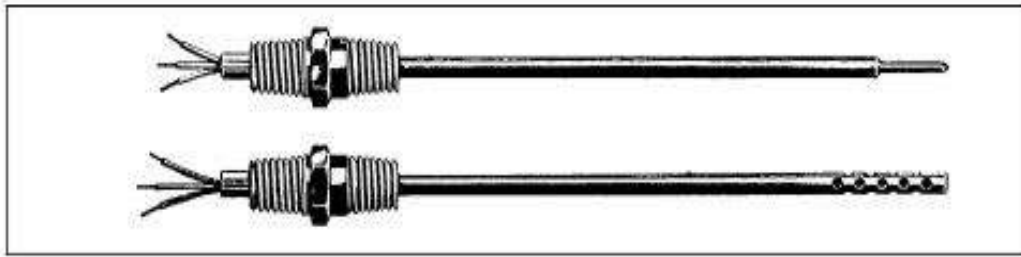


Figura 5.11: sensor PT100 de uso comercial [51]

En su forma general el sensor viene introducido dentro de un tubo protector metálico de acero inoxidable según la figura 3.8, en el caso, disponer de camisas protectoras y termopozos contruidos de acero especiales o aleaciones. Las termorresistencias de platino tienen normalmente un valor de 100 Ohms a 0°C Como convención, el coeficiente de temperatura de los sensores de platino se escribe:  $\alpha = 3,851 \times 10^{-3}$ . [52]

La PT100 varía 38,5 Ohm cada 100°C. La sensibilidad de la RTD de platino es muy constante a lo largo de todo el rango de temperaturas que son capaces de medir, presentando, por ello una gran linealidad. El siguiente gráfico muestra una curva real de la relación resistencia – temperatura. [52]

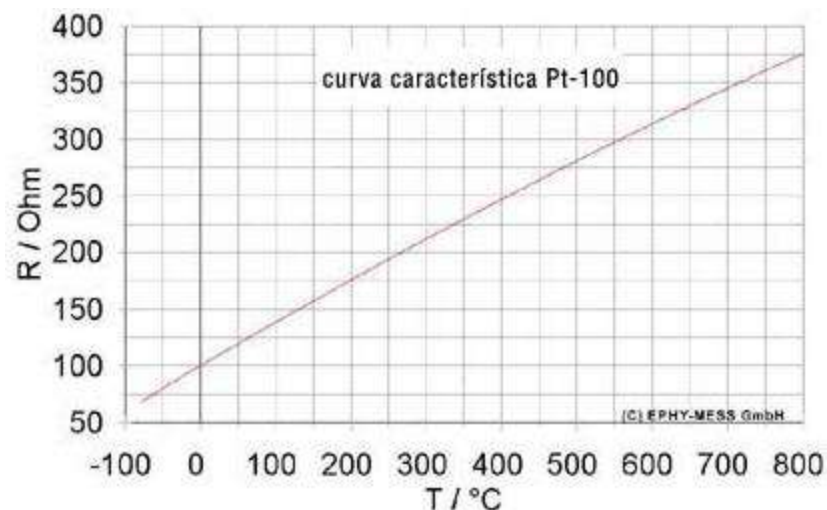


Figura 5.12: Curva real de la relación resistencia – temperatura [52]

En la siguiente tabla se muestran valores estándar de resistencia a distintas temperaturas para un sensor PT100 con  $\alpha_{Sensibilidad} = 0.00385 K^{-1}$  como muestra en la tabla 3.4. [52]

Temperatura (°C)	0	20	30	40	60	80	100
Resistencia ( $\Omega$ )	100	107.79	111.55	115.54	123.1	130.87	138.50

Tabla 5.4: Valores de resistencias y temperaturas de un PT100

Fuente [52]

Los estándares fabricados comercialmente resultan adecuados para mediciones en el rango de  $-250\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $850\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Las tolerancias de fabricación están especificadas en el estándar IEC 751. [51]

#### **5.8.2.3.3. El sensor de temperatura integrada al sistema de adquisición de datos**

La señal generada por el sensor debe ser acondicionada antes de ser aplicada al sistema de medida. El bloque de acondicionamiento incluye todas aquellas transformaciones que deben realizarse sobre las señales eléctricas que resultan de las salidas del transductor y que son previas al procesado para extraer la información requerida.

#### **5.8.2.3.4. La señal de salida generadas por los sensores**

El trabajo que realiza el transductor es enviar la señal al acondicionador y posterior al convertidor analógico/digital que presenta en su salida una señal digital a partir de una señal analógica de entrada, (normalmente de tensión, etc.) realizando las funciones de cuantificación y codificación. Los tipos de señal resultante generadas en las salidas de los traductores son: lazos de corrientes, traductor de tensión, y para la visualización la señal digitalizada.

Una señal normalizada analógica permite indicar qué valor saca el transductor como magnitud eléctrica que corresponde al valor de la magnitud física. La siguiente imagen muestra la asignación de una señal de salida 4-20 mA a un rango de temperatura de 0 - 100 °C, que soporta una escala flexible:

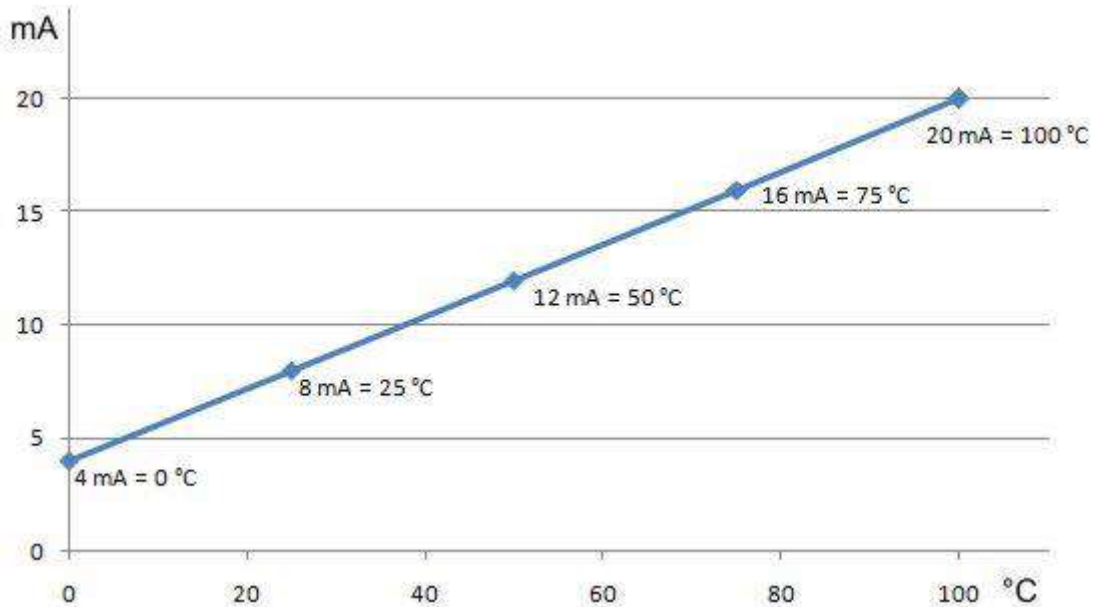


Figura 5.13: relación de la señal de salida entre temperatura vs corriente 4-20mA [53]

#### 5.8.2.3.5. Medición de la Temperatura del Aceite

La temperatura del aceite superior debe medirse utilizando uno o más termopares o termómetros adecuados sumergido aproximadamente 50 mm por debajo de la superficie superior del aceite.

La parte inferior de al menos un radiador o intercambiador de calor deben medirse utilizando los dispositivos de medición en un lugar adecuado para medir la temperatura promedio del aceite de entrada y salida.

Los radiadores o intercambiadores de calor seleccionados deben ser aquellos cuyas temperaturas de entrada y salida de aceite sean representativas de las temperaturas promedio de todos los enfriadores o radiadores. [54]

#### **5.8.2.3.6. Estado de deterioro de los sensores de temperatura incorporado al transformador de energía eléctrica**

No se puede evitar el deterioro de los sensores a temperaturas altas. Mientras mayores sean éstas y más desfavorables las condiciones de operación será más rápido el daño. Una atmósfera altamente oxidante y reductora, reduce la vida del sensor.

Esta condición se encuentra con alguna frecuencia y se puede notar su existencia por el aspecto del alambre de la termocupla o sensor utilizado. Se forma una gran cantidad de costra (oxidación) que fácilmente se desmorona. [13]

### **5.9. SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS**

Un sistema de adquisición de datos (DAQ) utiliza dispositivo de adquisición de datos para pasar una señal eléctrica acondicionada a un computador para análisis y registros de datos por software.

#### **5.9.1. Clasificación de los dispositivos de Adquisición de datos**

En el mercado hay gran variedad de equipos y medidores que pueden ser empleados para el monitoreo de transformadores; de empresas que se dedican a la monitorización de transformadores, medidores utilizados en sistemas AMI, equipos de subestación, y también recientemente los basados en IIoT.

##### **5.9.1.1. Monitor de transformador de distribución (DTM, de sus siglas en inglés)**

Es un dispositivo de hardware especializado que recopila y mide información relativa a la electricidad que pasa a través de un transformador de distribución. Los dispositivos DTM comúnmente consisten en sensores no perforantes o perforantes de alta precisión, módulos de comunicaciones integrados para transmitir información y una fuente de alimentación. El dispositivo DTM informa a un sistema de adquisición independiente y / o sistema SCADA / MDM existente donde los datos

relevantes del transformador se almacenan y se presentan al usuario; Las plataformas de análisis se emplean a menudo para interpretar la información que captura y reporta el DTM [55].



Figura 5.14: Monitor de transformador de distribución DTM [56]

### 5.9.1.2. Multimeditores electrónicos de energía eléctrica

Los Multimeditores electrónicos (estados solidos) de energía eléctrica poseen distintos tipos de clasificación de acuerdo a su construcción, capacidad de medida, tipo de energía a medir, exactitud, tipo de conexión, cantidad de elementos necesarios para la medición, y clase, donde exhiben alternadamente los estados en la pantalla LCD. El registro de las mediciones se lo realiza por medio de un proceso digital, utilizando microprocesadores y memorias, también cuenta con módulos de comunicación integrados con varios medios físicos, así como protocolos, que puede ser configurada de acuerdo a la necesidad.

Utilizando la más avanzada tecnología modular de la interfaz de comunicación del medidor multifunción, permite la integración de diferentes tecnologías de mercado y la adaptación a futuros requerimientos tecnológicos de la comunicación. [57]

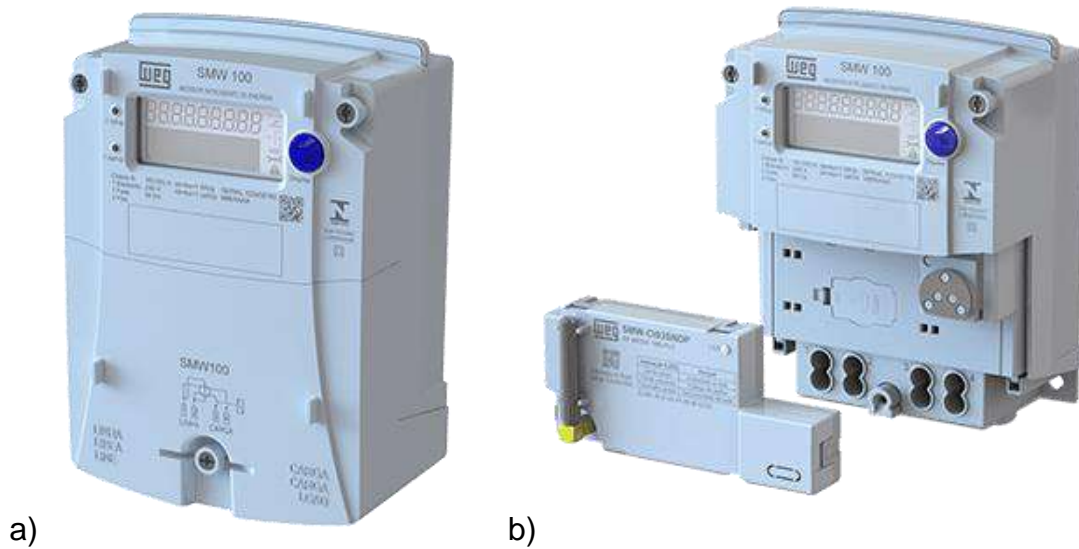


Figura 5.15: a) Multimedidor electrónico de energía b) Con módulo de comunicación intercambiable [58]

### 5.9.1.3. Unidad Terminal de Transformadores (TTU)

La unidad terminal de transformador (TTU) se aplica en la medición y control del transformador de distribución y el monitoreo en tiempo real de la condición de operación de los mismos para las redes en baja tensión la implementación de automatización para los transformadores distribución, puede realizar las funciones sobre los ellos tales como, medición de energía, monitoreo en la condición de operación, recolección y carga en tiempo real de datos de voltaje, corriente, sensores de temperatura y humedad en el área de montaje. El modo de comunicación de datos se adopta a la tecnología requerida en combinación con los modos de comunicación. Además, como un componente central importante del sistema de automatización de distribución, constituye el sistema de lectura de medidor centralizado remoto en combinación con el sistema de comunicación. [59]



Figura 5.16: Unidad terminal de transformador (TTU) ilustrativo [59]

#### 5.9.1.4. Unidad Terminal Remota (RTU)

La unidad terminal remota (RTU) es un dispositivo electrónico que utiliza un microprocesador, que une objetos del mundo físico con un sistema de automatización. Existen dos tipos de RTUs: Las de estaciones y de campo. Los RTUs de campos reciben señales de entradas de dispositivos y sensores, a continuación, ejecutan la lógica programada con estas entradas donde se reúnen los datos mediante el sondeo de los dispositivos/sensores de campo en un intervalo de tiempo predeterminado.

Una RTU se compone de varios componentes principales. Estos incluyen: una interfaz de comunicaciones, un microprocesador, memoria, sensores y buses de campo o de dispositivo para cual sea la finalidad.



Figura 5.17: Unidad terminal remota (RTU) ilustrativo



Figura 5.18: Unidad Terminal Remota (RTU) tipo poste [60]

#### **5.9.1.5. Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED)**

Un IED es un dispositivo con capacidades de procesamiento interno y puede ser descrito como un "sensor inteligente" proveyendo monitoreo y / o funciones de control. Están basados en microprocesadores que contienen funciones y características adicionales, las cuales incluyen auto-chequeo y auto-diagnóstico, interfaces de comunicaciones, la habilidad de almacenar datos históricos, y unidades terminales remotas integradas para entradas y salidas de datos (I/O). Los

IED`S han permitido eliminar la redundancia en los equipos gracias a la integración de múltiples funciones en un solo dispositivo. Por ejemplo, al integrar los transformadores de corriente con los de potencial en un circuito individual, el IED puede medir, proteger y controlar a distancia simultáneamente.

A estas alturas, es posible afirmar que los IED´S son el primer nivel en la integración de la automatización. [36]



Figura 5.19: Diferentes tipos de IEDs para monitoreo de transformadores

#### 5.9.1.6. Dispositivos de Monitoreo de transformadores basados en IloT:

El IloT (Interet de las cosas industrial) es una tecnología clave de la Industria 4.0, la siguiente fase de la revolución industrial. La Industria 4.0 pone el foco en la tecnología inteligente, los datos, la automatización, la interconectividad, la inteligencia artificial, etc.

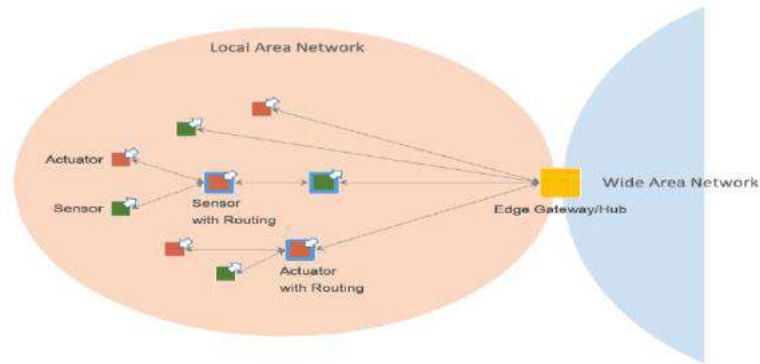


Figura 5.20: Esquema que representa un sistema IIoT basado en la arquitectura edge gateway [61]

Estos sistemas comunican los sensores con el Gateway por medio de tecnología LAN o HAN alámbrica. El Gateway es el dispositivo inteligente y realiza la integración de datos para el procesamiento y análisis local, y transmite los mismos a la red WAN, con un fuerte foco en la comunicación Machine to Machine (M2M), o internet para comunicación a la nube.

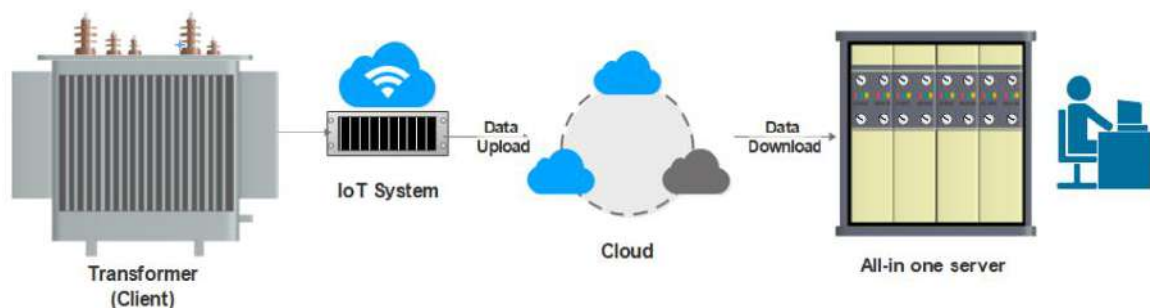


Figura 5.21: Esquema de comunicación de los dispositivos de monitoreo de transformadores con IIoT

## 5.10 SOFTWARE PARA EL MANEJO DE LA INFORMACIÓN

### 5.10.1 Software de adquisición de datos.

El software proporciona unas amplias opciones seleccionables de manipulación de las variables para el usuario después de la medición, esto le proporciona una herramienta para analizar los datos de forma no destructiva. Con el software de

adquisición de datos se puede registrar y experimentar sus datos haciendo comparaciones de lado a lado con la señal original, ofreciendo flexibilidad con fines analíticos o de presentación.

### **5.10.2 Base de datos.**

La base de datos es esencial para el almacenamiento de información de un sistema de monitoreo de transformadores y la gestión ha estado dominada por el modelo de base de datos relacional. Estos sistemas se basan en una organización tabular de la información en el cual los datos son estructurados en tablas que constituyen la BD de un sistema relacional. El Sistema de gestión de base de datos (SGBD) define su estructura y gestiona también los permisos de escritura y lectura y para interactuar con los usuarios utilizan un lenguaje de bases de datos como gestor [62].

Entre los gestores de bases de datos relacionales más utilizados se cuentan:

- Db2.
- Microsoft SQL Server.
- MySQL.
- PostgreSQL.
- Oracle Database.
- SQLite [62]

### **5.10.3 Visualización de los datos.**

Este software es una de las funciones que complementa cualquier sistema con la capacidad de visualizar los datos en tiempo real durante el almacenamiento de datos, permiten al usuario configurar una o más pantallas libremente utilizando widgets, gráficos integrados de una manera sencilla, descargando los datos en tiempo real o históricos de monitoreo que muestran las gráficas tendenciales con alertas de alarmas al usuario [63].

## **CAPÍTULO 6**

### **PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN**

#### **6.1. IMPORTANCIA DE LA ESTANDARIZACIÓN DE LOS PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN PARA MONITOREO EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

La adopción de estándares de interoperabilidad para el sistema eléctrico de potencia en general es un requisito previo fundamental para hacer realidad el sistema de red inteligente. [64]

El sistema de monitoreo de transformadores de distribución puede integrarse a un sistema AMI extendido que incluye tanto a los elementos de medida que informan del estado de la red, (en subestación centro de transformación o de reparto, transformadores, entre otros), como a los Contadores Inteligentes (CI) instalados a nivel de usuario; o considerarse parte de la gestión de activos de la automatización de la red de distribución (ADA- Advanced Distribution Automation), que comprende todas aquellas actividades destinadas a mejorar el mantenimiento y alargar la vida útil del transformador mediante la reducción de los tiempos que son sometidos a sobrecarga.

En función de lo anterior se analizan los estándares y protocolos de comunicación más utilizados en los sistemas ADA y AMI

#### **6.2. ESTANDARES Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN UTILIZADOS EN LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DE SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN**

Las comunicaciones deben poseer unas características particulares para responder a las necesidades de intercomunicación en tiempo real que se deben producir y ser capaces de resistir un ambiente hostil donde existe una gran cantidad de ruidos electromagnéticos y condiciones ambientales duras.

Según el entorno donde va a ser instalado existen varios tipos de protocolos que se describen continuación:

### 6.3. NORMA IEC 60870-5

Es una norma internacional preparada para monitorear y controlar sistemas de energías, sistemas de control y sus comunicaciones asociadas. su origen se fundamentó en buscar soluciones apropiadas para telecomunicaciones, telecontrol y telemetría de protecciones entre subestaciones de energía eléctrica y sistemas de supervisión de las mismas. Son parte del estándar los siguientes los protocolos [65] :

### 6.4. IEC 60870- 5- 101

**IEC 101** Su uso estándar es en serie y asíncrono para el telecontrol de canales entre DTE (Data Terminal Equipment) y DCE (Data Communication Equipment). El estándar es adecuado para múltiples configuraciones como la de punto a punto, estrella, multidropped, etc. Existe dos modos de comunicación configurable, balanceado y no balanceado.

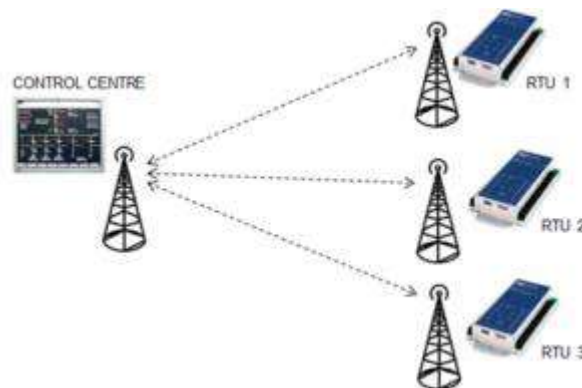


Figura 6.1: Modo no balanceado en radio enlace Fuente[web]

### 6.5. IEC 60870- 5- 104

Se transporta sobre redes LAN utilizando TCP/IP usa comunicación full-dúplex. El cual asume que el canal es estable y se permite el envío de un máximo de "K mensajes" sin esperar la confirmación del extremo opuesto. Este es un protocolo abierto que se aplica específicamente a proyectos de telemando, por su baja utilización de ancho de banda, estampa de tiempo al milisegundo y comunicación rápida de alto estándar entre los equipos. [65]

IEC 60870-5-104 (IEC 104) es una extensión del protocolo IEC 101 con cambios en los servicios de la capa de transporte, de la capa de red, de la capa de enlace y de la capa física para satisfacer la totalidad de accesos a la red. El estándar utiliza la interfaz de red TCP/IP para disponer de conectividad a la red LAN (Red de Área Local) y la red WAN (Wide Area Network). La capa de aplicación IEC 104 se conserva igual a la de IEC 101 con algunos de los tipos de datos y los servicios no utilizados. Existen dos capas de enlace definidas en la norma, que son adecuadas para la transferencia de datos a través de Ethernet o una línea serie (PPP - Point-to-Point Protocol).

#### **6.6. DIFERENCIAS ENTRE PROTOCOLOS IEC 60870-5-101 Y 60870-5-104**

La IEC 60870-5-104 a diferencia de la 60870-5-101 incluye mejoras en los servicios de la capa de red, de la capa de transporte, de la capa física y de la capa de enlace a fin de proveer la totalidad de accesos a la red. Es más servicial, permite conectar estaciones de control con subestaciones mediante IP o TCP. El protocolo TCP está orientado para transmitir datos de una forma segura.

El protocolo IEC 60870-5-104 limita los datos que se transmiten y los parámetros de configuración definidos con IEC 60870-5-101, lo cual significa que no todas las funciones que soporta el IEC 60870-5-101 son compatibles con IEC 60870-5-104 [65].

#### **6.7. NORMA IEC 61850**

Define un estándar de comunicación entre equipo de protección, control y medida a todo el sistema eléctrico. El nacimiento y evolución de esta norma obedece a los estudios realizados por la Electric Power Research Institute (EPRI) y la International Electrotechnical Comisión (IEC) en las décadas de los 80, donde ameritaba la necesidad de un único estándar internacional. La primera y segunda edición de la norma hablan y explican las modificaciones realizadas en torno a las mejoras y enfoque a un futuro más tecnológico [66].

Dentro de los cambios más significativos de la Normativa IEC 61850, se cuentan que anteriormente el estándar era solo en subestaciones, pero actualmente se

cumplen aspectos fuera de las subestaciones. Además, la estandarización puertas redundantes permite realizar arquitecturas con mayor disponibilidad. Otra actualización relevante es que la nueva edición posee más definiciones en la parte de la ingeniería, lo que admitirá una mayor flexibilidad a la hora de ejecutar proyectos de esta área y soporte en el futuro, más automatización afuera de las estaciones y acceder a aplicaciones Smart Grid. [66]



Figura 6.2: Beneficios de la norma IEC 61850 Fuente[Web]

### 6.7.1. Características

- Capacidades de comunicación cerca de los equipos de potencia, adquisición de datos, control, incluyen directamente a los equipos primarios.
- Reducción del cableado convencional, LAN en lugar de múltiples cables de cobre.
- Los servicios y las inversiones serán duraderos a pesar de los rápidos cambios tecnológicos.
- Diseñado a seguir el progreso en las tecnologías de comunicación, como los requerimientos que envuelven a estos sistemas [67].

### **6.7.2. Alcance**

El alcance de la IEC 61850 se define en la edición 2 actualizada y se ha extendido a:

- Centrales hidroeléctricas,
- Intercambio de información de subestaciones a subestaciones,
- Intercambio de información para la automatización distribuida,
- Intercambio de información de subestaciones para control,
- Intercambio de información para medición, monitoreo y diagnóstico de condiciones,
- Intercambio de información con sistemas de ingeniería para la configuración de dispositivos. Entre otros [67].

### **6.8. DISTRIBUTED NETWORKING PROTOCOL (DNP3)**

Es un protocolo basado en la identificación numérica de los objetos de datos. Fue diseñado para monitorear y controlar estaciones remotas, comúnmente llamado Outstation en la especificación DNP3. Hoy en día su uso también se puede encontrar en la automatización de varios procesos, para implementaciones modernas de SCADA como maestro y una RTU, IED o PLC como esclavo en subestación de energía. [68]

Es un protocolo abierto y público (no propietario) ofrece flexibilidad y funcionalidades que van más allá de los protocolos de comunicación convencionales, tales como opciones de salidas, transferencia segura de archivos, direccionamiento sobre 65.000 dispositivos en un enlace simple, sincronización de tiempos y eventos de estampa de tiempos, confirmación de enlace de datos y otras.

#### **6.8.1. Características**

- El DNP3 es un protocolo estándar adoptado por diversos fabricantes de equipos y sistemas para proporcionar interoperabilidad entre fabricantes.
- Solicita y responde con múltiples tipos de datos en un solo mensaje.
- Segmenta mensajes en múltiples tramas para asegurar excelente detección y recuperación de errores.

- Incluye en sus respuestas solo datos cambiados.
- Responde sin solicitud previa.
- Utiliza sincronización de tiempo y con un formato estándar.
- Permite múltiples operaciones punto a punto y al Master.
- Permite objetos definibles por el usuario incluyendo transferencia de archivos.
- El DNP3 es reconocido por tener un estricto cumplimiento de las especificaciones de los objetos, y detallada en la certificación para las puestas en servicio del DNP3. Esto se basa en el documento "DNP Subsets" definiciones para que los dispositivos de los fabricantes puedan ser certificados. [68]

## 6.9. SEGURIDAD DE LOS PROTOCOLOS SUPERVISIÓN Y CONTROL. ESTANDAR IEC 62351

La norma IEC 62351 se divide en 11 documentos independientes, siendo el primero la introducción a la norma, el segundo el glosario de términos y el resto el conjunto de medidas de seguridad, aplicadas por familias de protocolos. Los últimos documentos unidos a la norma definen la implementación de medidas como el control de accesos basado en roles, gestión de credenciales, etc.

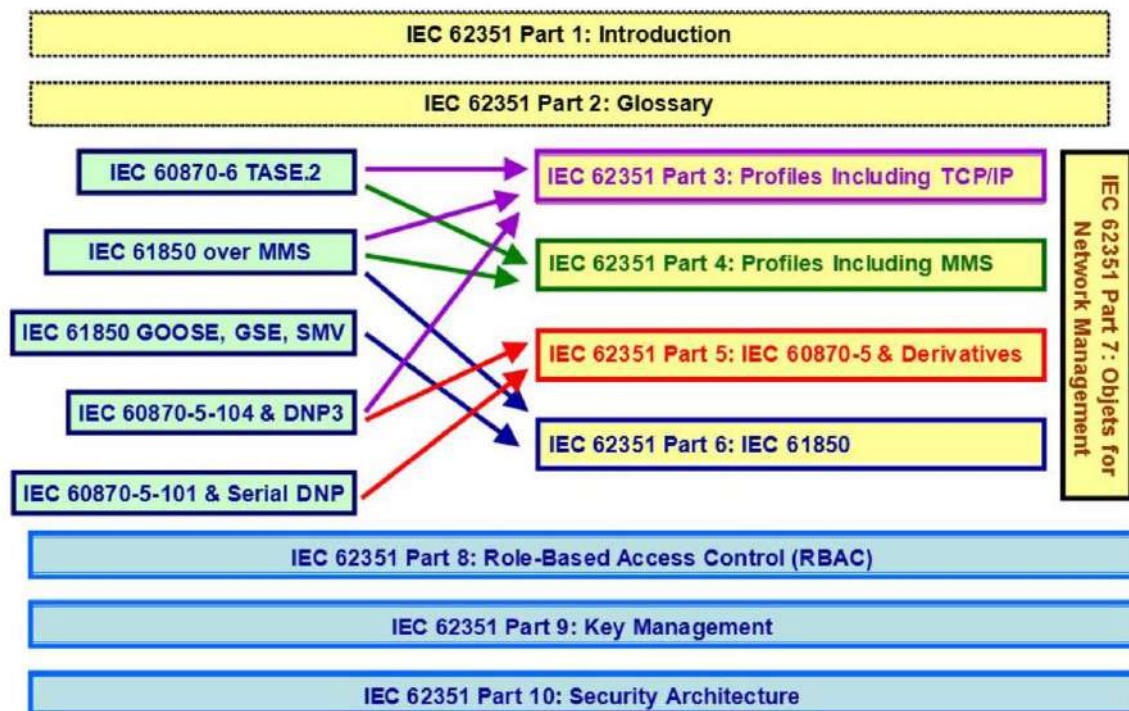


Figura 6.3: Seguridad de los protocolos de supervisión y control

## 6.10. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN UTILIZADOS EN SISTEMAS AMI/AMR

### 6.10.1. DLMS/COSEM

DLMS/COSEM es un protocolo de nivel de aplicación que define desde la capa 4 hasta la capa 7 del modelo OSI. El significado de las siglas que dan nombre al protocolo es el siguiente:

- DLMS: “*Device Language Message Specification*”, un concepto generalizado para un modelo abstracto de entidades de comunicación.
- COSEM: “*Companion Specification for Energy Metering*”, fija las reglas, basadas en estándares, para el intercambio de información con los contadores de energía.
- OBIS: Es el sistema de denominación de objetos COSEM. [69]

Este protocolo está regulado por la norma IEC 62056



Figura 6.4: Modelo de capas de DLMS/COSEM [69]

El protocolo DLMS/COSEM se desarrolló para ser utilizado conjuntamente al protocolo PRIME, el cual actúa en los niveles inferiores del modelo OSI, o a protocolos de nivel de red (IPv4/IPv6). Donde permiten comunicaciones con

dispositivos de bajo nivel, como los contadores inteligentes, y las comunicaciones con sistemas con más recursos, como los equipos de los centros de control. Es posible utilizar este protocolo conjuntamente con el protocolo “Meters and More”. [69]

### FRAMEWORK DE ESTANDARIZACIÓN IEC 62056-1-0 DLMS/COSEM



Figura 6.5: Arquitectura DLMS/COSEM. [69]

#### 6.10.1.1. Seguridad

La seguridad en el protocolo DLMS/COSEM se clasifica en tres niveles de seguridad diferentes:

- **Lowest level security:** Este nivel no aporta ningún tipo de seguridad a la comunicación DLMS/COSEM.
- **Low Level security:** La seguridad de la comunicación DLMS/COSEM está basada en el uso de credenciales. El cliente ha de disponer de una contraseña para poder realizar la comunicación.
- **High Level security:** Es el máximo nivel de seguridad permitido. El cliente y el servidor han de realizar un método de autenticación mutua utilizando un proceso de cuatro pasos. [69]

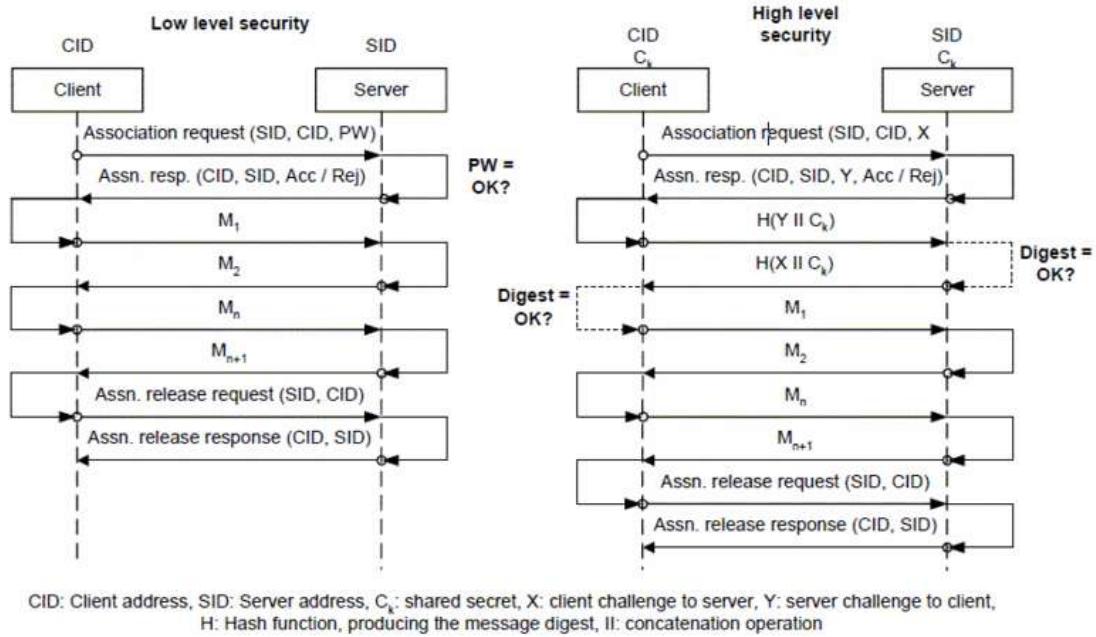


Figura 6.6: Autenticación de seguridad del DLMS/COSEM. [69]

El contexto de seguridad define atributos de seguridad relevantes para transformaciones criptográficas e incluye los siguientes elementos:

- Suite de seguridad: Determina el algoritmo de seguridad utilizado y el uso de cifrado (AES 128).
- Política de seguridad: Determina el tipo de protección que es aplicado a los paquetes del protocolo.
- Material de seguridad: Es información relevante para el algoritmo de seguridad, incluye claves de seguridad, vectores de inicialización, certificados de clave pública, etc. El material de seguridad es específico para cada algoritmo. [69]

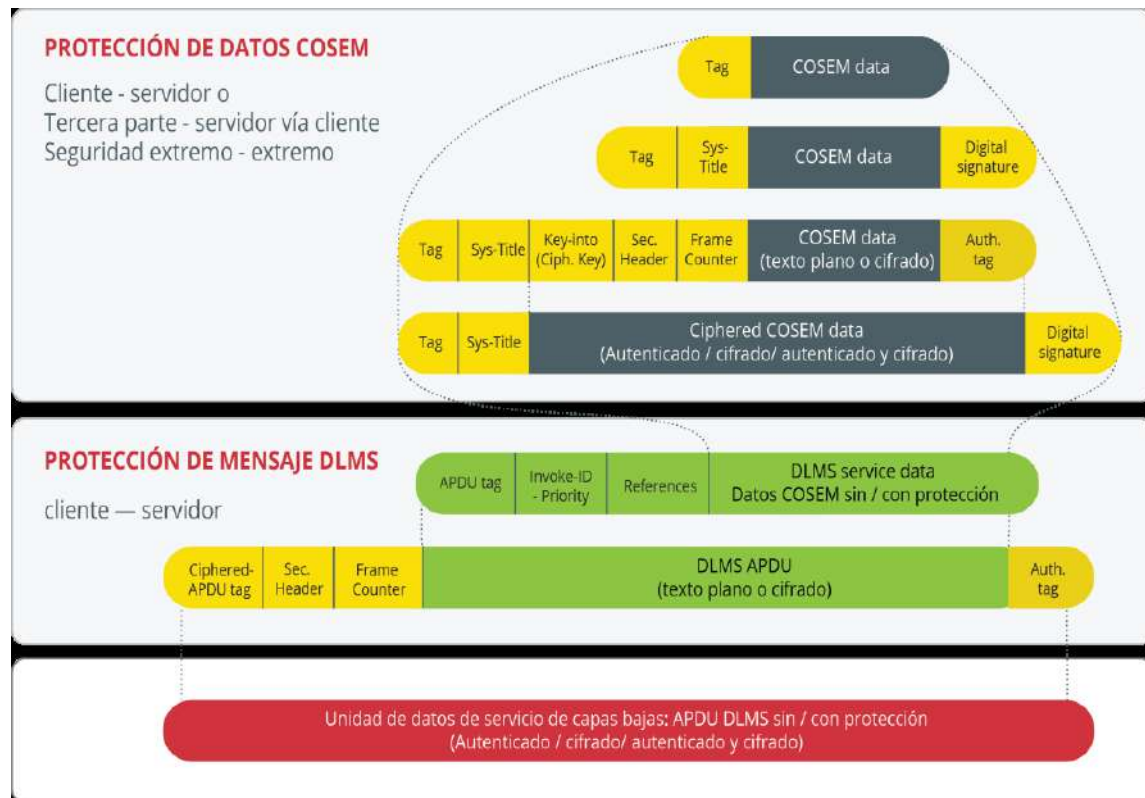


Figura 6.7: Seguridad en los paquetes DLMS/COSEM. [69]

El protocolo DLMS/COSEM en seguridad es un protocolo de alto nivel con presencia en la capa de aplicación. Este hecho permite el uso de otros protocolos para reforzar la seguridad en capas inferiores donde existe un transporte de datos (cifrado), lo que a su vez aporta un nivel extra de seguridad no presente en otros protocolos.

### 6.10.2. PRIME

PRIME (Powerline Intelligent Metering Evolution) es un protocolo de nueva generación regido por la PRIME Alliance, que implementa los dos primeros niveles del modelo OSI, la capa física y la capa de enlace.

A nivel físico, PRIME utiliza la tecnología PLC (Power Line Communications), siempre utilizando una modulación OFDM (Multiplexación por División de Frecuencias Ortogonales). Es una técnica de modulación de alta eficiencia espectral que maneja muy bien el ruido y los cambios de impedancia. Combina esquemas de modulación y multiplexación con el fin de optimizar el espectro

electromagnético y así poder transmitir información proveniente de diferentes fuentes por el mismo medio y a altas velocidades. [69]

A nivel de enlace define una capa de acceso al medio donde conforma una estructura de red en árbol con dos tipos diferentes de nodos para la red.

- **Nodo base:** Elemento correspondiente con la raíz del árbol y actúa como maestro de la comunicación. Solamente existe un nodo base en cada subred. Inicialmente él conforma toda la subred hasta que diferentes nodos de servicio se van asociando a la misma.
- **Nodo de servicio:** Elemento que se encuentra inicialmente en estado desconectado y necesita pasar un proceso de registro para unirse a la red. Los nodos de servicio tienen dos funciones: mantener la conexión en la subred para la capa de aplicación y hacer de enrutador de la conexión para los datos de otros nodos de servicio.

Existen tres diferentes estados para un nodo de servicio:

- **Desconectado:** El nodo no se encuentra conectado a la subred.
- **Terminal:** El nodo se encuentra conectado a la subred pero no ejerce tareas de enrutamiento. Se comporta como un nodo hoja del árbol.
- **Switch:** El nodo de servicio se encuentra conectado a la red y además realiza funciones de enrutamiento de la subred. Se comporta como un nodo rama del árbol. [69]

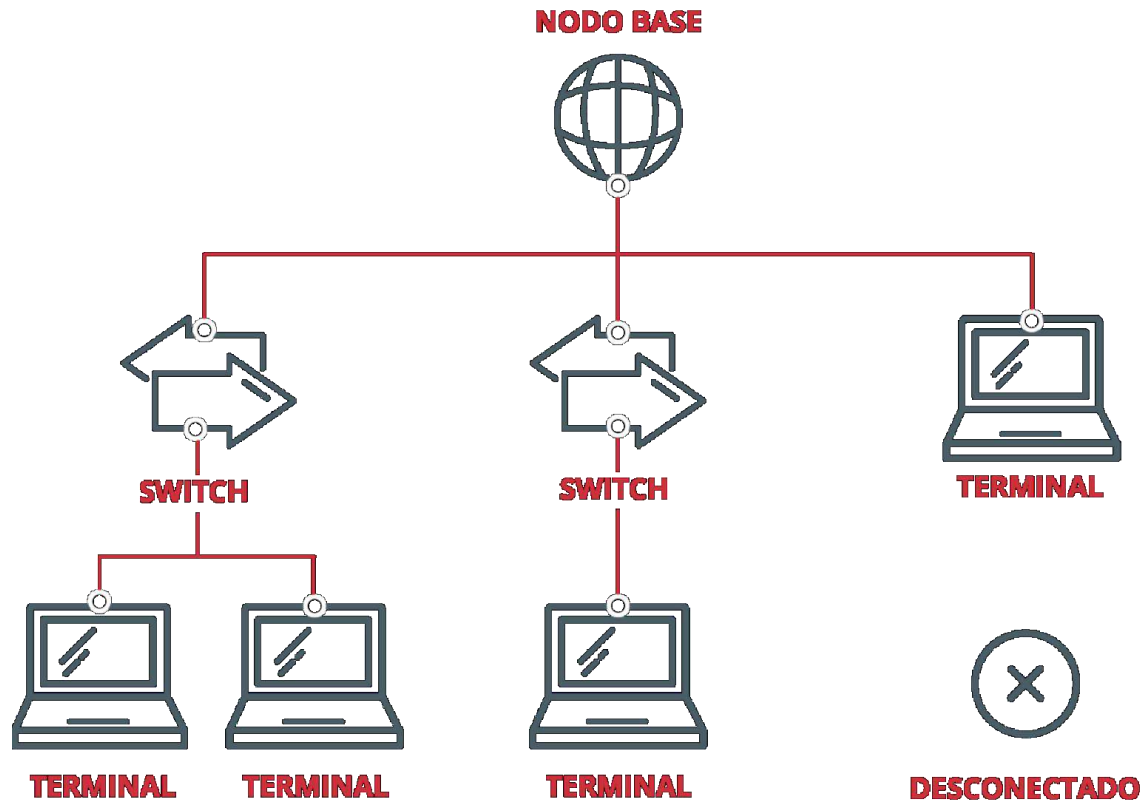


Figura 6.8: Topología PRIME [69]

PRIME se utiliza principalmente en Europa, siendo España uno de los países con mayor implantación, aunque su uso también se ha expandido a otras partes del mundo como: EUROPA /ORIENTE MEDIO, ASIA /PACIFICO, AMÉRICA. [69]

#### 6.10.2.1. Seguridad

A nivel de seguridad, PRIME define 3 perfiles diferentes, a nivel de capa MAC o capa de nivel 2:

- Perfil de seguridad 0: no aporta cifrado y la protección queda relegada al nivel de seguridad que aporten las capas superiores.
- Perfil de seguridad 1 y 2: Aportan cifrado. En el cual el perfil 2 se diferencia del perfil 1 en que cifra más tipos de paquetes, basándose para ello en primitivas criptográficas y utilizando AES128. [69]

El cifrado describe como la importancia de:

- Confidencialidad, autenticidad e integridad de paquetes garantizada por el uso de un algoritmo de cifrado a nivel de capa de enlace.
- Autenticación garantizada porque cada nodo posee su propia clave única, conocida solo por el propio nodo y el nodo base, y que se establece en la fabricación del dispositivo.
- Prevención de ataques por repetición mediante el uso de un campo de 4 bytes para el contador de paquetes.

Los mecanismos de seguridad propuestos en los perfiles de seguridad no protegen frente a ataques al medio (ataques temporizados, ataques eléctricos o electromagnéticos, ruido en el canal, etc.) [69].

#### **6.10.2.2. Recomendaciones de seguridad**

Las comunicaciones PRIME son accesibles a cualquier usuario con acceso a la red eléctrica en la que se encuentran los dispositivos que utilizan este protocolo.

Para proteger las comunicaciones usando el protocolo PRIME es aconsejable utilizar el perfil de seguridad 1 o 2, ya que aportan cifrado. Hay que tener en cuenta que PRIME solo actúa en los niveles inferiores del modelo OSI y el protocolo que se utilice en los niveles superiores puede ya aportar seguridad a los mensajes, pudiendo en estos casos utilizar el perfil 0, asumiendo que la comunicación PRIME puede ser observada al no llevar cifrado aplicado.

El perfil de seguridad 0 sólo debería utilizarse en entornos totalmente controlados y donde no exista la posibilidad de acceso no autorizado; o donde los datos transmitidos sean de uso público y por lo tanto no sean críticos para sistema. [69]

## CAPÍTULO 7

### TRANSMISIÓN DE DATOS POR DIFERENTES MEDIOS REMOTOS

La Red Inteligente dispondrá de redes de información, lo cual implica la unión de sistemas y redes interconectados para proporcionar múltiples servicios de extremo a extremo, esta situación demanda un análisis sobre la red de comunicaciones y sus requisitos. En la actualidad la empresa de servicios eléctricos posee redes de comunicación que son utilizadas para propósitos específicos, pero para cumplir con los objetivos de la Red Inteligente se requiere una notable mejora que permita el flujo seguro y confiable de información entre dominios, actores, dispositivos inteligentes y aplicaciones.

La infraestructura de comunicación debe cumplir ciertos requerimientos [70]:

- **Escalabilidad:** las redes de comunicación deben estar diseñadas para permitir su fácil ampliación y diseñadas para hacer frente a futuros cambios.
- **Interoperabilidad:** la red de comunicaciones de una SG estará integrada por distintas tecnologías que han de ser flexibles para compartir datos y posibilitar el intercambio de información.
- **Ubicuidad:** la red de comunicación tendrá que abarcar todas las ubicaciones que forman parte de la SG para permitir la comunicación entre dispositivos situados a distancias considerables.
- **Seguridad:** se van a transmitir gran cantidad de datos relevantes, información de consumo de muchos clientes, señales de control para la estabilización de la red eléctrica. La seguridad dentro de la red de comunicaciones ha de abarcar aspectos como la autenticidad y disponibilidad de los datos en momentos determinados y ser capaz de asegurar la privacidad y confidencialidad de la información.
- **Fiabilidad:** la red debe de realizar todas sus tareas correctamente en todo momento.
- **Latencia:** se van a transmitir gran cantidad de datos entre dispositivos que van a determinar el comportamiento de algunos componentes en tiempo real, por lo

tanto, será necesaria una red en la que se minimicen los retardos en la recepción de la información para gestionarse la respuesta óptima lo más rápido posible.

### 7.1. REDES DE COMUNICACIÓN EN LAS SG

La estructura de telecomunicaciones de las SG ha de estar preparada para trabajar con grandes cantidades de datos, provenientes de sensores y de todas las aplicaciones y/o dispositivos interconectados en la misma. Por lo tanto, se podría hablar de un sistema ciber-físico, en el que gran cantidad de datos de cientos de miles de contadores inteligentes son adquiridos y procesados [70].

En términos muy simples los límites de la propiedad y la responsabilidad de los activos en el segmento de distribución pueden ser:

Comunicaciones con el cliente: medición inteligente, relaciones con el cliente y respuesta a la demanda.

Automatización de la red de distribución (DA): supervisión y control de la capacidad de la red para suministrar energía, DMS / SCADA, control Volt-VAR (comandos del banco de condensadores y del cambiador de tomas), FDIR (detección de fallas, aislamiento y restauración del servicio)

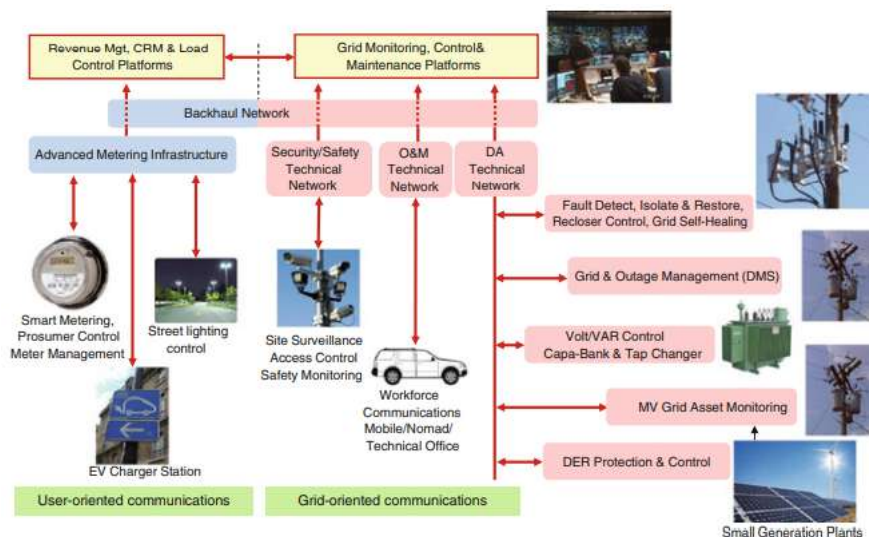


Figura 7.1: Activos en el segmento de distribución

En algunos casos, las comunicaciones comunes se pueden utilizar para servicios en los dos segmentos (por ejemplo, monitoreo de transformadores y medición de clientes).

Otro factor distintivo entre las comunicaciones con los clientes y la automatización de la red reside en su tolerancia a las interrupciones del servicio. Normalmente, los servicios de medición pueden aceptar con bastante facilidad la interrupción del servicio de comunicaciones como consecuencia de una interrupción prolongada del suministro eléctrico y, por lo tanto, pueden utilizar los servicios de comunicación pública. La automatización de la red, por otro lado, requiere una disponibilidad de servicio extremadamente alta, lo que resulta en servicios de comunicación dedicados.

Las comunicaciones de backhauling comunes se pueden utilizar a menudo para ambos segmentos utilizando una infraestructura de telecomunicaciones dedicada de banda ancha.

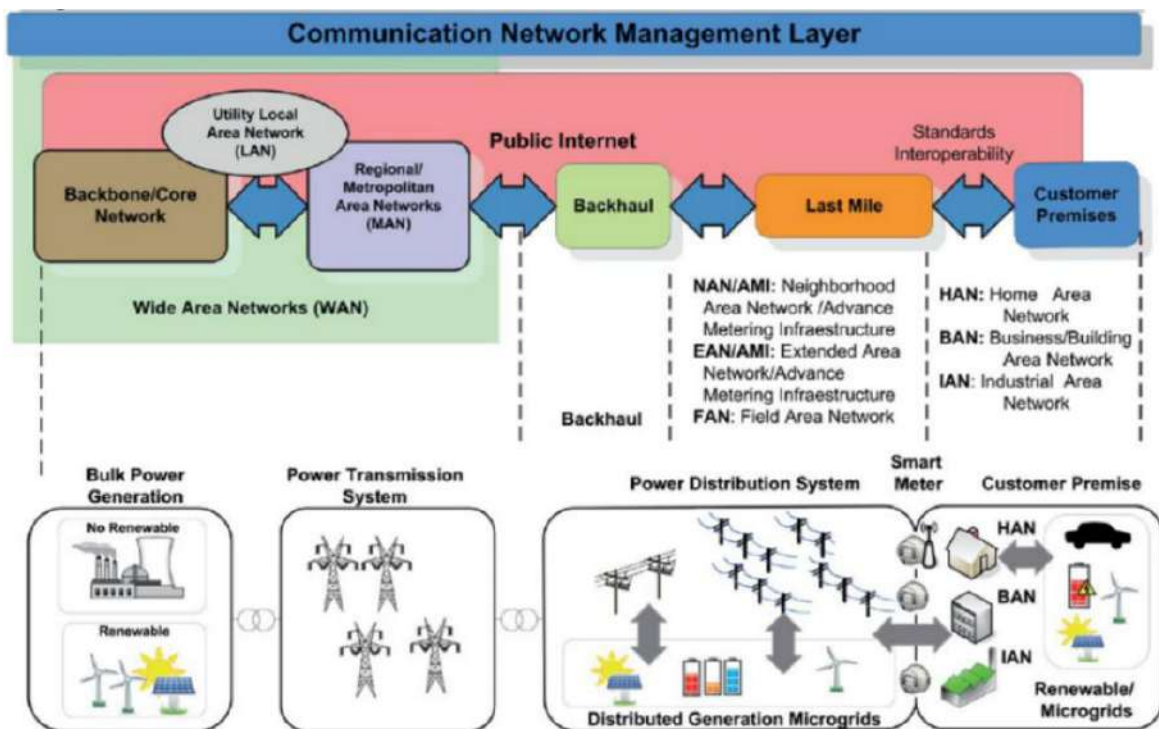


Figura 7.2: Arquitectura de comunicaciones para las redes inteligentes

Como se puede observar en diagrama anterior, para nuestro caso de estudio se van a evaluar las tecnologías de comunicaciones relacionadas al segmento de

distribución que son las redes de acceso (backhaul) y de última milla (last mile) que se pueden clasificar según área de cobertura en redes FAN (Field Area Network), NAN (Neighborhood Area Network), EAN (Extended Area Network), así como el envío de esta información al centro de monitoreo a partir de una red WAN (Wide Area Network).

Debido a que los transformadores están ubicados en una amplia diversidad de entornos, no existe una tecnología única que sea capaz de llegar a todos los equipos de manera rentable. Para comunicarse con medidores en entornos particularmente desafiantes, las tecnologías generalmente utilizadas para FAN o WAN se pueden usar para aplicaciones NAN de manera específica.

## **7.2. TELEFONÍA MOVIL**

La red de telefonía móvil básicamente está formada por dos grandes partes: una red de comunicaciones (o red de telefonía móvil), que está compuesta de antenas repartidas por la superficie terrestre, y de los terminales (o teléfonos móviles), que permiten el acceso a dicha red. Tanto las antenas como los terminales son emisores-receptores de ondas electromagnéticas con frecuencias entre 900 y 2000 MHz.

Las señales se intercambian con antenas que están conectadas a receptores y emisores de radio, conocidos como estaciones base de telefonía móvil. Las estaciones base están conectadas al resto de las redes de telefonía fija y móvil y pasan la señal / llamada a esas redes. [71]

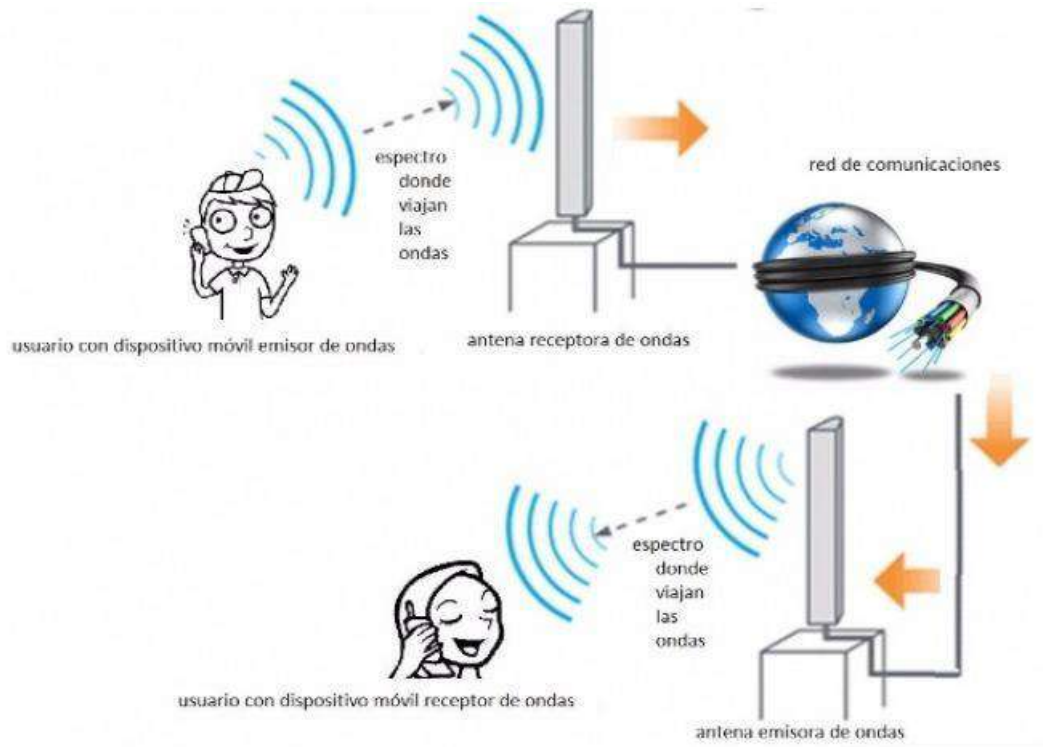


Figura 7.3: Esquema de una Red de telefonía celular [71]

Las aplicaciones de los servicios móviles incluyen [72]:

- Comunicación de respaldo para otras tecnologías WAN;
- Comunicación de subestación para subestaciones pequeñas o remotas, si se encuentran en el área de cobertura;
- Comunicación FAN que conecta redes de malla NAN a la WAN de la empresa de distribución o directamente al centro de control o de datos de la empresa;
- Comunicación FAN a dispositivos específicos en la red de distribución, como el monitoreo de transformadores, y
- Comunicación de voz y datos con la fuerza laboral móvil.

### **7.2.1. Telefonías Celular 2G**

El 2G, la segunda generación de telefonía móvil, se caracterizó por circuitos digitales de datos conmutados por circuito y a la introducción de la telefonía rápida y avanzada a las redes que permiten manejo de voz y valores agregados de mensajería, datos, internet y multimedia también disminuye el tamaño de las terminales.

Permite la encriptación de las conversaciones y de los datos enviados digitalmente, de forma tal que solo a quien se le envía puede recibirlos y leerlos.

El sistema 2G utiliza protocolos de codificación más sofisticados y se emplea en los sistemas de telefonía celular actuales soportan velocidades de información por voz más altas, pero limitados en comunicación de datos. [71]

#### **7.2.1.1. Protocolos 2G**

EL sistema 2G utiliza protocolo de tecnología más renovado y se emplean en los sistemas de telefonía celular actuales. Las tecnologías predominantes son: D-AMPS (TDMA IS-136 - Acceso Múltiple por división de tiempo), CDMA IS-95 (Acceso Múltiples por División de Códigos). [71]

##### **7.2.1.1.1. D-AMPS (TDMA IS-136 - Acceso Múltiple por División de Tiempo)**

TDMA (Acceso Múltiple por División de Tiempo) es una tecnología utilizada en la comunicación digital por teléfono celular, que utiliza un único canal en intervalos de tiempo individuales para aumentar la cantidad de datos que se pueden transportar.

Cada persona que hace una llamada se le asigna una ranura de tiempo específica para la transmisión, lo que hace posible que varios usuarios utilicen un mismo canal simultáneamente sin interferir entre sí.

Esta implementación se conoce por el estándar internacional como TDMA introducida entre 1988 y 1989, es la definida en su versión mejorada por IS-136 por la Asociación de Industrias de Telecomunicaciones (TIA/CTIA). [73]

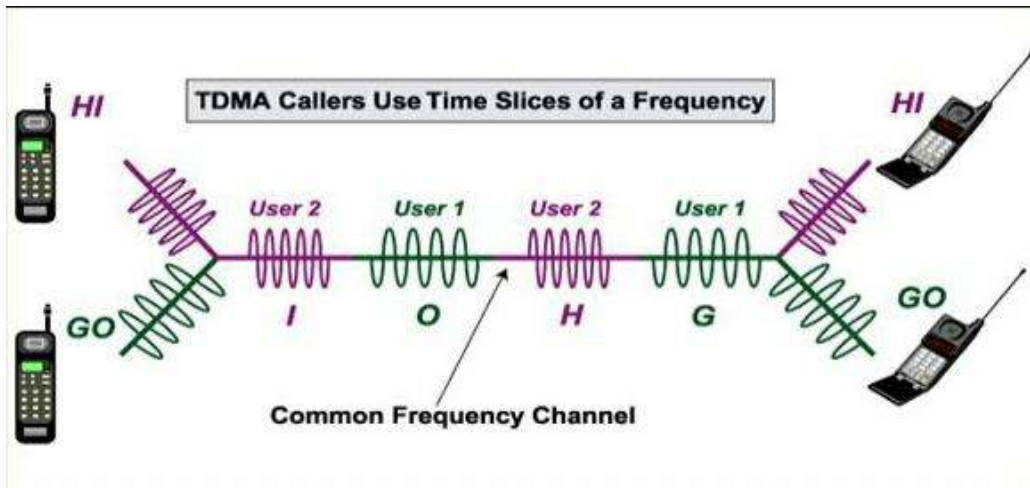


Figura 7.4: Esquema de un TDMA Generación 2G Telefonía Móvil [73]

#### 7.2.1.1.2. CDMA IS-95 (Acceso Múltiples por División de Códigos)

CDMA (Acceso Múltiples por División de Códigos) conocida por la norma IS-95, donde varios usuarios utilizan el mismo canal, al dividir y transmitir la información en distintas secuencias aleatorias de códigos. Esto permite que cada estación transmita en el espectro completo de frecuencia todo el tiempo donde las transmisiones múltiples simultáneas se separan usando la teoría de codificación. [74]

Cuando el usuario realiza una llamada, el móvil intenta contactar la estación base con un acceso de prueba. El código largo que se utiliza está basado en los parámetros de la celda. Si ocurre una colisión el móvil no recibe respuesta y espera un tiempo aleatorio antes de intentar de nuevo. El móvil selecciona la señal piloto más potente y establece referencias de tiempo y frecuencia a partir de ella.

El estándar IS-95 ha sido definido por la TIA (Telecommunications Industry Association), y es compatible con el plan de frecuencias existente. [74]

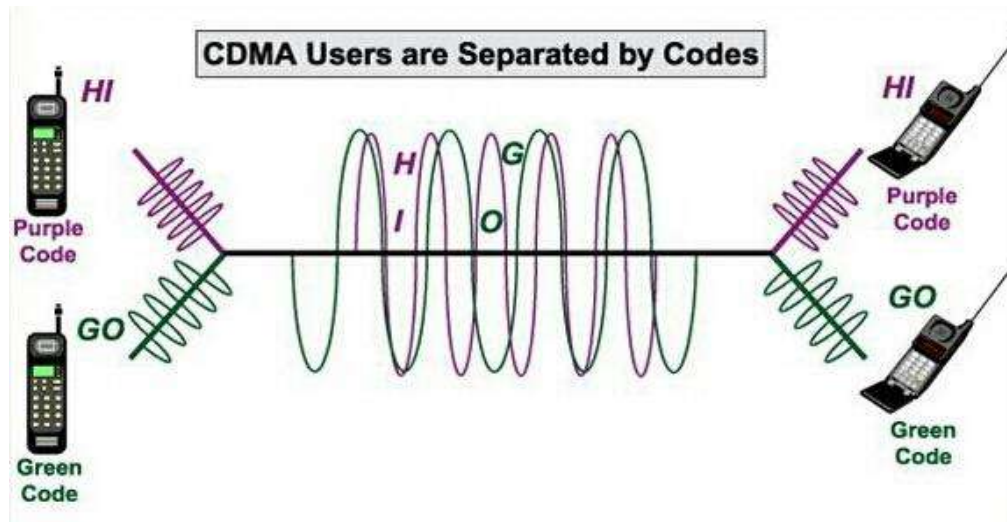


Figura 7.5: Esquema de un CDMA Generación 2G Telefonía Móvil [74]

### 7.2.2. GSM (Sistema global para comunicaciones móviles)

GSM es un estándar de telefonía móvil usado en todo el mundo. Este estándar, que es libre de regalías basado en TDMA.

Es utilizada para la transmisión de voz, texto y datos a través los teléfonos móviles. El GSM es un sistema definido como un estándar de segunda generación (2G) debido a su velocidad de transmisión y otros aspectos que los caracterizan. [75]

La tecnología está basada en acceso múltiple por división de tiempo (TDMA) para transmitir las llamadas. Con esta tecnología el tiempo disponible en un canal de comunicación se divide en varios segmentos llamados (frames). Cada frame se divide a su vez en 8 intervalos de tiempo. [76]

La infraestructura y los dispositivos GSM están disponibles para las bandas de espectro más populares, lo que presenta una variedad de opciones en despliegue para los operadores a fin de satisfacer sus necesidades de espectro y de mercado. [76]



Figura 7.6: Logotipo del sistema GSM [76]

### 7.2.3. GPRS (Servicio General de Paquetes Vía Radio)

Esta tecnología creada en la década de las 80, para la transmisión de datos en redes móviles GSM. Permite velocidades de transferencia teóricas de 56 a 144 Kbps. En la práctica son unos 40 Kbps. [77]

GPRS utiliza un canal o portadora GSM para la transmisión de datos en el que aplica multiplexación por división en el tiempo (TDM) para dividir el canal GSM en hasta ocho ranuras de tiempo, con lo que se aprovecha mejor el ancho de banda ofrecido por cada canal. [77]

El APN (Access Point Name) es el nombre de un punto de acceso para GPRS que debe configurarse en el dispositivo móvil para que pueda acceder a las redes, así como para poder enviar y recibir mensajes de multimedia. [78]

En la práctica se utiliza el protocolo IPv4, puesto que IPv6 aún no tiene implantación suficiente y en muchos casos los operadores no lo ofrecen. Para asignar la dirección IP se utiliza DHCP, por lo que las direcciones IP de los equipos móviles son casi siempre dinámicas. [78]

### 7.2.4. EDGE (Tasas de Datos Mejoradas para la evolución de GSM)

Es una evolución del estándar GPRS, lanzado en el año 2003. Forma parte de la familia GSM, pero es considerado por la UIT (Unión Internacional de Telecomunicaciones) como parte de la tecnología 3G.

EDGE permite velocidades de transmisión de más de 300 Kbps en modo de paquetes.

"Evolved EDGE" o "EDGE Evolution" es una evolución de este estándar, que permite conectividad en el móvil de hasta 500 kbit/s, similar a un modem ADSL. [79]

### 7.3. SIM

Una tarjeta SIM, es un pequeño chip desmontable que identifica un dispositivo móvil dentro de una red celular, la tarjeta contiene un circuito integrado que almacena un identificador único llamado número. [80]

Para que un dispositivo como un teléfono móvil, tableta o similar pueda utilizar la red móvil, será necesario obligatoriamente en las redes GSM contar con una tarjeta SIM. Cuando se activa una línea de celular, el proveedor del servicio enlaza el número de teléfono móvil a la tarjeta SIM, lo cual permite recibir, hacer llamadas y acceder a los datos móviles. Las tarjetas SIM almacenan de forma segura la clave de servicio de telefonía del suscriptor usada para identificarse ante la red. [80]

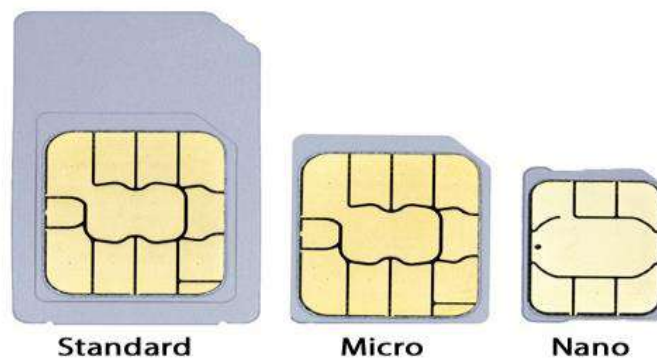


Figura 7.7: Formatos de tarjetas SIM [80]

### 7.4. TELEFONÍA CELULAR 3G

3G, como se lo conoce en la telefonía móvil es la tercera generación de transmisión de voz y datos que proporciona tasas de comunicación de datos más altas y servicios multimedia avanzados como video telefonía y banda ancha móvil a través de tecnología móvil, mediante UMTS (servicio universal de telecomunicaciones

móviles). Comenzó su uso comercial en el 2001, implementándose muy lentamente en la telefonía celular. [81]

Las tecnologías de la tercera generación se categorizan dentro del IMT-2000 (Telecomunicaciones móviles internacionales-2000) de la ITU (Unión Internacional de Telecomunicaciones), que marca el estándar para que todas las redes 3G sean compatibles unas con otras. [81]

#### **7.4.1. Protocolos 3G**

3G, es un término genérico que cubre una gama de estándares de redes y tecnologías inalámbricas que incluyen: W-CDMA (Acceso múltiple por división de códigos por banda Ancha), UMTS (Sistema de telecomunicaciones móviles universal), HSPA (Acceso paquetes de alta velocidad), que incluye HSDPA y HSUPA [81]

##### **7.4.1.1. UMTS (Sistema universal de telecomunicaciones móviles)**

UMTS es el nombre con el que se engloban todas las tecnologías incluidas en 3G desligadas de las redes GSM, inicialmente esté pensada para su uso en teléfonos móviles, la red UMTS no se limita a estos dispositivos y puede utilizarse en otros. [82]

Sus tres grandes características son: las capacidades multimedia, una velocidad de acceso a Internet elevada (que también le permite transmitir audio y video en tiempo real) y una transmisión de voz con calidad equiparable a la de las redes fijas.

Tiene la capacidad de soportar altas velocidades de transmisión de datos, de hasta 144 kbit/s sobre vehículos a gran velocidad, 384 kbit/s en espacios abiertos de extrarradios y 7.2 Mbit/s con baja movilidad (interior de edificios). Esta capacidad sumada al soporte inherente del protocolo de Internet (IP), se combinan poderosamente para prestar servicios multimedia interactivos y nuevas aplicaciones de banda ancha, tales como servicios de videotelefonía y videoconferencia y transmisión de audio y video en tiempo real permitiendo introducir muchos más usuarios a la red global del sistema. [82]

#### **7.4.1.2. W-CDMA (Acceso múltiple por división de códigos de banda Ancha)**

Es una tecnología móvil inalámbrica de tercera generación que aumenta las tasas de transmisión de datos de los sistemas GSM. Utiliza como técnica de multiplexación CDMA (multiplexación por división de código), WCDMA proporciona una mayor eficiencia espectral, lo que permite proporcionar tipos de servicios en el acceso radio (voz y datos con diferentes tasas binarias).

Soporta de manera satisfactoria una tasa transferencia de datos que va de 144 hasta 512 Kbps para áreas de cobertura amplias, aunque en el estándar se especifican velocidades de hasta 2 Mbps. [83]

#### **7.4.1.3. HSPA (Acceso paquetes de alta velocidad)**

Es una fusión de dos protocolos móviles, High Speed Downlink Packet Access (HSDPA) y High Speed Uplink Packet Access (HSUPA) que extiende y mejora el rendimiento de las redes de telecomunicaciones móviles de tercera generación (3G). [84]

Las primeras especificaciones HSPA alcanzaba velocidades de hasta 14,4 Mbit/s en bajada y hasta 5,76 Mbit/s en subida, dependiendo del estado o la saturación la red y de su implantación. También redujo la latencia, proporcionando hasta cinco veces más la capacidad del sistema en el enlace descendente y 2 veces más la capacidad del sistema en el enlace ascendente a comparación de protocolos WCDMA originales. [84]

#### **7.4.1.4. HSDPA (Acceso paquete de enlace descendente de alta velocidad)**

Es un canal compartido en el enlace descendente mejora significativamente la capacidad máxima de transferencia de datos, pudiéndose alcanzar tasas de descarga de hasta 14 Mbps. La velocidad es adaptativa en los siguientes tramos: 1.8, 3.6, 7.2 y 14.4 Mbps.

HSDPA incluye varias mejoras técnicas (modulación QAM de mayor orden, codificación variable de errores y redundancia incremental) lo que se traduce en mayores velocidades de transmisión, en la utilización simultánea de la red a un mayor número de usuarios y en la disminución de la latencia favoreciendo el uso de aplicaciones en tiempo real como juegos en red o videoconferencia. La mayoría de los operadores de 3G ofrecen actualmente esta tecnología en su red. [84]

#### **7.4.1.5. HSUPA (Acceso ascendente de paquetes a alta velocidad)**

Es un protocolo de acceso de datos para redes de telefonía móvil con alta tasa de transferencia de subida (de hasta 7,2 Mbit/s), como una tecnología que ofrece una mejora sustancial en la velocidad para el tramo de subida, desde el terminal hacia la red.

Ofrecen altas prestaciones de voz y datos, y permitirá la creación de un gran mercado de servicios IP multimedia móvil. HSUPA mejorará las aplicaciones de datos avanzados persona a persona, con mayores y más simétricos ratios de datos, como el e-mail en el móvil y juegos en tiempo real con otro jugador. Las aplicaciones tradicionales de negocios, junto con muchas aplicaciones de consumidores, se beneficiarán del incremento de la velocidad de conexión. [85]

### **7.5. TELEFONÍA CELULAR 4G-LTE**

Se refiere a la cuarta generación de tecnologías de telefonía móvil, La 4G está basada completamente en el protocolo IP, siendo un sistema y una red, que se alcanza gracias a la convergencia entre las redes de cable e inalámbricas. Esta tecnología podrá ser usada por módems inalámbricos, móviles inteligentes y otros dispositivos móviles. Capacidad para proveer velocidades de acceso mayores de 100 Mbit/s en movimiento y 1 Gbit/s en reposo.

4G viene implementada a través de la tecnología que se conoce como LTE (Long Term Evolution) de gran avance que busca velocidad de transmisión, eficiencia del espectro, baja latencia (retardo) con esto quiere convertirse en el estándar para las comunicaciones inalámbricas.

Soporta la coexistencia con otras redes estándares. Por ejemplo, es posible comenzar una descarga de datos y al no existir cobertura, continuar la operación usando GSM/GPRS o redes 3G. [86]

### **7.5.1. Tecnologías y Protocolos 4G-LTE empleadas**

Los estándares fundamentales para 4G son: WiMAX, WiBro, y 3GPP LTE, para poder hacer realidad esta red es necesario no sólo integrar las tecnologías existentes (2G, 3G..). También es necesario hacer uso de nuevos esquemas de modulación o sistemas de antenas que permitan la convergencia de los sistemas inalámbricos que son fundamentales de una red 4G y son: Sistemas Multiantena (MIMO), SDR (Software Define Radio), Sistemas de acceso existentes como TDMA, FDMA, CDMA. Estándar IPv6 para soportar gran número de dispositivos inalámbricos, y asegurar una mejor calidad de servicio además de un enrutamiento óptimo. [87]

#### **7.5.1.1. LTE: Long Term Evolution**

Emplea la banda de los 700 MHz y banda libre los 2100 MHz, aprovechando que ha quedado liberada tras el apagón de la televisión analógica demanda de los usuarios y redes, y será la tecnología que acabe sustituyendo a la actual UMTS dentro de los sistemas 4G. Podemos diferenciar entre su funcionamiento en el canal de descarga de datos y en el canal de subida de datos:

- En la descarga con LTE se emplea una modulación OFDMA (acceso múltiple por división de frecuencia ortogonal). Las sub-portadoras se modulan con un rango de símbolos QPSK, 16QAM o 64QAM. Es muy fuerte contra los efectos de multipath, idónea para implementaciones MIMO o SFN.
- La subida de archivos con LTE usa división de portadora simple de acceso múltiple (SC-FDMA) para simplificar el diseño y reducir picos de ratio medio y consumo energético. [88]

### **7.5.1.2. WIMAX (interoperabilidad mundial para acceso por microondas)**

Es un tipo de red inalámbrica tipo WIFI que utiliza ondas de radio en las frecuencias de 2,5 a 5,8 GHz y puede tener una cobertura hasta de 70 km. Está pensado para zonas de difícil cobertura y puede trabajar a velocidades hasta 1 Gbps si las condiciones son buenas. WiMAX proporciona una tecnología de acceso inalámbrico a Internet como alternativa a los cables y a las líneas de usuarios digitales (DSL). Las redes WiMAX permiten una variedad de opciones para conexiones de banda ancha. Las redes son esencialmente una versión más grande de una red Wi-Fi.

También es de las conocidas como la tecnología de última milla, como bucle local que permite la recepción de datos por microondas y retransmisión por ondas de radio. El estándar que define esta tecnología es el IEEE 802.16 MAN. [89]

### **7.5.1.3. WIBRO**

WiBRO es una tecnología de Banda Ancha inalámbrica de Internet desarrollada por la Industria de Telecomunicaciones Coreana. Adapta TDD para duplexarse (separar transmisión y recepción), OFDMA para el acceso múltiple y 8.75 MHz como ancho de banda del canal. Fue ideado para superar la limitación de la velocidad del teléfono móvil (por ejemplo, CDMA 1x, CDMA 2x, 3x CDMA) y para agregar movilidad a Internet de banda ancha (por ejemplo, ADSL o LAN inalámbrica).

Las estaciones de la base WiBRO ofrecerán un rendimiento de procesamiento de datos agregado de 30 a 50 Mbit/s y cubrirán un radio de 1,5 km. Detalladamente, proporcionará la movilidad para los dispositivos móviles hasta 120 Mbit/s. [90]

## **7.6. MODEM GSM / GPRS**

El Módem GSM ofrece tecnologías compatibles a las de una red GPRS el cual permite la transmisión de datos vía remota.

El modem GSM/GPRS es un elemento que se utiliza para el intercambio de datos entre dos o más puntos utilizando como medio la telefonía celular. Se puede utilizar para el envío y recepción de fax, intercambio de datos, envío y recepción de SMS – mensajes de texto, tiene comandos AT adicionales que se le agregan funcionalidad para una conexión directa entre dispositivos. Cuentan con puertos RS-232 y RS-485 de salida (opcional con aislación) con el cual podrá ser controlador por computadora. [91]



Figura 7.8: Modem GSM - GPRS [92]

### 7.6.1. Ventajas y Desventajas en la comunicación GSM-GPRS

La ventaja en la comunicación de datos GSM-GPRS referida a este proyecto es la siguiente:

- Tecnología inalámbrica GSM disponible en varios lugares remotos, con amplia cobertura y acceso constante a los servicios que ofrecen.
- Equipos de medición existente en el mercado con amplias funciones compatibles, ajustable con dicha tecnología y con bandas de frecuencias admisibles en el territorio nacional para el proyecto.
- Existen diversas empresas prestadoras de servicios, donde el oferente tendrá la decisión por el cual optar.
- La tarifa de costos de la comunicación por gsm-gprs se cobra de acuerdo a la cantidad de datos transmitidos y recibidos y no por el tiempo de conexión el llamado "Always connected" puesto que no hace uso de recurso de red conectado con este protocolo.

- Unificar convenios de comunicación con la empresa estatal COPACO, para abaratar los costos del servicio.

Las desventajas encontradas para este proyecto se mencionan a continuación:

- Con suficientes usuarios dentro de la red de ancho de banda, la transmisión puede encontrar interferencias en la comunicación donde existe la posibilidad de llegar a una saturación y posterior colapso.
- Las empresas prestadoras de servicio ofrecen prioridad en ancho de banda en la comunicación con sus clientes, esto ante un previo acuerdo en el contrato con el oferente.
- La poca cobertura en las zonas rurales, en los puestos de distribución subterráneos y en los lugares remotos implica la pérdida parcial o total de la señal en decibelios-milivattios (dBm) como también la comunicación de la red.
- El costo del servicio con la proveedora va incrementando a medida que aumentan los puntos de mediciones.
- Los servicios de pagos deben cumplirse con lo estipulado en el contrato, caso contrario implica la interrupción total de la comunicación con los equipos de medición remotos.

### **7.7. MODEM 4G-LTE**

EL Modem 4G con tecnología LTE es compatible con las redes GSM y UMTS que permite la comunicación remota de alta velocidad y baja latencia en la web. [93]



Figura 7.9: Modem de Comunicación 4G-LTE con Antena. Fuente [web]

### 7.7.1. Ventajas y Desventajas de la Comunicación 4G-LTE

A continuación, se detallan las ventajas encontradas en el proceso de estudio de esta tecnología:

- Operación a alta velocidad a través de redes LTE, facilita la conectividad a internet con mayor velocidad de carga y descarga de datos.
- la red LTE dispone una única ruta que tiene la capacidad de soportar grandes volúmenes de usuarios conectados y envíos de datos, sin poder sufrir una saturación y colapso de la red.
- Existen operadoras de telefonías en el territorio nacional que ya cuentan con el servicio exclusivo de la red LTE, por lo tanto, la comunicación no estará monopolizada a una sola empresa.
- La tarifa de pagos de la tecnología 4G-LTE se abona por la cantidad y consumo de datos transmitidos y recibidos, y no por la velocidad que ofrece el servicio, mientras que los equipos de medición permanecen conectados a la red con este protocolo sin costo alguno.
- La velocidad de navegación está en función a la cantidad de clientes que están usando la red al mismo tiempo.

- Con la empresa estatal COPACO se podría fijar convenios de comunicación ya que cuenta con la primicia de esta tecnología para poder abaratar los costos del servicio.
- Cuando la red de comunicación 4G-LTE presenta la falta de cobertura, el equipo puede operar en la red GSM-GPRS evitando la pérdida de comunicación con los sistemas remotos.

Se describen las siguientes desventajas investigadas en el proyecto:

- El servicio de comunicación 4G-LTE es limitado geográficamente ya que es un servicio relativamente nuevo y la mayor cobertura está concentrada en los núcleos urbanos.
- El costo de esta infraestructura de la tecnología 4G-LTE es aún elevado.
- Las operadoras móviles de servicios requieren mayor cantidad de espectro de banda, en altas frecuencias para garantizar un servicio LTE de buena calidad y cobertura.
- Compatibilidad de los equipos de medición con las redes 4G-LTE, considerando aun por la poca fabricación de los dispositivos por la tecnología nueva.
- La falta de pago por el servicio ocasiona una pérdida total en la comunicación con los dispositivos de medición.

## **7.8. ÁREA DE COBERTURA DE LAS DIFERENTES OPERADORAS DEL TERRITORIO NACIONAL**

La cobertura de acceso a las tecnologías inalámbricas disponible en el territorio, fomenta una comunicación más concentrada, fluida y de competencias con las operadoras que sirven para obtener resultados más efectivos para la población.

Entre las Tecnologías que ofrecen estas operadoras están disponibles en 2G, 3G, 4G, y algunos en 4G+. Las empresas con los servicios que intervienen en el territorio que podemos citar son:

- Tigo
- Personal
- Claro

- Vox

En el ANEXO 1 se encontrarán las coberturas disponibles de las diferentes telefonías a nivel nacional y con un enfoque departamental al área del proyecto del despliegue de las distintas tecnologías.

## **7.9. MALLA DE RADIOFRECUENCIA (RF)**

Las redes de malla suelen tener un ancho de banda estrecho y son útiles para transmitir datos operativos, información de eventos y señales de control. Las redes de malla permiten que los dispositivos finales en cada nodo o punto de red se comuniquen con un recolector o punto de recolección a través de múltiples "saltos" de RF. El colector también puede denominarse concentrador, puerta de enlace o punto de acceso a la red. Esta característica de las redes de malla permite una forma rentable de implementar y construir una red que abarca mayores distancias y requiere menos potencia de transmisión por dispositivo. En segundo lugar, mejora la confiabilidad del sistema, ya que cada dispositivo final puede registrarse con el colector a través de otra ruta de comunicación si la ruta de comunicación actual se vuelve inoperable. En tercer lugar, al permitir que los dispositivos finales actúen como repetidores, es posible implementar más nodos alrededor de un colector, reduciendo así el número de rutas de backhaul. Si bien las tecnologías de malla de RF son el servicio más común para NAN, existen algunas otras tecnologías que también se utilizan para admitir la comunicación del borde de la red con la automatización de campo, dispositivos de control de carga directa y aplicaciones AMI [94].

### **7.9.1. Radio de espectro ensanchado y por salto de frecuencia (FHSS)**

La tecnología de espectro ensanchado por salto en frecuencia (FHSS) consiste en transmitir una parte de la información en una determinada frecuencia durante un intervalo de tiempo llamada "dwell time" e inferior a 400 ms. Pasado este tiempo se cambia la frecuencia de emisión y se sigue transmitiendo a otra frecuencia. El receptor debe saltar sobre estas frecuencias de manera sincronizada con el transmisor para de esta manera lograr recuperar correctamente el mensaje donde

cada tramo de información se va transmitiendo en una frecuencia distinta durante un intervalo muy corto de tiempo. [95]

Existen dos tipos de tecnologías que emplean las radiofrecuencias, la banda estrecha y la banda ancha, conocida como espectro ensanchado, ésta última es la que más se utiliza. El espectro ensanchado utiliza todo el ancho de banda disponible, en lugar de utilizar una portadora para concentrar la energía a su alrededor. Tiene muchas características que le hacen sobresalir sobre otras tecnologías de radiofrecuencias (como la de banda estrecha, que utiliza microondas). [95]

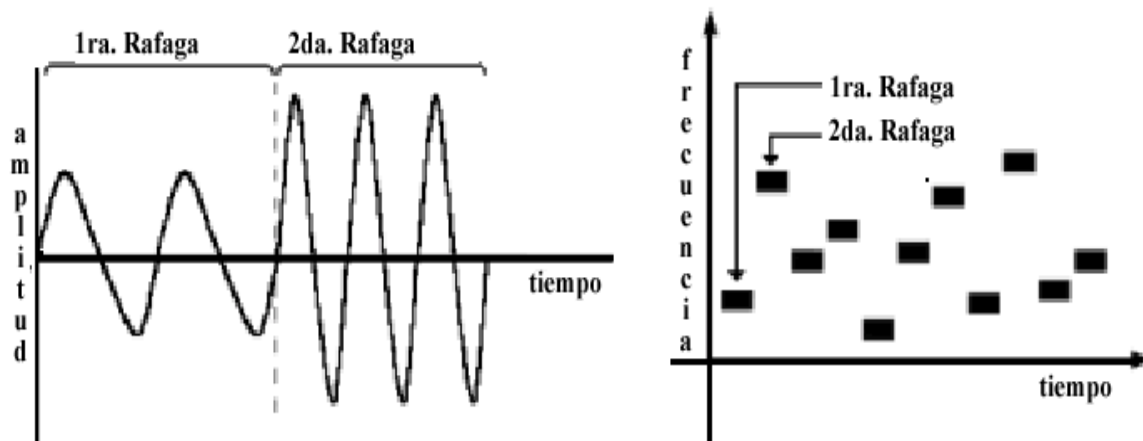


Figura 7.10: codificación con salto de frecuencia [95]

En Las Figura 7.11 y Figura 7.12 muestran el número de canales normalmente asignados para una señal FHSS. Existen  $2^K$  portadoras de frecuencias formando  $2^K$  canales. La anchura de cada canal usualmente corresponde al ancho de banda de la señal de entrada. El transmisor opera en un canal a la vez para cada intervalo. Por ejemplo, el estándar IEEE 802.11 posee un intervalo de 300ms. Durante este intervalo algún número de bits (posiblemente una fracción de un bit) es transmitido usando algún esquema de codificación. Un código pseudo-aleatorio de ensanchamiento muestra la secuencia de los canales utilizados. Tanto el transmisor como el receptor usan el mismo código para sintonizarse sincronizadamente. [96]

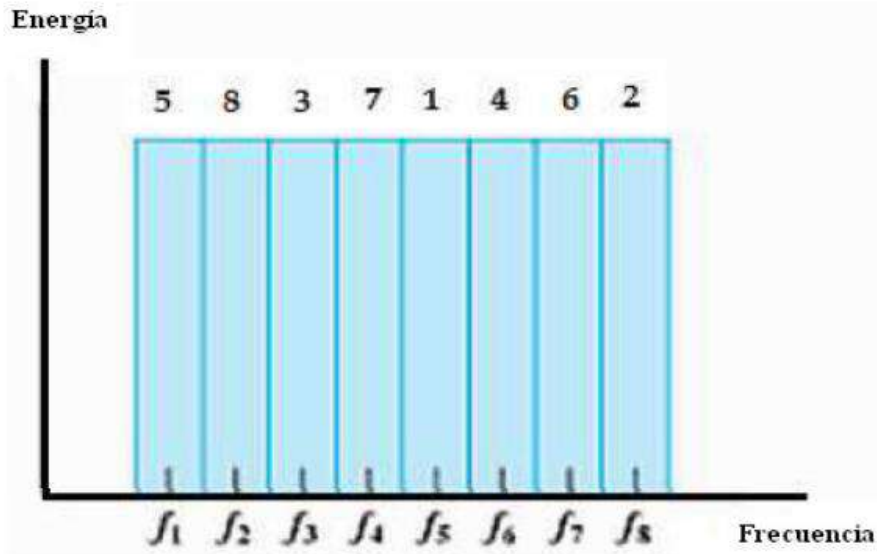


Figura 7.11: Asignación de canales en la modulación FHSS. [96]

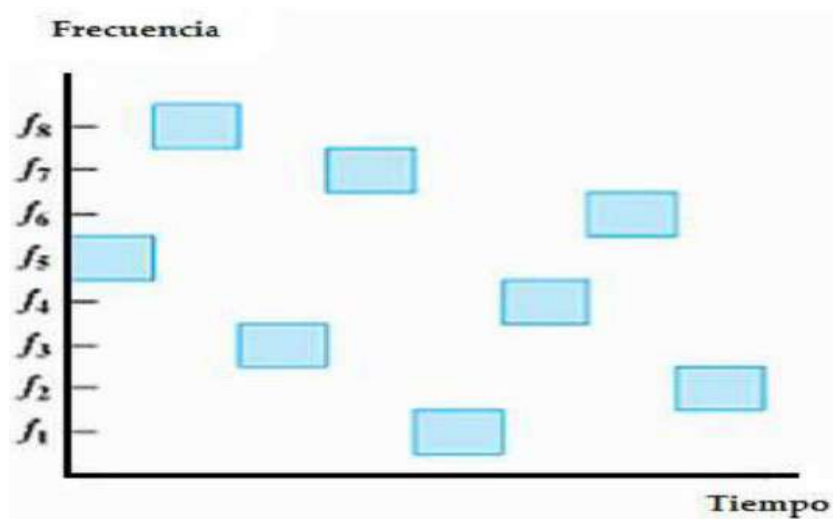


Figura 7.12: Asignación de frecuencias en la modulación FHSS. [96]

### 7.9.2. Radio frecuencia de banda estrecha (RF):

Es la tecnología que usa ondas aéreas electromagnéticas para comunicar información desde un punto a otro; son portadoras de radio porque desempeñan la función de entregar energía al receptor. Los datos que se transmiten son sobrepuestos sobre la señal de radio para que pueda extraer de manera precisa por el receptor. Su sistema de transferencia de datos bidireccionales, emplea ondas de radio de frecuencia modulada como medio de transmisión y recepción de datos

desde la combinación terminal de datos portátil/lector hasta el de identificación basado en un microchip para transmitir y recibir datos.



Figura 7.13: Antena de ondas electromagnéticas [97]

El transmisor de RF, es un dispositivo que transmite información en forma de ondas electromagnéticas a grandes distancias a través de la atmosfera, estas ondas son electromagnéticas y son transmitidas en el nivel de la radiofrecuencia es decir sólo se transmiten ondas electromagnéticas cuyas frecuencias entran en este rango,(3Hz - 300GHz). Por encima de los 300GHz y antes de la zona de frecuencia del infrarrojo, la atmosfera se comporta como un elemento opaco para estas ondas, es por eso que no existe transmisión en esa banda de frecuencias.

Los receptores o aparatos interceptan una señal de radio mediante la antena, la amplifican, la demodulan y luego reproducen con la misma modulación con que fue enviado desde una estación remota. Los distintos modelos difieren en la forma como procesan internamente la señal original y en los circuitos empleados para tales efectos. [97]

- La radiofrecuencia se puede dividir en las siguientes bandas del espectro en función de su frecuencia: Ultra-alta, Muy Alta, Onda Corta, Onda Media, Onda Larga y Muy Baja Frecuencia.

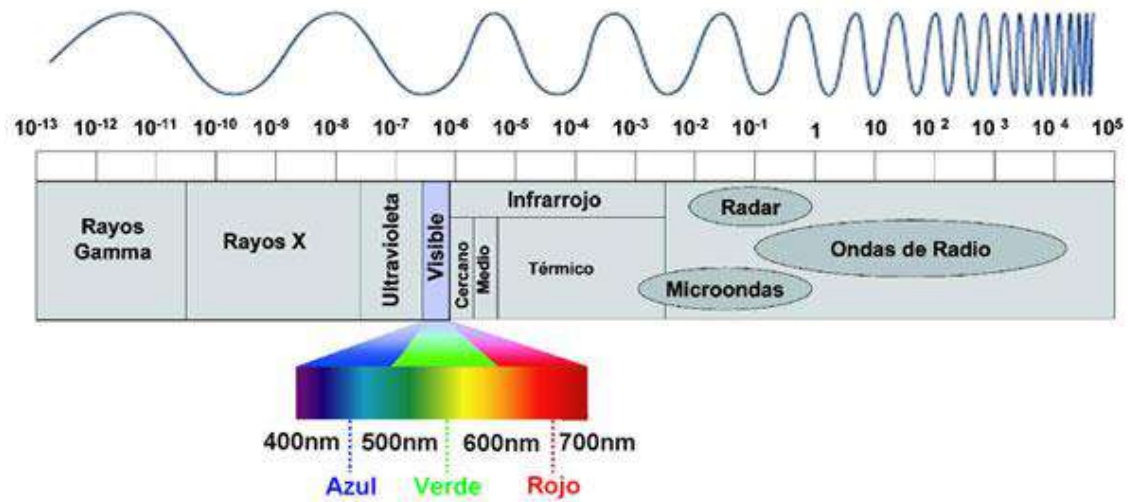


Figura 7.14: Espectro electromagnético [98]



Figura 7.15: Rangos existentes en radio frecuencia (RF)

### 7.9.2.1. Ventajas en la utilización de la Tecnología de RF

- El ahorro en los costos, no necesita una gran inversión en infraestructura, estructura de torres de comunicación ya implementada.
- Permisos de utilización del espectro otorgada por la CONATEL. Se dispone de rangos de frecuencias asignados en las bandas de (VHF – UHF).

### 7.9.2.2. Desventajas en la utilización de la tecnología de RF

- En la comunicación inalámbrica, las ondas de radio generada, puede producir atenuaciones por diferentes factores que inciden en el espectro.
- Son propensos a ataques de usuarios maliciosos que utilizan técnicas para cortar la señal al inyectar comandos que a la vez estos difieren en la comunicación.

- Las atenuaciones en la comunicación pueden ser generadas por espacio libre, vegetación, lluvias, etc. Y pueden diferir grandemente en la transferencia de los datos.

### 7.10. WI-SUN (WIRELESS SMART UTILITY NETWORK)

Es un estándar de comunicación inalámbrica que permite una conectividad perfecta entre dispositivos de redes inteligentes. El estándar utilizado en redes de IoT al aire libre a gran escala, como redes de malla inalámbricas para infraestructura de medición avanzada (AMI), administración de energía doméstica, automatización de distribución (DA) y otras aplicaciones de red al aire libre a gran escala, incluidas FAN (redes de área de campo) y HAN (redes de área doméstica). Esta tecnología de comunicación inalámbrica se basa en el estándar IEEE 802.15.4g para la capa física (PHY) y el estándar IEEE 802.15.4e para la capa MAC. La capa PHY es responsable de administrar el hardware que modula y demodula los bits de RF. Mientras que, la capa MAC es responsable de enviar y recibir tramas de RF. Una de las principales ventajas de esta tecnología es que se puede implementar con niveles extremadamente bajos de consumo de energía en comparación con otras comunicaciones inalámbricas.

Rango de cobertura	Hasta 4 km
<b>Frecuencia</b>	868 MHz (EU), 915 MHz (USA), 2.4 GHz ISM bands (Worldwide)
<b>Tasa</b>	Hasta 300 kbps
<b>Latencia</b>	0.02 segundos
<b>Eficiencia energética</b>	Menos de 2 uA a 8 mA
<b>Escalabilidad</b>	Redes de hasta 5,000 dispositivos.

Tabla 7.1: Especificaciones técnicas de Wi-SUN

Wi-SUN ha tenido éxito en los mercados de servicios públicos inteligentes y ciudades inteligentes como una alternativa para las redes de área amplia de bajo consumo (LPWAN) como LoRa y Sigfox, ya que tiene mayor tasa de transferencia de datos y menor latencia

WiSUN Alliance es una organización industrial (que sigue el modelo de WiFi Alliance) cuyo objetivo es proporcionar estándares de la industria, interoperabilidad y certificación de terceros.



Figura 7.16: Estándar de comunicación Wi-SUN [94]

### 7.11.LPWAN

Se ha desarrollado un nuevo tipo de sistema inalámbrico con el nombre genérico de red de área extensa y baja potencia (*Low-Power Wide-Area Network* o LPWAN), capaz de funcionar con arreglo a las normas aplicables a los dispositivos de corto alcance. Esta innovación complementa la gama de soluciones inalámbricas disponible. Los sistemas LPWAN no dependen de una única tecnología, sino de un grupo de tecnologías de red de área extensa y baja potencia que pueden ser privadas o de estándar abierto. Los aspectos técnicos de esta tecnología están descritos en [99].

El siguiente gráfico compara LPWAN con otras tecnologías inalámbricas, teniendo en cuenta, el ancho de banda en el eje vertical y el alcance de la señal en el horizontal.

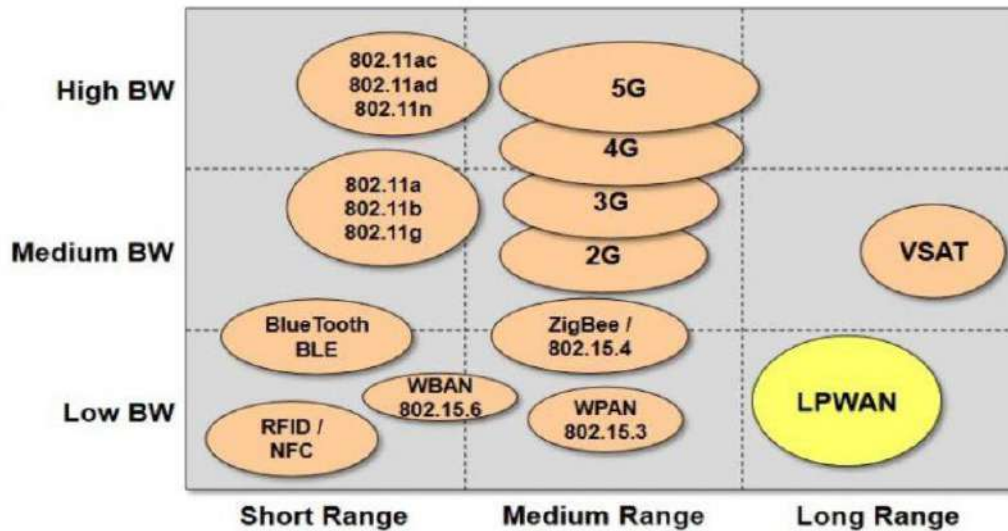


Figura 7.17: Comparación de LPWAN con otras tecnologías inalámbricas [100]

Por lo general, las redes LPWAN se asocian con redes de sensores y dispositivos distanciados geográficamente, que solo transmiten poca información sobre su estado. Dentro de las tecnologías LPWAN más importantes encontramos una división: las redes LPWAN sin licencia donde se encuentran Sigfox y LoRaWAN lo que provoca que necesiten mecanismos de protección contra interferencias, como ensanchado de espectro y las redes LPWAN con licencia donde se encuentran LTE-M y NB-IoT [101].

## 7.12. SIGFOX

Es una empresa fundada en Francia que ha desarrollado una tecnología LPWAN del mismo nombre. Utiliza un sistema de tipo celular que permite que los dispositivos remotos se conecten usando tecnología de banda ultra estrecha (UNB). Sigfox se encuentra disponible a través de los principales proveedores de chips y módulos del mercado ofrecen soporte y facilidades para la integración de sus equipos en la red. Permitiendo así la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes [102].

Esta tecnología se basa en una infraestructura privada de antenas y servidores, desplegados por la propia empresa, que permiten ofrecer los servicios de cobertura y tratamiento de mensajes hasta ser recogidos en el servidor de Sigfox. Una vez los datos llegan al servidor back-end de Sigfox, el usuario tiene la posibilidad de dar

un tratamiento a los mensajes recibidos a través de una interfaz API (Application Programming).



Figura 7.18: Infraestructura Sigfox [103]

### 7.13. LORA / LORAWAN

LoRaWAN es la suma de especificaciones de la capa física y la capa de enlace de tecnología propietaria RF de espectro ensanchado, a esta capa de enlace se la conoce como LoRa, el cual es el nombre del protocolo de comunicación que utiliza LoRaWAN y con el que normalmente se conoce esta tecnología. La tecnología **LoRa** fue originalmente desarrollada por Semtech, pero actualmente está administrada por la "LoRa Alliance". De este modo, cualquier fabricante de hardware que desee trabajar con esta tecnología debe estar certificado por la alianza [104].

Muchas redes implementadas existentes utilizan una arquitectura de red en malla. En una red de malla, los nodos finales individuales envían la información de otros nodos para aumentar el rango de comunicación y el tamaño de celda de la red. Si bien esto aumenta el rango, también agrega complejidad, reduce la capacidad de la red y reduce la vida útil de la batería, ya que los nodos reciben y envían información de otros nodos que probablemente sea irrelevante para ellos. La arquitectura en estrella de largo alcance tiene más sentido para preservar la vida útil de la batería cuando se puede lograr una conectividad de largo alcance. [104]

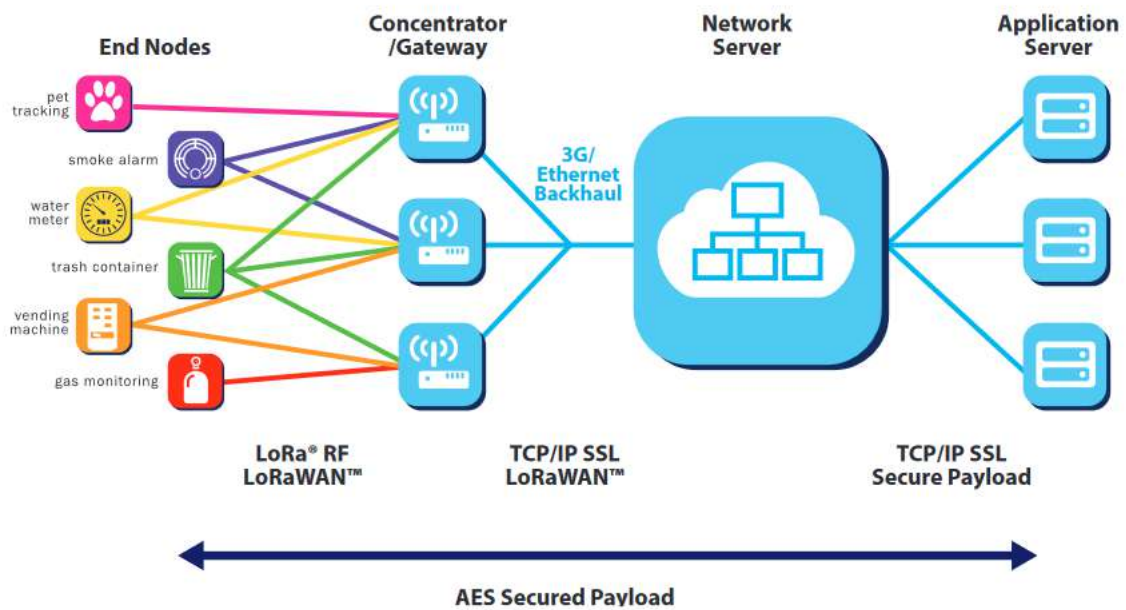


Figura 7.19: Infraestructura LoRaWAN [104]

#### 7.14. LTE-M (LONG TERM EVOLUTION FOR MACHINES)

Es una tecnología de red móvil que reutiliza la red existente LTE, es decir, 4G. Es una tecnología complementaria de fácil implantación en dispositivos 2G, 3G y 4G. LTE-M fue estandarizado en 2016 por el 3GPP en la Rel13 al igual que NB-IoT. Se refiere específicamente a LTE CatM1. LTE-M utiliza una técnica de modulación QPSK.

Todo lo anterior, permite una fácil implantación a un coste muy bajo y también, con herencia de las ventajas de 4G como seguridad y privacidad. Además, está soportado por todos los fabricantes de redes móviles, chips y módulos de comunicación.

#### 7.15. NB-IOT Y LT-M

NB-IoT son tecnologías, de largo alcance y bajo consumo energético, desarrollada por The 3rd Generation Partnership (3GP) compatible con las infraestructuras de tecnología Long Term Evolution (LTE). Estas tecnologías son una optimización / evolución de la tecnología LTE, utiliza una gama de frecuencias con licencia, y ofrece el mismo nivel de seguridad que LTE con un máximo de 200 Kbps.

NB-IoT es una adaptación de LTE capaz de transmitir en el ancho de banda de los canales de 2G, con el objetivo de reutilizar parte de su espectro. Para conseguir esto es necesario estrechar los canales de LTE, dando lugar así al nombre de esta tecnología, también conocida como LTE Categoría NB1 o LTE-M2

LTE-M, también conocida como eMTC o CAT-M1, utiliza las antenas LTE instaladas y está **optimizada para un ancho de banda mayor y para conexiones de móvil que incluyan voz**. Debido a la latencia, para aplicaciones de tiempo real LTE-M es la única opción.

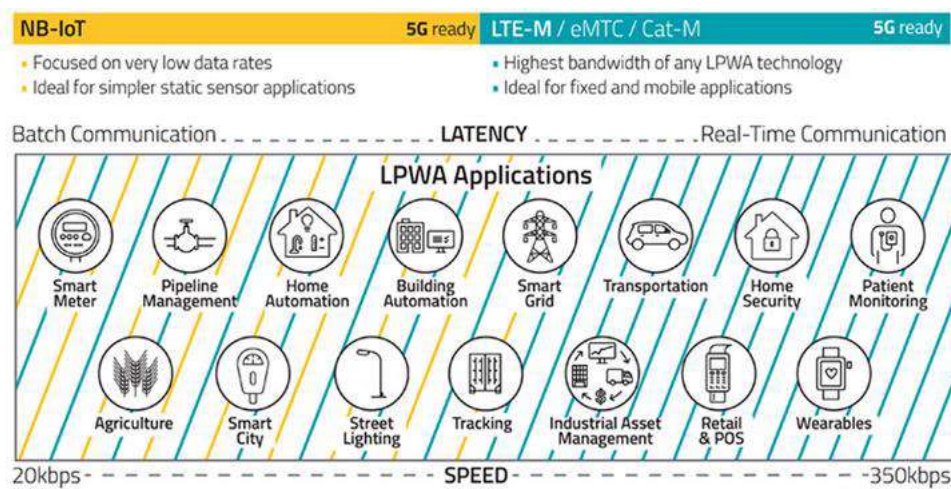


Figura 7.20: NB-IoT vs. LTE-M [105]

En la siguiente tabla vemos una comparativa de todas las características de las diferentes tecnologías LPWAN vistas anteriormente.

Tecnología	Sigfox	LoRa	eMTC (LTE-M1)	NB-IoT
Cobertura	>15 km	>14 km	11 km	15 km
Banda de frecuencia	868/902 MHz	433/868/780/915 MHz	LTE	LTE y 2G
Ancho de banda	100 Hz	<500 kHz	1.4 MHz	200 kHz
Tasa de bits	100 bps	0.3-50 kbps	1 Mbps	<100 kbps
Estandarización	De facto	De facto	3GPP Rel. 13	3GPP Rel. 13
VoIP	No	No	Sí	No
Vida de batería	>10 años	>10 años	10 años	10 años
Duplicidad	Half Duplex	Half Duplex	Full Duplex	Half Duplex
Coste de despliegue	Medio	Medio	Medio	Medio -Bajo
Latencia	Media	Rápida-Media	Rápida	Media

Tabla 7.21: Comparación de diferentes tecnologías LPWAN [106]

## **7.16. TECNOLOGÍA DE COMUNICACIÓN DE DATOS POR MEDIO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.**

### **7.16.1. Power Line Communications (PLC)**

Es el nombre colectivo para las técnicas de telecomunicación que permiten el uso de la red de distribución de la energía eléctrica como canal de comunicación así mismo la transmisión de voz, videos y datos basados en protocolo IPv4. Una aplicación común de los PLC, es la lectura de la medición de los datos de los medidores de energía. Para este propósito el equipo trae incorporado un módulo de comunicación de esta tecnología, para que pueda transferir los datos a un software de gestión.

Las mediciones de los medidores inteligentes y de otros datos se pueden transmitir a través de las líneas de energías de la red desde el medidor a un punto de recolección de datos, por lo general, a un sistema de gestión propia de la empresa prestadora de servicios o adquirida, donde almacenan todos los datos provenientes de cada uno de los medidores para el procesamiento en una ubicación central. [107]

### **7.16.2. Funcionamiento dentro de la red**

Inicialmente La tecnología PLC, aprovecha la estructura desplegada de la red eléctrica de baja tensión para la transmisión de datos. La infraestructura existente en la red eléctrica que llegan a los usuarios normalmente transmite señales regulares de baja frecuencia en 50 Hz. Mientras que la señal PLC, emplea el rango espectral alta comprendido entre los (1,6 - 30 MHz) para transportar datos, voz y video. [107]

### **7.16.3. Infraestructura de comunicación PLC**

El componente principal en la topología de una red PLC es el HE (Head End), que se suele denominar también TPE (Transformer Premises Equipment) o módem de cabecera. Este equipo actúa como maestro que autentica, coordina la frecuencia y actividad del resto de equipos que conforman la red PLC de forma que se mantenga constante en todo momento el flujo de datos a través de la red eléctrica. [107]

Además, permite conectar al sistema con la red externa (WAN, internet, etc.) por lo que es el interfaz adecuado entre la red de datos y la red eléctrica.

La elección de su ubicación es un aspecto clave de la arquitectura de una red PLC, ya que es esencial que la inyección de datos se produzca de forma ventajosa y permita proporcionar la máxima cobertura posible dentro de la red.

En función de la solución PLC empleada, así como de la calidad y nivel de ruido de la instalación eléctrica de baja tensión, la distancia entre equipos oscila entre los 150 metros y los 400 metros sin necesidad de dispositivos intermedios regeneradores

Para los casos en los que el tendido eléctrico supera esas distancias se utilizan repetidores IR (Intermediate Repeater), extendiendo así el alcance de la red. Estos dispositivos regeneran la señal, altamente degradada por la atenuación provocada por los cables eléctricos, asegurando la calidad en el enlace PLC. [107]

#### **7.16.3.1. Las ventajas en la utilización de la tecnología PLC en la transmisión de los datos**

- Infraestructura ya existente utilizando el cableado eléctrico, postes y así evitando obras adicionales.
- Mayor utilidad para las redes de baja tensión para mediciones a usuarios domiciliarios.
- Mejora la rentabilidad en las líneas rurales.
- El acceso a la tecnología no es inconveniente dentro de una instalación eléctrica se podría utilizar la misma infraestructura.
- Capacidad de trabajar en tiempo real y conexión 24 hs. al día a grandes distancias, utilizando repetidores
- Transmisión simultánea de voz y datos con velocidades de hasta 200 Mbps.

#### **7.16.3.2. Las desventajas en la utilización del PLC**

- Mayor tiempo en la transmisión de datos (más latencia), menos ancho de banda y rendimiento.
- Interfaz limitada por los dispositivos de automatización de la distribución (AD).

- interferencias en la transmisión de los datos del PLC por la ubicación en la intemperie cerca del transformador que son propensos a la red de media tensión que podían dañar drásticamente al equipo.
- Altas frecuencias inyectadas, que son afectadas al transformador por medio del PLC debido a la ubicación cerca de la red de media tensión, requiere de convertidores para subsanar este inconveniente.
- Equipos adicionales para la recolección y concentración de datos que limita el número de usuarios provenientes de diversos puntos de medición.
- Las grandes distancias que se encuentran entre los medidores y la sala de control central, exigen el uso de los repetidores para mantener los datos en la transmisión, esto ocasiona gastos extras para el proyecto

### **7.17. TECNOLOGÍAS DE COMUNICACIÓN DE DATOS POR MEDIO DE LA RED DE FIBRA ÓPTICA (F.O.)**

La F.O. es un medio de transmisión empleado habitualmente en redes de datos; un hilo muy fino de material transparente, vidrio o materiales plásticos, por el que se envían pulsos de luz que representan los datos a transmitir.

Las fibras se utilizan ampliamente en telecomunicaciones, ya que permiten enviar gran cantidad de datos a una gran distancia, con velocidades similares a las de radio o cable. Son el medio de transmisión por excelencia al ser inmune a las interferencias electromagnéticas.

Esta forma de usar la luz como portadora de información se puede explicar de la siguiente manera: Se trata en realidad de una onda electromagnética de la misma naturaleza que las ondas de radio, con la única diferencia que la longitud de las ondas es del orden de micrómetros en lugar de metros o centímetros. [108]

#### **7.17.1. Las ventajas en la utilización de la tecnología F.O. en la transmisión de los datos**

- Una banda de paso muy ancha, lo que permite flujos muy elevados (del orden del GHz).
- Pequeño tamaño, por tanto, ocupa poco espacio.

- Gran flexibilidad y ligereza, el peso es del orden de algunos gramos por kilómetro, lo que resulta unas nueve veces menos que el de un cable convencional.
- Inmunidad total a las perturbaciones de origen electromagnético, lo que implica una calidad de transmisión muy buena, ya que la señal es inmune a las tormentas.
- Gran seguridad, la intrusión en una fibra óptica es fácilmente detectable por el debilitamiento de la energía luminosa en la recepción.
- No produce interferencias.
- Gran resistencia mecánica, (resistencia a la tracción, lo que facilita su instalación). Resistencia al calor, frío, corrosión.
- Facilidad para localizar los cortes, gracias a un proceso basado en la telemetría, permite detectar el lugar y posterior reparación de la avería, simplificando la labor de mantenimiento.
- infraestructura desplegada por la empresa estatal ANDE, el cual podrá ser utilizada para cualquier finalidad, evitando costos extras con otras empresas privadas.

#### **7.17.2. Las desventajas en la utilización de la Fibra Óptica**

La F.O. presenta una serie de desventajas frente a otros medios de transmisión, siendo las más relevantes las siguientes:

- La alta fragilidad de las fibras.
- Necesidad de usar transmisores y receptores más caros.
- Los empalmes entre fibras son difíciles de realizar, especialmente en el campo, lo que dificulta las reparaciones en caso de ruptura del cable.
- No puede transmitir electricidad para alimentar repetidores intermedios. El cual deberá proveerse por conductores separados
- La necesidad de efectuar, en muchos casos, procesos de conversión eléctrica-óptica.
- La fibra óptica convencional no puede transmitir potencias elevadas.
- No existen memorias ópticas.

- El agua corroe la superficie del vidrio y resulta ser el mecanismo más importante para el envejecimiento de la fibra óptica.

### **7.17.3. Despliegue de la red de fibra óptica en el área de estudio de mayor influencia del Departamento.**

La red de fibra óptica en el área de estudio denota un despliegue limitado para su utilización en el proyecto, acotado a las redes WAN, redes de backhaul y acceso, sin embargo es un medio de gran importancia debido a la alta velocidad en la transmisión, robustez a interferencias electromagnéticas, seguridad y escalabilidad de acuerdo con la aplicación que lo requiera.

En el Anexo II se puede visualizar el despliegue de la F.O. a lo largo del departamento. El tipo de fibra utilizada por la ANDE en los tramos indicados es fibra óptica monomodo del tipo ADSS (All-dielectric self-supporting), especialmente diseñada para su instalación de forma aérea y utilización en enlaces de larga distancias. El montaje está realizado en estructuras de media tensión, o redes de baja tensión si el tendido discurre a lo largo de la calle. Con respecto a la técnica para el montaje, estos tipos de cables se fabrican para el montaje aéreo el cual posee entre la cubierta y la fibra óptica un material de tracción, que evitan que las tensiones afecten a la fibra.

---

## CAPÍTULO 8

### EVALUACIÓN ECONÓMICA

#### 8.1. GENERALIDADES SOBRE EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

##### 8.1.1. Flujo de caja proyectada o presupuesto de efectivo proyectado

Un flujo de caja (también conocido como flujo de efectivo, flujo de liquidez o cash flow) es un documento o informe financiero que muestra los flujos de ingresos y egresos de efectivo (dinero en efectivo) que ha tenido una empresa durante un periodo de tiempo determinado [109].

##### 8.1.2. Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto (VAN), también conocido como valor presente neto (VPN), mide el resultado de descontar la inversión de un proyecto al valor actual o presente del flujo de caja neto que tendrá. Si el resultado es positivo es porque existe una ganancia y, por tanto, el proyecto es rentable [110].

El VAN nos permite saber si un proyecto de inversión es rentable, pero además, en caso de tener varios proyectos de inversión, nos permite saber cuál es el más rentable y, por tanto, el más atractivo. Asimismo, si alguien nos ofrece comprar nuestro negocio, nos permite saber si el precio ofrecido está por encima o por debajo de lo que ganaríamos en caso de no venderlo [110].

La fórmula del VAN es:

$$VAN = BNA - I_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (8.1)$$

- $BNA$  beneficio neto actualizado (valor actual del flujo de caja o beneficio neto proyectado, el cual ha sido actualizado a través de una tasa de descuento)
- $F_t$  son los flujos de dinero en cada periodo  $t$
- $I_0$  es la inversión realiza en el momento inicial (  $t = 0$  )

- 
- $n$  es el número de periodos de tiempo
  - $k$  es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

La tasa de descuento (TD) con la que se descuenta el flujo de caja neto proyectado, es la tasa de oportunidad, rendimiento o rentabilidad mínima que se espera ganar con la inversión [110].

Por lo tanto, cuando la inversión resulta mayor que el BNA (VAN negativo o menor que 0) es porque no se ha satisfecho dicha tasa, cuando el BNA es igual a la inversión (VAN igual a 0) es porque se ha cumplido con dicha tasa, y cuando el BNA es mayor que la inversión es porque se ha cumplido con dicha tasa y además, se ha generado una ganancia adicional [110].

- $VAN > 0$ : el proyecto es rentable.
- $VAN = 0$ : el proyecto también es rentable ya que está incorporado la ganancia de la TD.
- $VAN < 0$ : el proyecto no es rentable.

### 8.1.3. Tasa interna de rentabilidad (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de descuento (TD) de un proyecto de inversión que permite que el BNA sea igual a la inversión (VAN igual a 0) [110].

La TIR es la máxima TD que puede tener un proyecto para que sea rentable ya que una mayor tasa ocasionaría que el BNA sea menor que la inversión (VAN menor que 0) [110].

Entonces para hallar la TIR se necesitan:

- Tamaño de la inversión.
- Flujo de caja neto proyectado.

Para hallar la TIR se hace uso de la fórmula del VAN, solo que en vez de hallar el VAN (el cual se reemplaza por 0), se halla la tasa de descuento [110]:

$$VAN = BNA - Inversión$$

#### **8.1.4. Tiempo de recuperación de inversión (TRI)**

El período de recuperación de la inversión (PRI) es un indicador que mide en cuánto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente. Puede revelar con precisión, en años, meses y días, la fecha en la cual será cubierta la inversión inicial [111].

#### **8.1.5. Relación beneficio – costo (B/C)**

El análisis costo-beneficio es una herramienta financiera que mide la relación que existe entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión, tal como la creación de una nueva empresa o el lanzamiento de un nuevo producto, con el fin de conocer su rentabilidad [112].

Según el análisis costo-beneficio un proyecto de inversión será rentable cuando la relación costo-beneficio sea mayor que la unidad (ya que los beneficios serán mayores que los costos de inversión), y no será rentable cuando la relación costo-beneficio sea igual o menor que la unidad (ya que los beneficios serán iguales o menores que los costos de inversión) [112]:

- un B/C mayor que 1 significa que el proyecto es rentable.
- un B/C igual o menor que 1 significa que el proyecto no es rentable.

### **III. RESUMEN EJECUTIVO**

#### **CAPITULO 9**

#### **RESUMEN EJECUTIVO DEL PROYECTO**

##### **9.1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO**

El presente trabajo consiste en el análisis y la propuesta de un sistema de monitoreo para transformadores de distribución de la ANDE, instaladas en las principales ciudades del Departamento de Caaguazú. Se espera monitorear los parámetros de carga como la corriente, tensión y potencia, conjuntamente con la temperatura del transformador en tiempo real desde cualquier cliente de monitoreo, con el propósito de aumentar la vida útil de los equipos de distribución, aumentando la confiabilidad y la eficiencia de la red eléctrica.

##### **9.2. MÉTODOS Y TÉCNICAS UTILIZADAS**

##### **9.3. TIPO DE INVESTIGACIÓN**

El proyecto sigue los lineamientos de una investigación descriptiva, consistente en la caracterización y descripción de fenómenos involucrados. Del mismo modo, se ajusta a una investigación documental, por el análisis de diferentes documentos durante la búsqueda de informaciones. Tiene un enfoque mixto, por un lado, abarca la cuantificación y análisis de los transformadores de distribución en estudio; por otro lado, se hace necesaria la descripción de atributos cualitativos de los mismos. Según el problema planteado este diseño de investigación es de tipo no experimental ya que no hubo variables manipuladas.

##### **9.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

La técnica de recolección de datos consistió en la entrevista, utilizando como instrumentos el cuestionario, guía de entrevista. La entrevista fue de tipo semi-estructurado, el cual está basado en una guía de preguntas en la cual el entrevistador tuvo la libertad de introducir preguntas adicionales para precisar conceptos u obtener más información. También se llevó a cabo una investigación

de campo para diagnosticar las condiciones reales existentes, extrayendo datos e informaciones directamente de las diferentes zonas seleccionadas.

## 9.5. FASES METODOLÓGICAS

Se desarrollaron las siguientes fases metodológicas para encarar el logro de los objetivos perseguidos con este proyecto de fin de grado:

- **Fase I:** Revisión bibliográfica.

En esta primera fase se realizaron investigaciones documentales para obtener información acerca de los métodos utilizados en la actualidad para el monitoreo de transformadores de distribución. También fueron consultadas diversas páginas web de empresas proveedoras de energía eléctrica local y regional tanto para obtener dichas informaciones y adquirir datos de los equipos como también para obtener recomendaciones en condiciones operacionales.

- **Fase II:** Relevamiento de datos de los transformadores de distribución

En esta fase se hizo una visita a las dependencias involucradas de la ANDE en donde fueron recolectados los datos de los transformadores, registros de eventos relacionados con averías de los mismos, métodos de monitoreo de las cargas existentes en el lugar, también se verificaron las condiciones de trabajo y ambientales a las que se encuentran expuestos los transformadores.

- **Fase III:** Análisis de datos sobre condiciones y problemática actual

Se realizó un análisis cuantitativo de las consecuencias ocasionadas por la ausencia de actualización de cargas de los transformadores de distribución. Desde el punto de vista cualitativo, se pudo apreciar las dificultades relacionadas al monitoreo de los transformadores por parte de los funcionarios de la ANDE, a tal punto de volverse una tarea compleja y tediosa.

- **Fase IV:** Definición de criterios para la selección de alternativas

Se definieron los criterios de selección de las alternativas para el monitoreo de los transformadores de distribución. Se tuvieron en cuenta criterios como

disponibilidad en el mercado, adecuación técnica a las normas nacionales e internacionales, adecuación técnica a los requerimientos del proyecto, confiabilidad, comunicación estándar, escalabilidad y seguridad.

- **Fase V:** Análisis y comparación técnica de alternativas

En esta fase se analizaron y compararon las diferentes alternativas disponibles que mejor se ajustaron a los requerimientos del proyecto siguiendo los criterios definidos en la fase IV.

- **Fase VI:** Selección de los elementos del sistema.

Esta fase consta de la selección de los elementos del sistema de monitoreo teniendo en cuenta el resultado del análisis y comparación de las alternativas de la Fase V. Se seleccionaron aquellas alternativas que mejor se ajustaron a los criterios definidos. Posteriormente, se presenta un esquema de la alternativa de monitoreo propuesta.

- **Fase VII:** Evaluación económica de las alternativas.

En esta última fase, se realizaron los diferentes cálculos financieros que definen la viabilidad del proyecto.

## 9.6. JUSTIFICACIÓN

Desde la generación en las centrales eléctricas, pasando por las líneas y subestaciones de transmisión, finalmente se realiza la distribución de energía para su comercialización en baja tensión. Para este último fin, los transformadores de distribución son esenciales por su capacidad para reducir el nivel de la tensión a valores estándares para usos residenciales y su buen funcionamiento garantiza que la energía complete el recorrido desde la generación. El número de transformadores en una red de distribución es extenso y generalmente se consideran elementos de costo relativamente bajo que pueden reemplazarse después de una falla en un período de tiempo razonablemente corto. Todas las técnicas utilizadas para el monitoreo del estado de los transformadores de transmisión son igualmente aplicables a nivel de distribución, pero el costo del monitoreo en línea debe considerarse contra el valor de los activos individuales y el tiempo para efectuar la reparación / reemplazo [113].

Un sistema de monitoreo de transformadores de distribución que integre tecnología electrónica avanzada se convierte en una herramienta fundamental para gestión eficiente de la red de distribución de la ANDE y ofrece soluciones rápidas para los problemas ocasionados por la falta de actualización de carga de los usuarios finales del servicio de energía eléctrica. Con el monitoreo en tiempo real es posible evitar sobrecargas, que por lo general, derivan en la avería de los transformadores de distribución. Estas averías representan pérdidas económicas para la empresa prestadora del servicio y malestar general de los usuarios.

## **9.7. FINALIDAD DEL PROYECTO**

El presente proyecto tiene como finalidad proponer un sistema de monitoreo que incorpore tecnología electrónica avanzada para la adquisición y transmisión de datos de los transformadores de distribución de la ANDE ubicados en las ciudades de Coronel Oviedo, Caaguazú, San José de los Arroyos y Juan Eulogio Estigarribia.

## **9.8. METAS**

Proponer al menos un sistema de monitoreo de transformadores de distribución de la ANDE que sea viable técnica y económicamente.

## **9.9. OBJETIVOS**

### **9.9.1. Objetivo general**

Analizar y proponer un sistema de monitoreo para transformadores de distribución de la ANDE instalados en las principales ciudades del departamento de Caaguazú.

### **9.9.2. Objetivos específicos**

- Estudiar métodos de monitoreo de transformadores de distribución utilizados en la actualidad.
- Releva datos en campo relacionados al estado de los transformadores de distribución instalados en las principales ciudades del departamento de Caaguazú.
- Analizar datos sobre el estado de los transformadores de distribución instalados en las principales ciudades del departamento de Caaguazú.
- Definir criterios para la selección de alternativas de monitoreo de transformadores de distribución.
- Comparar técnicamente las alternativas de monitoreo de transformadores de distribución.
- Seleccionar la alternativa y los elementos para el sistema de monitoreo de transformadores de distribución.
- Presentar esquema de la arquitectura adoptada para el sistema de monitoreo de los transformadores de distribución.

- Evaluar económicamente la viabilidad del proyecto.

### 9.10. BENEFICIARIOS

Entre los principales beneficiarios de la ejecución del proyecto se pueden mencionar primeramente a los usuarios del servicio por una mayor confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica. Por otro lado, a la empresa ANDE por la mejora de gestión de sus activos ya que se podrá lograr la disminución de las averías por sobrecarga de sus transformadores de distribución de energía eléctrica.

### 9.11. PRODUCTO

Propuesta de sistema de monitoreo de transformadores de distribución de la ANDE instaladas en las principales ciudades del departamento de Caaguazú.

### 9.12. LOCALIZACIÓN FÍSICA Y COBERTURA ESPACIAL

El proyecto se llevará a cabo dentro del departamento de Caaguazú, específicamente en las ciudades de Coronel Oviedo, Caaguazú, San José de los Arroyos y Juan Eulogio Estigarribia. En la figura siguiente se muestra la ubicación geográfica de cada una de las ciudades mencionadas.



Figura 9.1: Localización de las principales ciudades dentro del departamento

### **9.13. ESPECIFICACIONES DE ACTIVIDADES Y TAREAS REALIZADAS**

- Revisión bibliográfica sobre métodos de monitoreo de transformadores de distribución utilizados en la actualidad.
- Visita de campo para relevar datos relacionados al estado de los transformadores de distribución.
- Análisis de los datos sobre el estado de los transformadores de distribución.
- Definición de criterios para la selección de alternativas de monitoreo de transformadores de distribución.
- Comparación técnica de las alternativas de monitoreo de transformadores de distribución.
- Selección de los elementos del sistema.
- Descripción de las especificaciones técnicas mínimas para el sistema de monitoreo.
- Esquematación de la alternativa seleccionada.
- Evaluación económica de las alternativas.

### **9.14. FACTIBILIDAD TÉCNICA**

Como se pudo apreciar, el control de las cargas de los transformadores de distribución representa un serio inconveniente para la ANDE debido a que no tiene un control efectivo de la carga de sus transformadores de distribución lo cual hace que muchos de ellos se encuentren sobrecargados y consecuentemente expuestos a averías. Sumado a lo anterior, la complejidad del proceso de monitoreo de las cargas con la poca existencia de registradores y la poca disponibilidad de personal para dichas tareas. Todo lo expresado representa para la ANDE pérdidas económicas importantes.

El resultado de la ingeniería de diseño es la propuesta de un sistema de monitoreo de los transformadores de distribución presentada esquemáticamente a continuación.

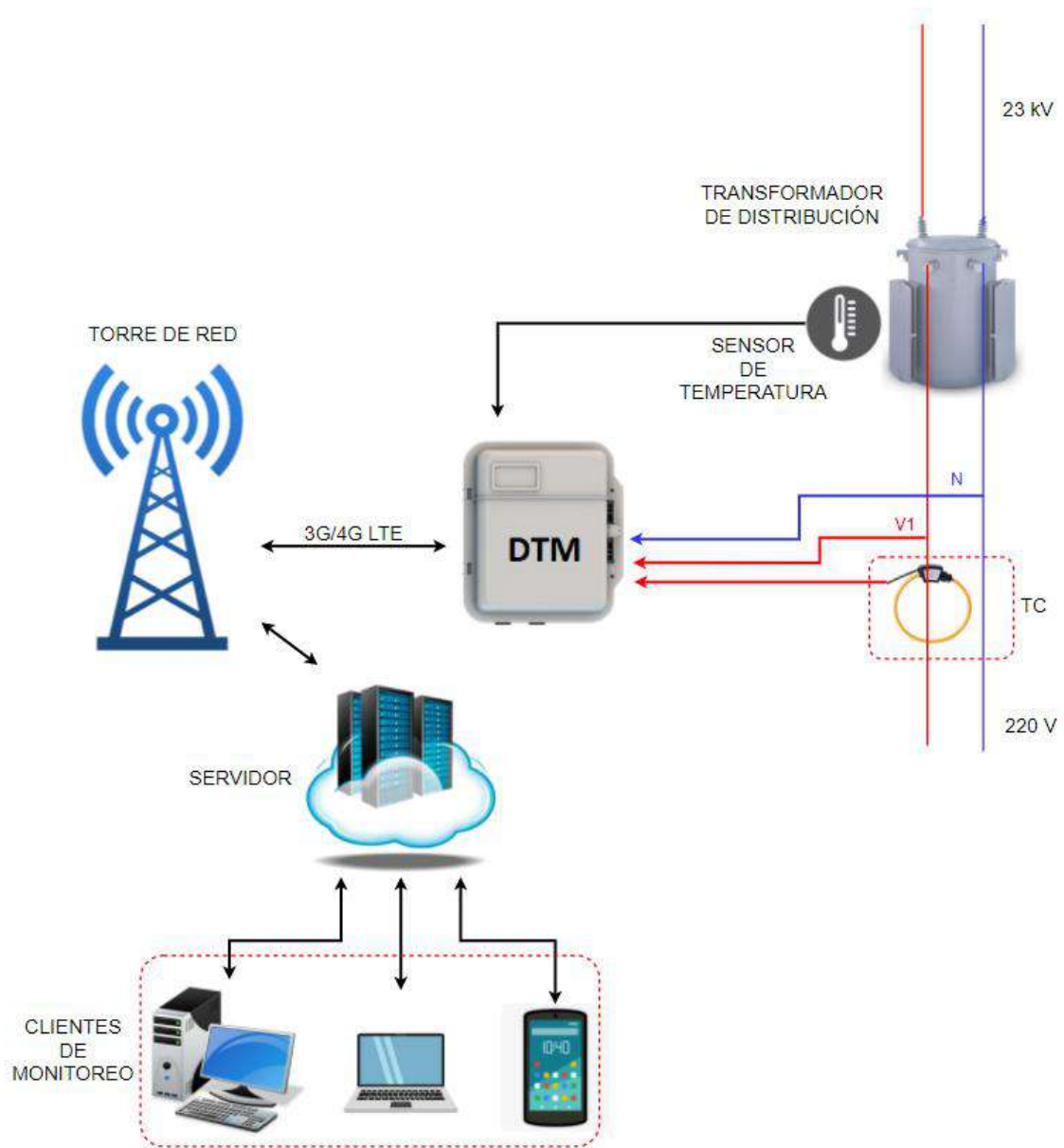


Figura 9.2: Esquema A de la propuesta

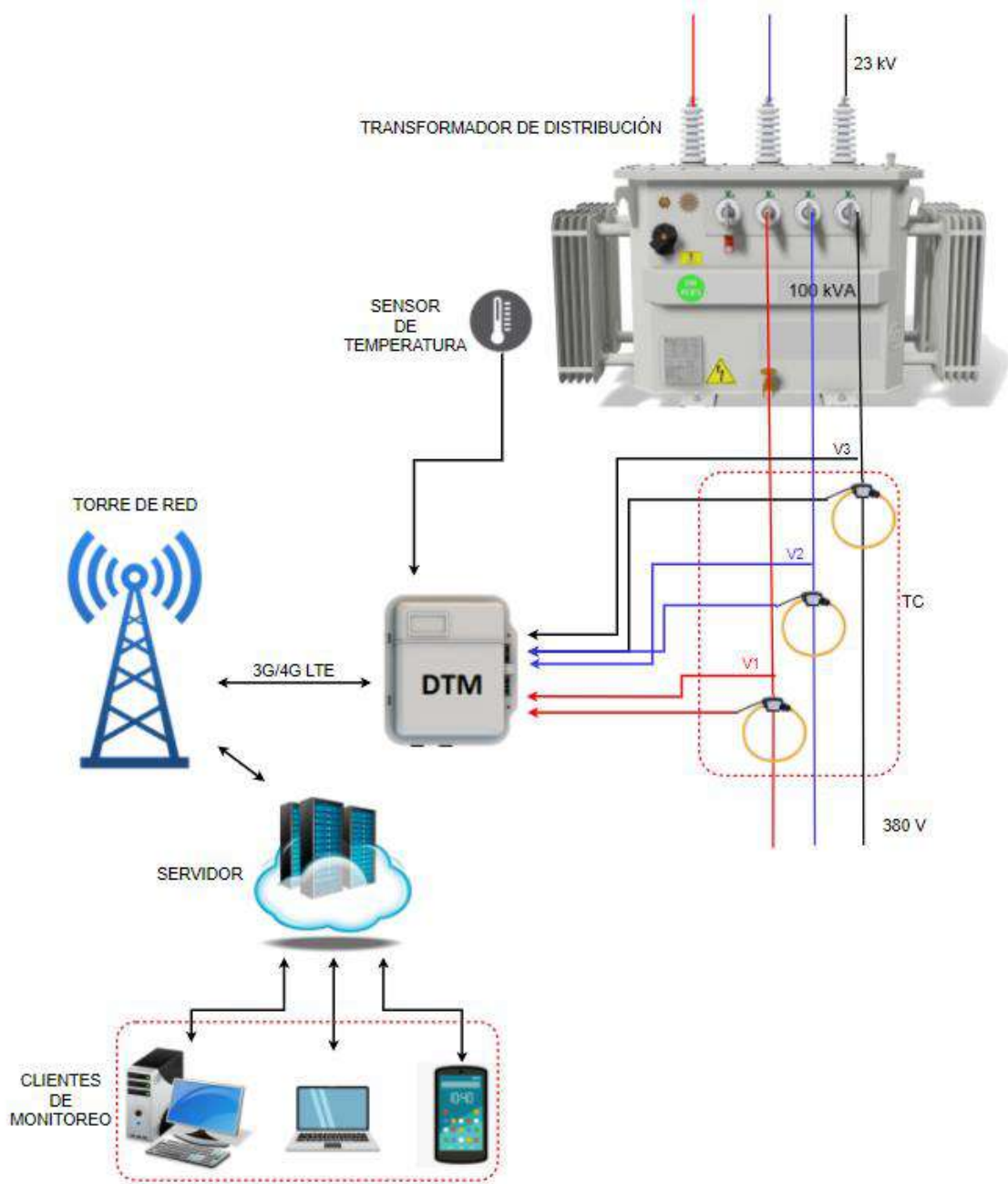


Figura 9.3: Esquema B de la propuesta

La lista de elementos necesarios para llevar cabo la implementación de la propuesta se presenta en la tabla 9.1 y Tabla 9.2.

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS	UNIDAD	CANTIDAD
<b>DTM equipo</b>	Pieza	1137
<b>Sensor de temperatura</b>	Pieza	1137
<b>Sensor de corriente</b>	Set	1137
<b>Módulo de Comunicación</b>	Pieza	1137

Tabla 9.1: Lista de materiales de la propuesta para el monitoreo de transformadores monofásicos

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS	UNIDAD	CANTIDAD
<b>DTM equipo</b>	Pieza	1235
<b>Sensor de temperatura</b>	Pieza	1235
<b>Sensor de corriente</b>	Set	1235
<b>Módulo de Comunicación</b>	Pieza	1235

Tabla 9.2: Lista de materiales de la propuesta para el monitoreo de transformadores trifásicos

## 9.15. FACTIBILIDAD ECONÓMICA

A continuación, se elaborará el flujo de caja para realizar la evaluación económica del proyecto de fin de grado, para lo cual se construirán los componentes de beneficios y costos del proyecto.

## 9.16. BENEFICIOS

### 9.16.1. Beneficios del proyecto

La implementación de la propuesta constituye una innovación para la red de distribución de energía eléctrica de las principales ciudades del departamento de Caaguazú. Del mismo modo, se puede mencionar la utilidad y facilidad que ofrece un sistema de monitoreo remoto en tiempo real aplicando tecnología electrónica moderna.

Desde el punto de vista financiero, la implementación del proyecto redituará en beneficios para la empresa, tales como la reducción de avería de transformadores por sobrecarga, el costo de su sustitución además de pérdida en concepto de

energía no suministrada. Mientras que desde el punto de vista social se evitará la dificultad que representa para los usuarios la falta de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta que el sistema de monitoreo evitará las averías debidas a sobrecargas tanto de transformadores trifásicos como de monofásicos, y considerando que dichas averías a su vez representan aproximadamente el 60% del total de incidencias según el DEPARTAMENTO DE DIVISION REGIONAL CENTRO (CNEL. OVIEDO), se ha elaborado la siguiente tabla donde se cuantifica los beneficios de la implementación de la solución propuesta. El cálculo detallado del mismo se encuentra en el Apéndice A.2.

DESCRIPCIÓN DE LOS BENEFICIOS	TOTAL ANUAL (USD)
<b>REDUCCIÓN DE COSTOS DE TRANSFORMADORES AVERIADOS</b>	153.913
<b>COSTOS DE MANO DE OBRA POR SUSTITUCIÓN DE TRANSFORMADORES</b>	56.064
<b>ENERGIA NO FACTURADA DURANTE LAS AVERIAS DE LOS TRANSFORMADORES</b>	5.398
<b>TOTAL (USD)</b>	<b>215.376</b>

Tabla 9.3: Beneficios de la propuesta

## 9.17. COSTOS

### 9.17.1. Costo de la implementación del proyecto

Los costos son en general estimativos, pues se requiere de un diseño preciso y detallado considerando diferentes factores como la marca, modelo, procedencia, entre otros para una cuantificación más exacta.

El costo estimado para la implementación del proyecto asciende a un total de 896.725 USD. A este costo se debe agregar un costo de operación anual de 29.918 USD. Todos los detalles de los costos relacionados al proyecto se encuentran en el Apéndice A.3.

## 9.17.2. Evaluación económica

### 9.17.2.1. Determinación del flujo de efectivo proyectado

Para la determinación del flujo de caja o efectivo se tuvieron en cuenta los costos de materiales, de implementación y operación, además de los beneficios del proyecto. Se asume que ANDE mantiene la misma tasa de falla de transformadores de distribución sin un sistema de monitoreo en el horizonte del proyecto.

AÑO	INVERSIÓN EN MATERIALES	COSTO DE IMPLEMENTACIÓN Y OPERACIÓN	TOTAL EGRESO	AHORRO POR IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	TOTAL INGRESOS	FLUJO DE CAJA PROYECTADO
0	814.565 USD	82.160 USD	896.725 USD			-896.725 USD
1	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD
2	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD
3	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD
4	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD
5	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD
6	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD
7	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD
8	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD
9	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD
10	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD

Tabla 9.4: Flujo de caja

### 9.17.2.2. Determinación de la tasa interna de rendimiento (TIR)

La tasa interna de retorno obtenido durante el estudio financiero del proyecto fue del 16 %. Este valor es superior a la tasa de descuento del sistema bancario nacional correspondiente al 9 % según estudios realizados por la Secretaria Nacional de Inversión Pública (SNIP) [114] con lo que el proyecto es viable para un horizonte de 10 años.

### 9.17.2.3. Determinación del valor presente neto (VAN)

El valor del VAN indica que el proyecto es económicamente viable, pues ha arrojado un valor de 293.483 USD para un periodo de 10 años como se puede apreciar en la tabla del APENDICE A.1.

#### **9.17.2.4. Determinación del periodo de recuperación de la inversión (PRI)**

El tiempo estimado para la recuperación completa de la inversión es de 7 años como puede apreciarse en la Tabla 11.1 del APÉNDICE A.1, con un VAN positivo a partir del séptimo año.

### **III. INGENIERÍA DE DISEÑO**

#### **CAPÍTULO 10**

#### **PROCESO DE EVALUACION Y PROPUESTA DE SISTEMA DE MONITOREO**

##### **10.1.EVALUACIÓN DE LA CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA ANDE**

###### **10.1.1. Introducción**

Una de las características principales del transformador de distribución es su potencia asignada (potencia nominal), donde el correcto dimensionamiento de esta depende exclusivamente de los datos de carga declarada de los clientes y la tasa de crecimiento estimativo de la zona. Las variaciones constantes de las cargas dificultan el dimensionamiento óptimo de estos equipos y conllevará a una sobrecarga y el consecuente calentamiento en las diferentes partes de la máquina, provocando el envejecimiento prematuro del transformador y posterior falla.

Según fuente consultada de la ANDE, el procedimiento para la actualización de la carga declarada es exclusiva responsabilidad de los usuarios, en caso de requerir una mayor cantidad de potencia, debe realizar las gestiones correspondientes con la empresa suministradora de energía. Dicha actualización no siempre es realizada en tiempo ni en forma, provocando un crecimiento de la demanda y la sobrecarga de los transformadores de distribución. De esta forma, la no actualización constituye un reto para el sector eléctrico.

Como ha podido apreciarse en el párrafo anterior, la actualización de la carga es un proceso importante dentro de la Administración Nacional de Electricidad, principalmente para asegurar el buen funcionamiento de los transformadores de distribución, facilitan el control sobre las cargas y por ende las sobrecargas. Con el fin de verificar las condiciones de carga de los mismos, la ANDE realiza mediciones de campo, cuyo procedimiento se detalla en el apartado siguiente.

### **10.1.2. Descripción del monitoreo existente de cargas de los transformadores de distribución de ANDE**

Durante la visita realizada en la dependencia de distribución de la ANDE, se pudieron constatar los procedimientos para la verificación de las cargas de los transformadores de distribución, los cuales se detallan a continuación.

Primeramente, se pudo observar que el levantamiento de datos de los puestos de distribución se realiza a partir de cualquiera de las siguientes circunstancias:

- Por denuncias a través de call-center de los clientes, por tensión insuficiente o inestable.
- Cuando operan los fusibles reiterativamente, ya sean en lado de baja tensión o media tensión.
- Cuando un transformador sufre de avería.
- Por consulta previa realizada por un usuario que desea aumentar su potencia declarada, o un nuevo consumidor que requiera conectarse al servicio de la red de baja tensión.
- Por mediciones ocasionales en el puesto de distribución de alguna zona o ciudad en específica para el estudio de las cargas.

Cuando por alguna falla, un transformador sale de servicio, el objetivo es la reposición inmediata del mismo; una vez normalizado el servicio, se realiza una inspección de las condiciones de las líneas de baja tensión, identificando posibles causas del fuera de servicio mencionado. Si no se encuentran avería en la instalación aguas debajo del transformador, se solicita una orden de medición de dicho puesto de distribución (PD), para el registro de cualquier evento en el mismo.

El relevamiento de datos se realiza mediante la instalación de equipos de medición, como son los registradores de cargas o multimedidores de energía con memoria de almacenamiento, adaptador USB, y su programa incorporado utilizado para tal fin.

El sistema de medición utilizado se basa en métodos puntuales, es decir, en la instalación de un equipo al PD seleccionado. Como se dispone de pocas unidades de dichos equipos al igual que de personales, se reservan solamente para pedidos

especiales. En este sentido, son instalados por un periodo de tiempo de 24 horas, registrando valores de tensiones y corrientes de la línea. Transcurrido este tiempo, los equipos son retirados y llevados para su estudio o análisis.

Si los datos obtenidos de los dispositivos en el procedimiento descrito representan situaciones desfavorables, se reiteran las mediciones para corroborar los mismos. Si los datos obtenidos en las dos mediciones son coherentes, se elabora un informe que es remitido a otra dependencia para su análisis.

Con la información obtenida de la carga del PD afectado, se analiza la distribución de las cargas en la zona de cobertura del transformador. Ante una evidente sobrecarga, como la existencia de protecciones inadecuadas, o malas condiciones de la instalación, se elabora el proyecto para ejecutar y solucionar los inconvenientes.

El proyecto de resolución de los problemas encontrados, pueden encararse con diferentes alternativas de solución, algunas de las cuales se citan seguidamente:

- Obtener una imagen de la distribución de las cargas, y realizar una redistribución de las mismas incorporando un nuevo PD.
- Instalación de un nuevo Puesto de Distribución cercano para repartir las cargas, o en algunos casos, la ampliación de la red de baja tensión.
- Realizar la transferencia de cargas a otro transformador adyacente menos cargado.
- Instalación de un transformador de mayor capacidad.
- Equilibrio de cargas entre fases.
- Verificar si el seccionador fusible se encuentra bien dimensionado.

### **10.1.3. Equipos de medición utilizados**

Los equipos de medición utilizados son los registradores, de la marca KYORITSU, MODEL 6300 con su programa incorporado y memoria de almacenamiento masivo. Está equipado con sus respectivos accesorios para la toma de corriente y tensión sin necesidad de sacar fuera de servicio el PD. Están instalados en cajas plásticas adecuadas para la intemperie, con sus respectivas cerraduras y soportes aéreos

para el montaje y desmontaje rápido de los mismos. Este equipamiento generalmente se programa para que tomen registro cada quince minutos de las variables: tensión de fase, corriente de línea, potencia activa.

Una vez montados, se anotan los siguientes datos: código del transformador, potencia, tensiones de fase, corrientes de línea, dirección, secuencia, hora y fecha, agencia regional. También se verifica el estado de los fusibles y los descargadores de sobretensión.

Con la idea de clarificar el procedimiento realizado para comprobar una sobrecarga en los transformadores de distribución, en el apartado siguiente se presenta un ejemplo particular de los datos obtenidos, correspondientes a un transformador de potencia nominal de 100 kVA, por ser uno de los más utilizados dentro de la ANDE.

#### **10.1.4. Información obtenida por el registrador**

Una vez recopilados los datos de campo, los mismos se descargan de la memoria del registrador a un ordenador, en formato digital, como planilla electrónica, con todos los registros de los parámetros medidos. Con estos, se procede al análisis, incluyendo graficas de comportamientos de las variables para una mejor visualización.

Para la toma de decisiones, se elabora un informe, seleccionando la peor situación de un transformador, donde presenta el máximo o mínimo valor de tensión o corriente registrado, a fin de obtener las posibles soluciones para el caso.

Características del PD analizado:

- Potencia del transformador: 100 KVA.
- Porcentaje de carga: 98,8%
- Secuencia: ABC

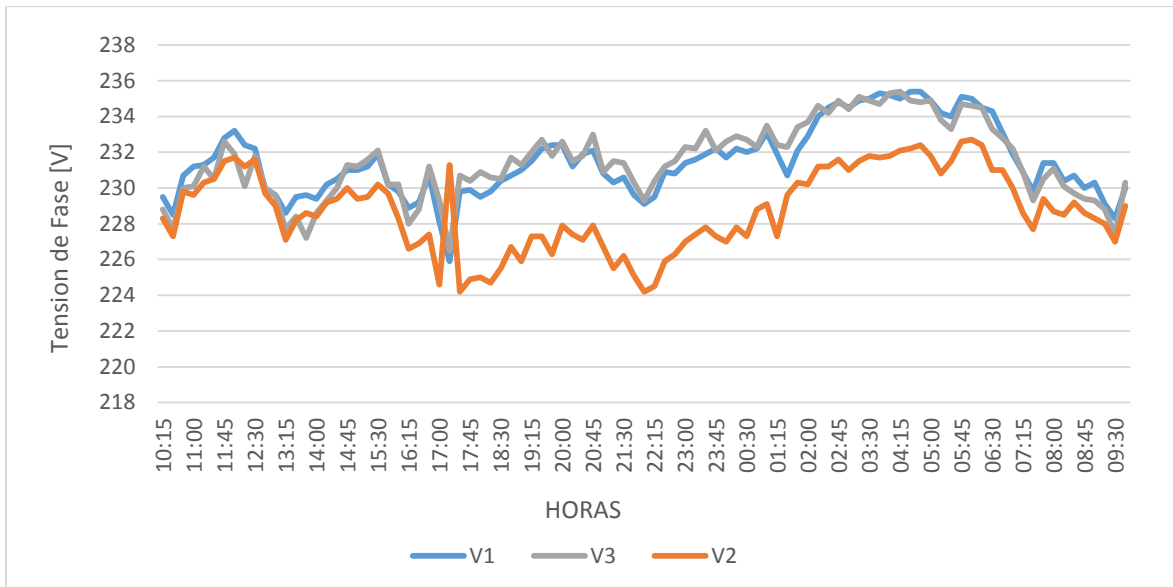


Figura 10.1: Gráfico de tensión de fase recopiladas por la ANDE

	V1 [V]	V2 [V]	V3 [V]
<b>Max</b>	235,4	232,7	235,4
<b>Med</b>	231,5	228,6	231,4
<b>Min</b>	225,9	221,3	226,5

Tabla 10.1: Tensiones de fase máximas y mínimas

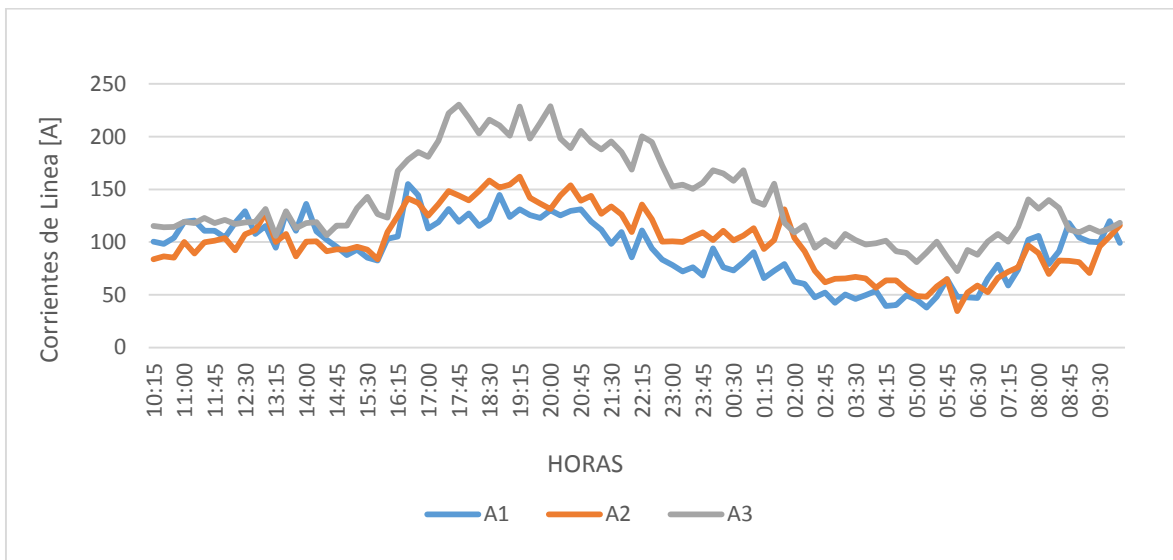


Figura 10.2: Gráfico de corrientes de línea recopiladas de la ANDE

	A1 [A]	A2 [A]	A3 [A]
<b>Max</b>	155,2	162	230,5
<b>Med</b>	93,2	100,9	140,9
<b>Min</b>	37,8	34,4	72,5

Tabla 10.2: Corrientes de línea máximas y mínimas

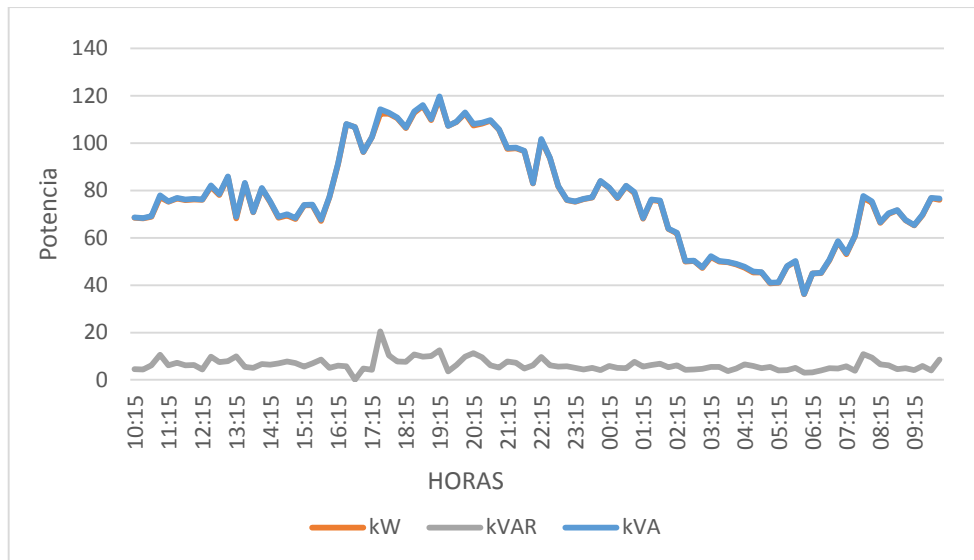


Figura 10.3: Gráfico de potencia aparente recopilada por la ANDE

	[KVA]	[KW]	[KVAR]
<b>Max</b>	119,8	119,1	20,5
<b>Min</b>	36,3	36,2	0,0

Tabla 10.3: Potencias Aparente, Activa y Reactiva

En los gráficos precedentes se pueden observar el comportamiento de la carga del PD seleccionado, observándose las corrientes y las tensiones por fase, la potencia aparente, activa y reactiva del transformador.

Para fines comparativos, se calcula la corriente nominal que el transformador puede suministrar. A partir de la ecuación siguiente:

$$I_{nominal} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{100000[V\cdot A]}{\sqrt{3} \cdot 380[A]} = 152[A]$$

Considerando las corrientes máximas por fase registradas en el periodo de 24 h, se obtienen los siguientes porcentajes:

$$\frac{I1 \text{ Max}}{I_{\text{nominal}}} = \frac{155,2 [A]}{152 [A]} = 102\% [A]$$

$$\frac{I2 \text{ Max}}{I_{\text{nominal}}} = \frac{162 [A]}{152 [A]} = 106\% [A]$$

$$\frac{I3 \text{ Max}}{I_{\text{nominal}}} = \frac{230 [A]}{152 [A]} = 151\% [A]$$

Se puede apreciar que el transformador está trabajando por encima de su capacidad de diseño, entregando un 2% más en la fase 1, un 6% más en la fase 2, y un 51% más en la fase 3.

En el gráfico de la potencia trifásica se observa que el pico de la potencia aparente entregada por el transformador es de 119,8 kVA, este valor se encuentra por encima de la capacidad de la máquina.

Se puede verificar que el equipo llamativamente con ese nivel de sobrecarga debería de soportar un corto periodo de tiempo, pero aun así sigue en servicio.

#### **10.1.5. Inconvenientes detectados durante el proceso de medición**

Como se ha podido apreciar en el apartado anterior, el procedimiento de obtención, registro, análisis y toma de decisiones, es un proceso difícil y complejo, ocasionando serias dificultades para la ANDE.

Entre las principales dificultades se enumeran las siguientes:

- Personal insuficiente para realizar las mediciones y análisis de los puestos de distribución del departamento.
- Mucha demora entre el envío de la solicitud de medición y la realización del mismo.
- Los datos recolectados son periódicamente programados (solo 24 h).
- No existen los registros de la topología de la red de distribución en baja tensión.
- Cantidad insuficiente de equipos de medición que dificulta la obtención rápida de los datos y así visualizar el escenario real.
- El sistema actual es correctivo y no preventivo.

### **10.1.6. Breve conclusión sobre inconvenientes en el monitoreo de las cargas de los transformadores de distribución**

El monitoreo descrito en las secciones anteriores corresponde a situaciones especiales ocasionales, originados a partir de reclamos o fallas ya existentes, ya sean por cortes frecuentes en el servicio, o valores de tensión fuera del rango aceptable, lo que conlleva a la detección tardía de potenciales averías, no cumpliendo con el principio de prevención deseable en sistemas de distribución. También se tienen dificultades en cuanto a personal y equipos de registro disponibles, agravados por trámites necesarios entre diferentes dependencias.

### **10.2. ESTADÍSTICAS DE AVERÍAS DE TRANSFORMADORES**

El área de distribución lleva un registro periódico de los eventos relacionados con averías de transformadores, con los detalles de la dirección, potencia, marca, número de identificación para ANDE y la hora desde que ocurre el hecho hasta su reposición final del servicio. Cabe resaltar que todos los informes elaborados de cada una de las dependencias son entregados mensualmente al DEPARTAMENTO DE DIVISION REGIONAL CENTRO (CNEL. OVIEDO) que se encarga del historial de registros de averías de transformadores.

Los datos analizados corresponden al periodo comprendido entre enero del 2016 hasta mayo del 2018. Los resultados del análisis de los registros de averías de transformadores, correspondientes a los municipios de Coronel Oviedo, Caaguazú y Campo 9; son presentados a continuación:

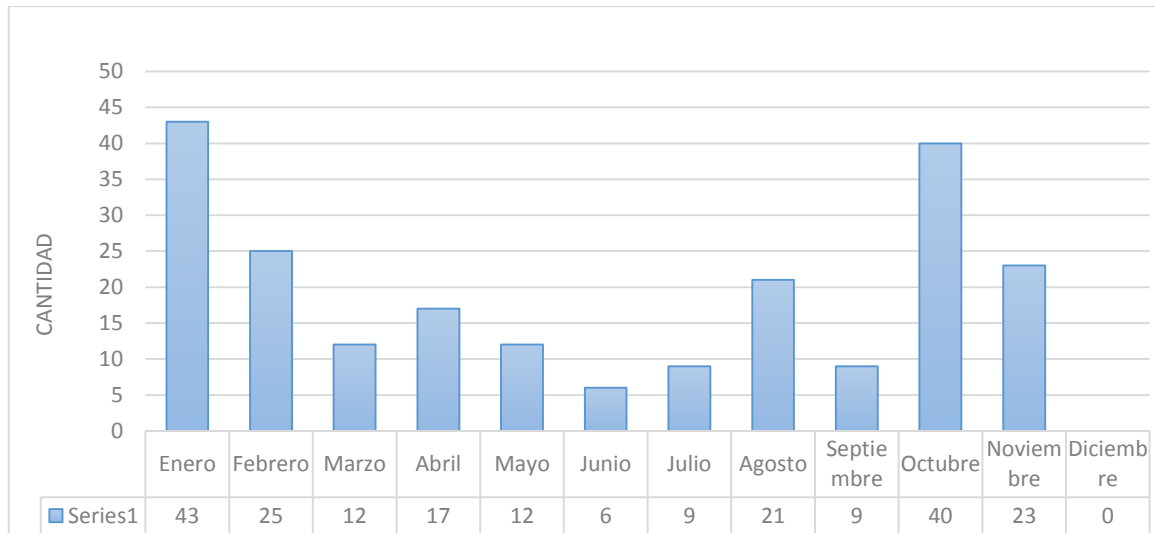


Figura 10.4: Cantidad de transformadores averiados del año 2016 en el Departamento de Caaguazú

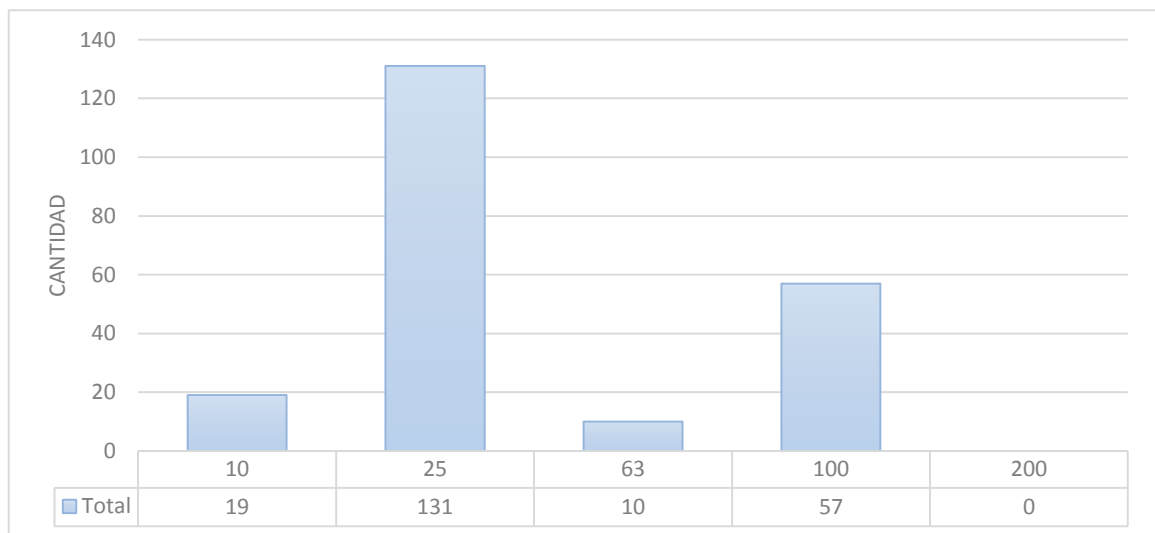


Figura 10.5: Cantidad de transformadores averiados por potencia del año 2016 en el Departamento de Caaguazú

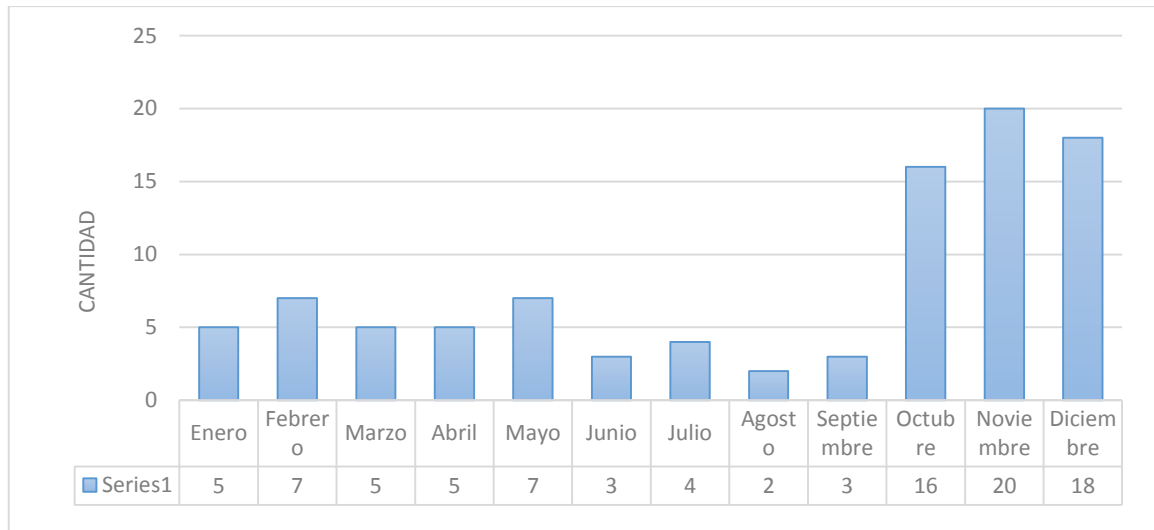


Figura 10.6: Cantidad de transformadores averiados del año 2017 en el Departamento de Caaguazú

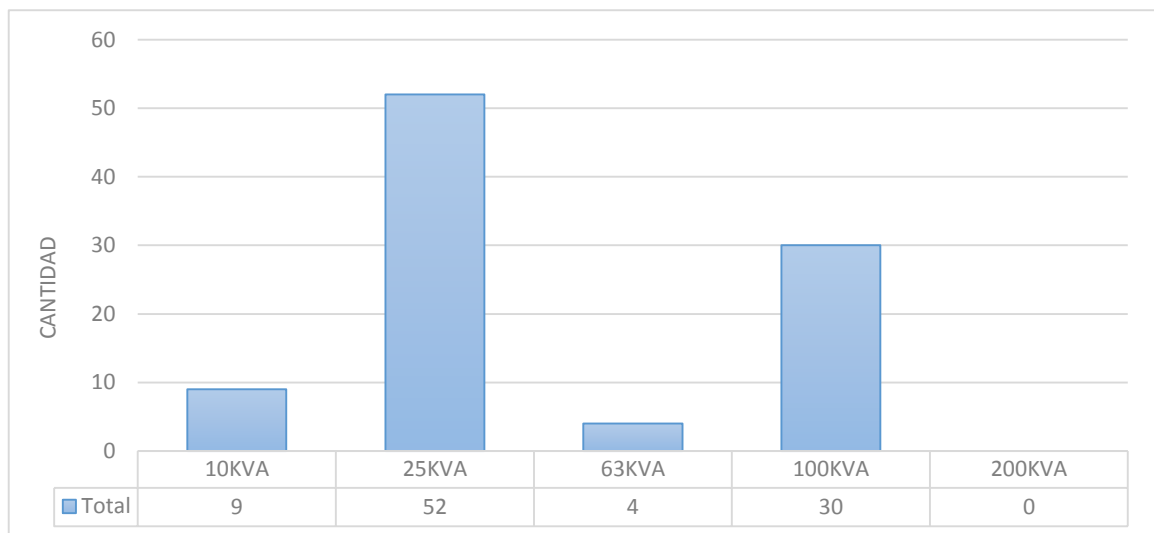


Figura 10.7: Cantidad de transformadores averiados por potencia del año 2017 en el Departamento de Caaguazú

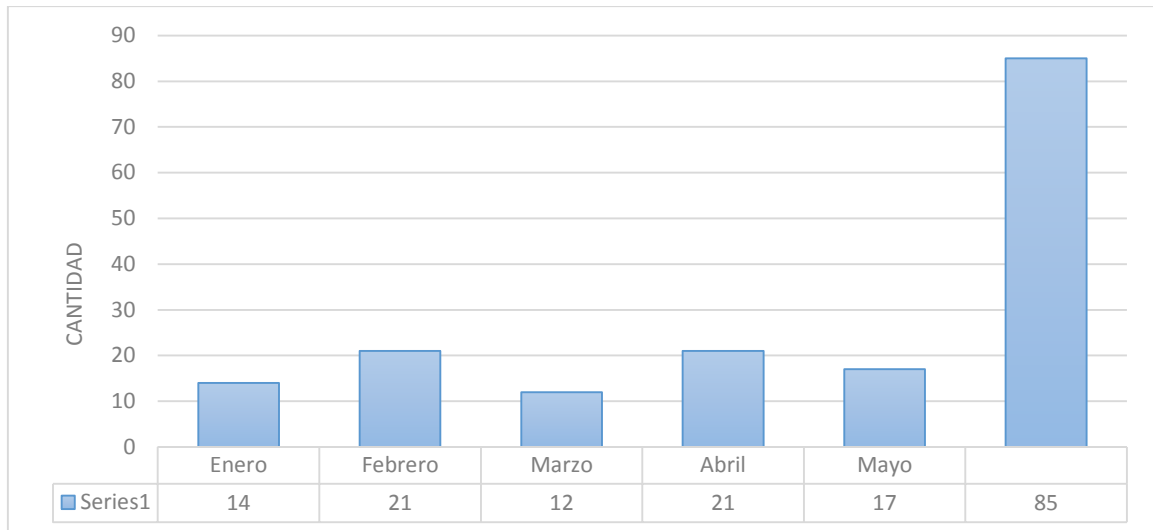


Figura 10.8: Cantidad de transformadores averiados Enero-Mayo del 2018 en el Departamento de Caaguazú

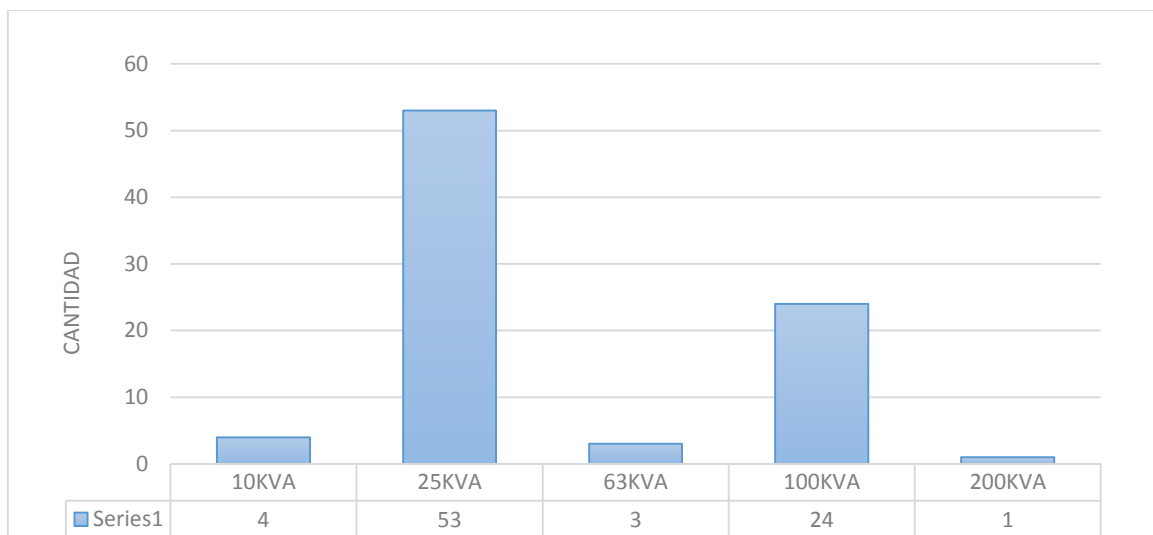


Figura 10.9: Cantidad de transformadores averiados por potencia Ene-Mayo 2018 en el Departamento de Caaguazú

En las gráficas pueden apreciarse que, en el periodo estudiado se han registrado numerosas averías en los transformadores de distribución.

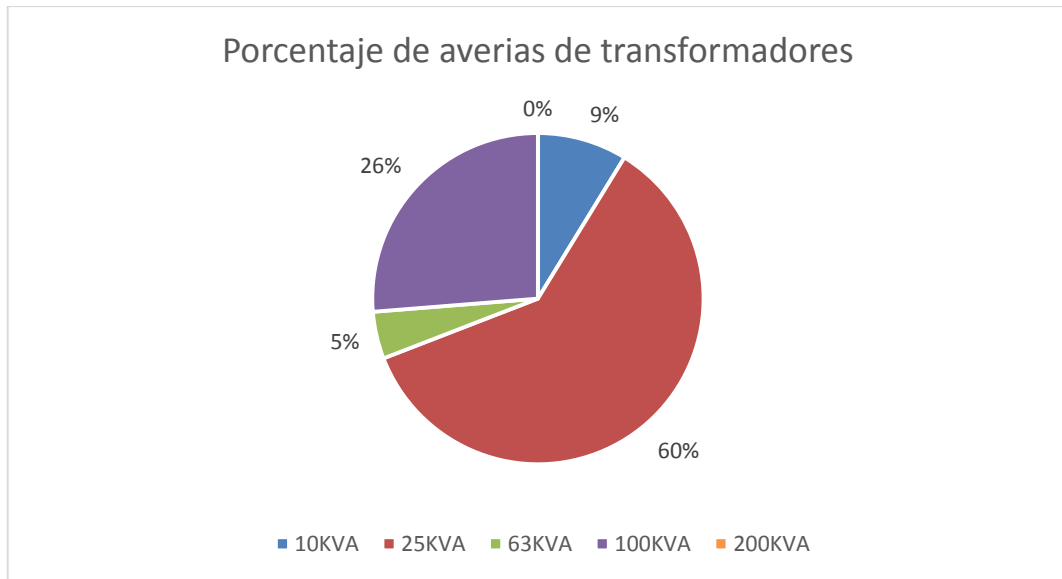


Figura 10.10: Porcentajes de averías de transformadores por potencia del año 2016

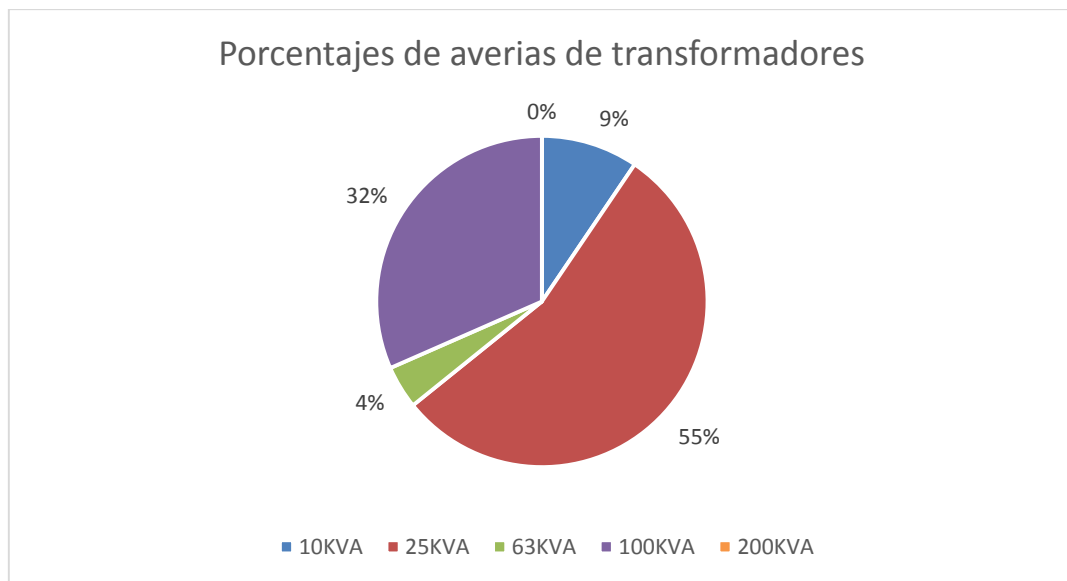


Figura 10.11: Porcentajes de averías de transformadores por potencia del año 2017

Los transformadores monofásicos 25 kVA y los trifásicos de 100 kVA son los equipos que en mayor cantidad sufrieron averías, esto es principalmente porque son más utilizados en la red de distribución.

Actualmente existen aproximadamente 3513 unidades de PD distribuidos en diversas potencias y la principal causa de las averías de los mismos es la

sobrecarga; por un lado, a raíz del constante aumento de carga de los usuarios en su consumo sin declarar; y, por otro lado, resultado de la dificultad para realizar el monitoreo de las cargas del PD para detectar las condiciones de sobrecarga.

### **10.3. ALTERNATIVAS DE MEJORA**

Con el registro constante de las cargas de los transformadores de distribución, es posible facilitar el monitoreo de los mismos. Esta situación posibilitaría la predicción de futuros problemas relacionados a los inconvenientes ya definidos en las redes de baja tensión de la ANDE.

Si además del registro constante del estado de las magnitudes eléctricas, el sistema pudiese transferir los datos a un servidor para su análisis en tiempo real, simplificaría aún más el trabajo y la consecuente mejora en el servicio. A partir de lo expuesto se presenta una alternativa de solución, consistente en el monitoreo de las magnitudes principales de un transformador de distribución en tiempo real, con la incorporación de elementos electrónicos.

#### **10.3.1. Zonas de estudio del proyecto**

Seguidamente, las figuras muestran las localidades con mayor concentración de puestos de distribución (PD).

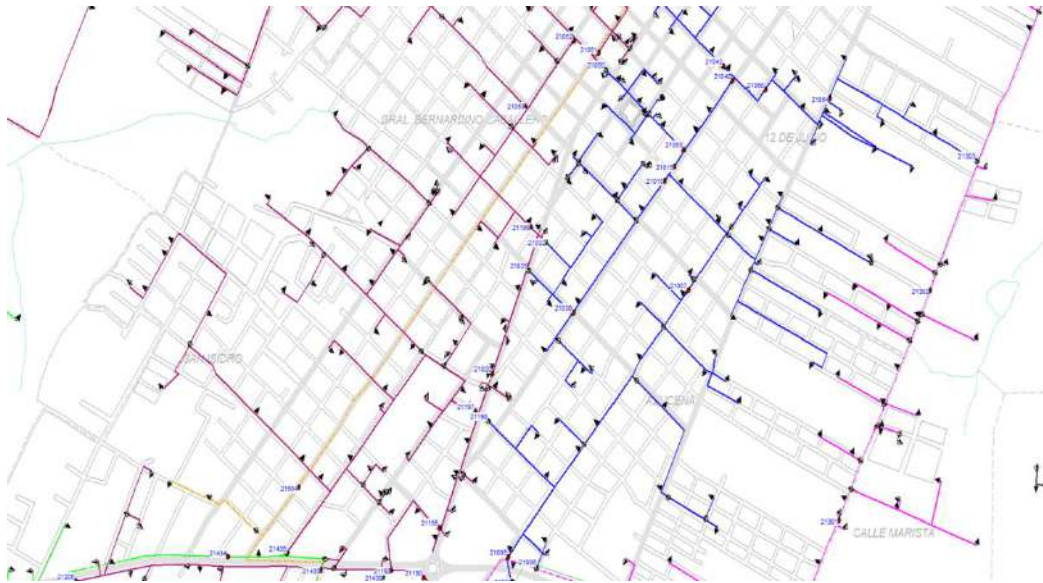


Figura 10.12: Puestos de distribución ubicados en los cascos urbanos de Coronel Oviedo Fuente. [ANDE]



Figura 10.13: Puestos de distribución ubicados en los cascos urbanos – periféricos de Coronel Oviedo. Fuente [ANDE]



Figura 10.14: Puestos de distribución ubicados en los cascos urbanos –  
periféricos de Caaguazú. Fuente [ANDE]



Figura 10.15: Puestos de distribución ubicados en los cascos urbanos –  
periféricos de San José. Fuente [ANDE]



Figura 10.16: Puestos de distribución ubicados en los cascos urbanos – periféricos de Campo 9. Fuente [ANDE]

En resumen, se puede evidenciar la gran cantidad de PD ubicados en las zonas seleccionadas para el estudio, además del crecimiento constante, hecho que agrava la dificultad en el monitoreo de las cargas. Con el sistema de monitoreo propuesto es posible optimizar los equipos de transformación y facilitar los trabajos de mantenimientos predictivos y preventivos.

### 10.3.2. Alcance de la solución de monitoreo planteada

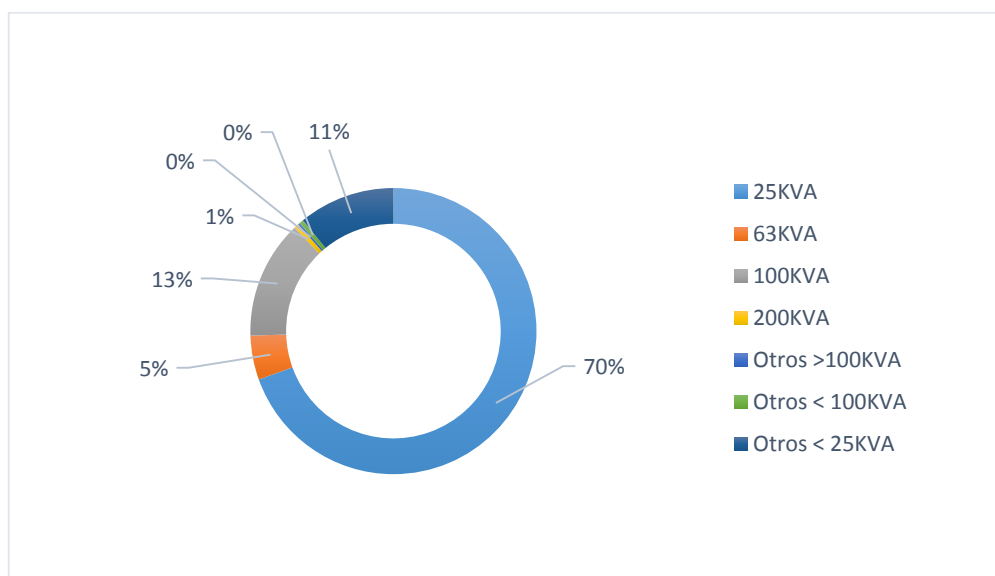


Figura 10.17: Puestos de distribución considerados para el trabajo

La figura precedente presenta los transformadores seleccionados para el monitoreo de la zona de estudio. Se consideraron los transformadores con potencias superiores a 25 kVA, entre los cuales, como se puede apreciar en la figura, los de 25 y 100 kVA son los de mayor afluencia.

Para los transformadores de menor potencia, el sistema de monitoreo propuesto resultará inviable económicamente, pues los mismos poseen costos bajos en relación a los costos de implementación de la solución de monitoreo.

La propuesta tiene como alcance, monitorear todos los bancos y transformadores trifásicos. De los transformadores monofásicos se monitorearán solo los del área urbana y suburbana, no así los rurales (porque no se tiene infraestructura de comunicaciones o están generalmente menos exigidos en cuanto a carga). La figura siguiente presenta un resumen de los transformadores a ser monitoreados.

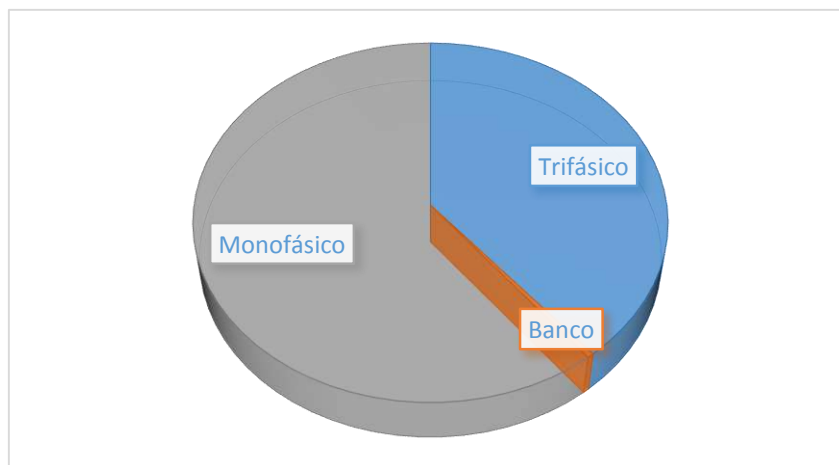


Figura 10.18: Resumen de transformadores a ser monitoreados

### 10.3.3. Descripción de la alternativa tecnológica adecuada para el sistema de monitoreo de los transformadores de distribución

En la actualidad, el avance tecnológico en equipos de medición y sistemas de comunicación representan una alternativa de solución favorable para las empresas como la ANDE, ofreciendo mecanismos de monitoreo de sus equipos de distribución; más aún, considerando la demanda eléctrica en constante aumento.

#### **10.3.4. Criterios para la selección de los elementos para la mejora**

En este apartado se presenta un estudio técnico comparativo y descripción específica de los equipos de medición y de comunicación necesarios para el sistema de monitoreo de magnitudes principales (tensión, corriente, potencia y temperatura) de los transformadores de distribución, teniendo en cuenta algunos criterios específicos.

Para asegurar la objetividad en la selección de los diferentes elementos que formarán parte del sistema de medición y monitoreo de las magnitudes de un transformador de distribución de la ANDE, se definen seguidamente los criterios para la comparación.

- **Disponibilidad en el mercado**

Se espera que, de ser posible, cada uno de los elementos estén disponibles en el mercado nacional, con el propósito de asegurar su adquisición. En caso contrario, se tendrá que asegurar mediante un representante autorizado o la autorización del fabricante para su comercialización en el país, además de asegurar la fabricación o provisión de repuestos en un horizonte de 5 años. Para comprobar este criterio se realizarán consultas a través de distintos medios con empresas proveedoras.

- **Adecuación técnica a las normas nacionales e internacionales**

Los elementos deberán cumplir con las especificaciones técnicas según las normas nacionales e internacionales. A través de los catálogos de productos, certificados de cumplimiento y placas de características podrá precisarse este criterio.

- **Adecuación técnica a los requerimientos del proyecto**

Los equipos que formarán parte del sistema de monitoreo, deben cumplir con las necesidades del proyecto, tales como la capacidad de medición de las magnitudes necesarias, capacidad de transmisión de los datos censados, posibilidad de incorporar sensores de diversos tipos. De esta forma, cuanto más se ajusten al proyecto técnicamente, sin requerir elementos complementarios, mayor será la valoración del elemento.

- **Confiabilidad**

Se espera alta seguridad en el buen funcionamiento de los dispositivos, garantizados por el fabricante. A través de estudios del historial de falla de la marca.

- **Escalabilidad**

El sistema deberá poseer la habilidad para reaccionar y adaptarse sin perder calidad ni funciones ofreciendo la posibilidad de crecimiento o actualización en el futuro. Los dispositivos que admitan software y hardware de código abierto serán más valorados.

- **Seguridad**

Los elementos del sistema deberán poseer garantías de buen funcionamiento en las condiciones requeridas. Asegurar la existencia de soporte técnico dentro del territorio nacional.

Los criterios precedentes se tendrán en cuenta para el análisis y selección de cada uno de los elementos de la propuesta. Para la selección de los mismos, serán evaluados considerando los criterios mencionados, el no cumplimiento de los anteriores se traducen en desventajas, por ende, a mayor cantidad de desventajas, menor cumplimiento con los criterios.

A través de tablas comparativas con las alternativas y sus correspondientes desventajas, se pueden visualizar y seleccionar los elementos.

#### **10.4. ANALISIS Y COMPARACIÓN TÉCNICA DE LOS ELEMENTOS DE MEDICION**

Aunque en el mercado y el ambiente de investigación y desarrollo existen productos varios de adquisición de datos / medición / monitoreo de transformadores, puede decirse que derivan o responden a las siguientes tecnologías.

#### **10.4.1. Multimedidor electrónico de energía eléctrica**

El multimedidor electrónico está preparado para ser montado en la intemperie cerca del transformador de distribución ya sea monofásico o trifásico dependiendo de las capacidades de cada una. Tiene la particularidad de medir voltaje, corriente, potencia y factor de potencia, típicamente una medición semidirecta. El multimedidor convierte la señal analógica a digital. Su sistema de comunicación puede ser de forma modular, con módulos intercambiables y es adaptable a las tecnologías que fuera conveniente a utilizar en la zona.

Los sistemas de adquisición de los datos y los protocolos para la transmisión generalmente son propiedad de los fabricantes, lo que implica unos costos extras en mantenimiento y actualización de software para este proyecto, pero con las nuevas actualizaciones se está migrando a los sistemas de código abierto que darán mayor flexibilidad para su implementación.

#### **Desventajas en la utilización del multimedidor electrónico:**

- Mayor inconveniente, al no poseer la entrada analógica para medición de temperatura del transformador, esto requerirá de modificaciones en sus sistemas y opcionales en las entradas para medir este parámetro.
- El respaldo de operación con baterías internas es por tiempo definido.
- Los softwares y los protocolos de comunicación de los Multimedidores generalmente suelen ser propietarios de los fabricantes al momento de la adquisición.
- En algunos casos las actualizaciones y mantenimientos de los multimedidores son exclusividad de los fabricantes, este acarrearía costos extras para la ANDE.
- La compatibilidad entre multimedidores, software y sistemas de comunicación con otros fabricantes es escasa si no se opta por la utilización de protocolos abiertos

#### **10.4.2. Unidad terminal remota (RTU)**

Algunos modelos de unidad terminal remota (RTU), cumplen con las características mínimas de medición adecuadas para los transformadores de distribución en redes de baja tensión. Realizan las mediciones de los parámetros de: tensión, corriente,

potencia, factor de potencia y temperatura del transformador en cuestión, todo esto ocurre en la condición de operación; en el cual, se cargan los datos en tiempo real por medio de las tecnologías de comunicación a un sistema donde se procesan los datos adquiridos del transformador.

Una RTU tiene varias funciones, desde las mediciones de los parámetros (prioridad ANDE) y el control de mando sobre ellos, esta última puede utilizarse para otros propósitos que escapan del alcance del presente proyecto.

### **Desventajas en la utilización del RTU**

- Costo alto, su utilidad es más enfocada sobre los equipos a controlar en mando y control de corte/reposición.
- Es necesaria la implementación de una base de datos robusta, confiable y de mayor capacidad de memoria para guardar los datos.

#### **10.4.3. Monitor de transformador de distribución (DTM)**

Son equipos fabricados específicamente para el monitoreo de transformadores de distribución. Incorporan protocolos de comunicación industriales para la transferencia segura de los datos a través de diferentes medios de comunicación incluidos en un equipo compacto. Los dispositivos DTM comúnmente constan de sensores no perforantes o perforantes de alta precisión, módulos de comunicaciones integrados para transmitir información y una fuente de alimentación.

### **Desventajas en la utilización del DTM**

- No es de código abierto.
- No permite la instalación de otros sensores más que los indicados por el fabricante.
- Configuración limitada según fabricante.

#### **10.4.4. Dispositivo electrónico inteligente (IED Alta gama)**

Este dispositivo electrónico está diseñado para realizar varias funciones en el ámbito de la automatización, tales como el monitoreo constante de los parámetros

del transformador, comandos de control y protección de los interruptores de apertura/cierre, entre otras.

En la medición de las variables tanto para voltaje, corriente, potencia y temperatura se seleccionan cada sensor y son ubicados todos juntos en la intemperie con el transformador. Estos dispositivos son independientes el cual envían directamente las informaciones hasta un puesto de control central manejado por una plataforma que reúne todas informaciones provenientes de los sensores, utiliza la comunicación serial y adaptables a tecnologías inalámbricas.

### **Desventajas en la utilización de los IED**

- Son desarrollados por fabricantes dedicados principalmente al monitoreo y control de los transformadores de alta potencia que se encuentran en las estaciones y subestaciones eléctricas, siendo limitado su uso en transformadores de distribución.
- Son proyectados para el ambiente en subestaciones.
- Los protocolos de comunicaciones son específicos de acuerdo a los sensores. para utilización en sistemas de altas potencias.
- Costo elevado.

### **10.5. RESUMEN DE LAS ALTERNATIVAS DISPONIBLES**

Las desventajas fueron definidas considerando la mayor cantidad de criterios posibles. A continuación, en la tabla 10.4. Se presentan las desventajas más importantes de las alternativas.

Alternativas	Desventaja principal
<b>Multimedidor Electrónico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mayor inconveniente, al no poseer la entrada analógica para medición de temperatura del transformador, esto requerirá de modificaciones en sus sistemas y opcionales en las entradas para medir este parámetro.</li> </ul>
<b>Unidad terminal remota (RTU)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Costo medio, su utilidad es más enfocada sobre los equipos a controlar en mando y control de corte/reposición.</li> </ul>
<b>Monitor de transformador de distribución (DTM)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Equipo no parametrizable, de configuración limitada</li> </ul>
<b>Dispositivo electrónico inteligente (IED ALTA GAMA)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Costo elevado. Son proyectadas para el ambiente en subestaciones.</li> </ul>

Tabla 10.4: Resumen comparativo de las alternativas – desventajas

## 10.6. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS DE COMUNICACIÓN

En este apartado se comparan las alternativas de comunicación siguiendo la metodología del apartado anterior.

Cabe mencionar que las desventajas desarrolladas fueron redactadas de acuerdo a los criterios definidos para la elección de la alternativa de medición del sistema de monitoreo.

Las alternativas de comunicación disponibles en el mercado fueron descritas en el Capítulo 7. De este modo en la tabla 10.5. se presentan las desventajas de las alternativas que mejor se ajustan a los criterios definidos.

Alternativas	Desventajas
<b>CELULAR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ancho de banda limitado (GPRS/GSM).</li> <li>Susceptible a interferencias.</li> <li>Cobertura limitada en la zona de influencia.</li> <li>Dependencia de un proveedor de servicios de telefonía.</li> </ul>
<b>Radio Frecuencia (MESH, NB))</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Susceptible a interferencias e interrupciones.</li> <li>Escaso nivel de seguridad de la red. Vulnerable a ataques con señales malintencionados.</li> <li>Perdida de datos por atenuación de la señal.</li> </ul>
<b>LPWAN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ancho de banda limitado</li> <li>Requiere concentrador de datos para interconectarse a redes WAN o de acceso</li> <li>No existe muchas referencias de rendimiento de implementaciones realizadas debido a que son tecnologías emergentes</li> </ul>
<b>Power Line Communications (PLC)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Latencia en la transferencia de datos.</li> <li>Ancho de banda limitado.</li> <li>Interferencias en la señal a causa de la cercanía con la red de alta tensión.</li> <li>Requiere de equipos electrónicos especiales extras.</li> <li>Dispositivos adicionales para la recolección y concentración de los datos provenientes de los diversos puntos de medición.</li> <li>La distancia desde la medición hasta la sala de tratamiento de los datos requiere el uso de repetidores para mantener los datos en transmisión.</li> <li>Susceptible a interferencias.</li> </ul>
<b>Fibra Óptica</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fragilidad de las fibras y poca resistencia mecánica.</li> <li>Requiere de la utilización de transmisores y receptores especiales.</li> <li>Costo elevado de implementación de infraestructura.</li> </ul>

Tabla 10.5: Resumen comparativo de las desventajas con las alternativas disponibles.

## 10.7. RESUMEN COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS DE COMUNICACIÓN INALÁMBRICAS DISPONIBLES

La inversión en una infraestructura de comunicaciones propia requiere un análisis a mediano o largo plazo, debiendo analizarse los requerimientos de comunicación

de la empresa en atención a los sistemas y servicios a ser implementados, como ser la digitalización de la automatización de la distribución (DA) y la infraestructura de medición avanzada (AMI).

Las redes RF Mesh han surgido como la tecnología líder para implementaciones de AMI y DA en Norteamérica y las redes PLC son ampliamente utilizadas en Europa para los sistemas AMI. Sin embargo, las redes RF MESH generalmente utilizan protocolos propietarios y la tecnología que trata de normalizar estas redes (WISUN) no está aun ampliamente adoptada. Las redes PLC o BPLC se utilizan normalmente en las redes de baja tensión y podrían considerarse si además del sistema de monitoreo si éste está asociado a un sistema AMI. Las redes LPWAN son utilizadas para sistemas AMI e IIoT, con la desventaja de trabajar en bandas ISM y con capacidad limitada (LoRa - Sigfox). Un despliegue de FO con capilaridad necesaria para interconectar todos los equipos no es una solución viable económicamente, pero representa una solución interesante para conformar una red la red de acceso o backhaul para una solución integrada. Por otro lado, teniendo en cuenta que los requerimientos del sistema de monitoreo de transformadores es supervisar el estado de “salud” y cargabilidad de los transformadores y no se prevé el comando de interruptores de BT, se puede considerar la tecnología 4G-LTE como la más viable para su implementación en comparación con las otras alternativas reuniendo mínimamente los requisitos de disponibilidad de la red de cobertura en gran parte de la región del área de estudio el cual se demostró en el capítulo anterior. Esta tecnología al no constatar continuamente una cobertura adecuada y requerida para el buen funcionamiento tiene la particularidad de poder migrar a la red “GSM-GPRS”, o redes “3G” y así continuar con la operación evitando la pérdida de comunicación entre los equipos, los protocolos de redes estándares que ofrece esta tecnología son amigables para la región con los costos que esto implica. La cobertura de cada una de estas redes se muestra en el Anexo I. Cabe destacar que para minimizar las desventajas de esta tecnología y garantizar el ancho de banda necesario se tendría que solicitar la asignación de un APN exclusivo para el servicio contratado, o en su defecto una red virtual en la infraestructura del proveedor.

## **10.8. SELECCION DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE MONITOREO**

En las secciones precedentes se han comparado y analizado las alternativas para la adquisición y transmisión de los datos, resultando seleccionadas las alternativas de Monitor de transformador de distribución (DTM) y la tecnología 4G/3G. Otro factor preponderante es que la DTM ya trae incorporado de fábrica el software de gestión de datos con diferentes funciones dependiendo del fabricante, conjuntamente con el hardware necesario para el montaje de la tarjeta SIM para la comunicación.

### **10.8.1. Requerimiento mínimo de los elementos para la adquisición y transmisión de los datos**

#### **10.8.1.1. Gabinete para intemperie**

La mayoría de los DTM que se encuentran en el mercado ya vienen con gabinetes con protección IP para aplicaciones industriales, con posibilidad de sujeción magnética al transformador o de montaje por la columna del transformador. No obstante, en caso de adquirirse equipos que no disponen de estos gabinetes se mencionan las especificaciones técnicas exigidas por la ANDE, presentadas en la tabla siguiente.

Descripción	Especificaciones
<b>Características constructivas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Policarbonato virgen (color ral-7035) cerrado, 3mm espesor reforzado.</li> <li>• Visor de policarbonato virgen (100% transparente) con protección UV.</li> </ul>
<b>Tipo Gabinete</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las superficies exterior o interior tendrán un acabado liso y uniforme. Contará con una puerta de <math>\geq 90^\circ</math> de apertura y cerradura de llave combinada con seguro para colocación de candado o precinto.</li> <li>• Las dimensiones serán las mínimas tanto externas como internas deben ser adecuadas para alojar la bornera, medidor y modem en el recinto.</li> </ul>
<b>Dimensiones (mm)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto: 470</li> <li>• Ancho: 490</li> <li>• Profundidad: 200</li> </ul>
<b>Grado de protección IK</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• IK-9</li> </ul>
<b>Gabinete interior</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Espacio suficiente para el alojamiento de los equipos y los elementos para su fijación en el fondo con una placa fabricada en el mismo material del gabinete.</li> <li>• El gabinete deberá disponer de una bornera fijada a la placa de montaje para la puesta tierra. Además del orificio adicional en la parte inferior alineado con la bornera provisto de un caucho pasa cable de 28mm de diámetro para la entrada del cable de tierra hasta la bornera.</li> </ul>
<b>Montaje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Apto para instalación en poste de hormigón armado o acero, fijado sobre muro o empotrada en mampostería.</li> <li>• Deberá incluir elementos necesarios para su correcta fijación como son los herrajes de fijación a poste por medio de fleje metálico, deben ser metálicos confeccionados en acero galvanizado o inoxidable en condiciones de temperatura (-10°C 50°C).</li> </ul>
<b>Accesorios</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prensaestopas del tipo PG-36 con capacidad para cables de 23 a 31 mm de diámetro.</li> <li>• Riel para fijación de borneras de prueba y puesta a tierra.</li> <li>• Caucho pasa cable de 28mm de diámetro.</li> </ul>

Tabla 10.6: Especificaciones Técnicas Mínimas según ANDE N° HM 02-11

### **10.8.1.2. Adquisición de datos**

La lista siguiente muestra a modo de referencia las especificaciones para un equipo de adquisición de datos.

- Opciones de comunicaciones flexibles
- Protocolos estándares de la industria
- Almacenamiento de datos incorporado
- Activación, configuración y actualizaciones vía OTA
- Diseño de polímero resistente no corrosivo
- Estándar de Fabricación ISO 9001
- Certificaciones de operadores de telefonía celular inalámbrica
- Diseñado para cumplir con las normas de la industria ANSI e IEC aplicables
- Flujos de energía hacia adelante y hacia atrás
- Múltiples parámetros de medición: voltajes, corrientes, factor de potencia, frecuencia de línea, temperatura, ángulo de fase
- Notificaciones de cortes de energía y restauración en tiempo real
- Informes y alertas automáticas
  - Pérdida de energía
  - Voltajes del alimentador
  - Carga del transformador
- Garantizar la seguridad de los datos recopilados encriptando la información durante la transmisión. Todos los datos se almacenan en un centro de datos de alta seguridad con múltiples capas de control de acceso.

### **10.8.1.3. Software de gestión de datos**

Los dispositivos DTM disponibles en el mercado se encuentran preparados para ser conectados a internet y/o tendencias tecnológicas actuales, el cual normalmente poseen su software de gestión de datos de fábrica.

### **10.8.1.4. Sensores**

Los sensores a ser utilizados son los destinados para la adquisición de valores de corriente, consistentes en transformadores de corriente por cada fase y valores de

temperatura, con un sensor de temperatura compatible con el DTM. Atendiendo que los equipos de monitoreo deberán ser instalados en transformadores en funcionamiento, los mismos deberán ser no invasivos o que no requieran fuera de servicio para su instalación, por tanto, se tendrá que utilizar como sensores de corriente bobinas de Rogowski o de tipo pinza. El sensor de temperatura podría ser del tipo magnético, o que no requiera perforación de la cuba del transformador.

En la tabla siguiente se pueden observar las especificaciones técnicas requeridas para la selección del TC adecuado para un DTM.

Descripción	Características
<b>Potencia nominal</b>	2.5 a 200 VA, considerado para alguna función específica
<b>Valor de corriente nominal</b>	- Primario: 100 a 500 A. - Secundario: normalizado de 5A, salida de corriente de 4-20mA o salida compatible con el DTM. - Relación de corriente: 100/5, 200/5, 300/5, 500/5
<b>Tensión máxima de servicio</b>	600V.
<b>Frecuencia</b>	50 Hz. +/- 2%
<b>Clases de exactitud</b>	- Norma IEC 60044-1 - Norma ANSI/IEEE C57.13
<b>Clases de precisión</b>	Clase 1 o mayor.

Tabla 10.7: Especificación Técnica del TC

Del mismo modo, las especificaciones técnicas para el sensor de temperatura se presenta en la Tabla 10.8

Descripción	Características
<b>Rango de medición</b>	-200°C a +850°C
<b>Precisión</b>	+/- 0,5°C.
<b>Material</b>	Acero inoxidable
<b>Longitud del cable</b>	3 m.
<b>Tipo</b>	PT100

Tabla 10.8: Especificación Técnica del sensor de temperatura

#### **10.8.1.5. Requerimientos técnicos mínimos para equipos informáticos del sistema de monitoreo**

Los requerimientos de memoria y procesamiento de los sistemas informáticos dependen de la arquitectura del sistema y de las características de los softwares y aplicativos instalados. Se requiere que el sistema sea dimensionado para funcionar como máximo al 60% de sus recursos en estado de avalancha. Los recursos de almacenamiento dependerán de la cantidad de señales monitoreadas, el periodo de adquisición y el tiempo de almacenamiento de los datos históricos. No obstante, a modo referencial, el dimensionamiento de los equipos no podrá ser inferior a:

#### **10.8.1.6. Servidor**

- Procesador multinúcleo con gran capacidad de procesamiento de datos, velocidad de reloj superior a 3.2 GHz
- Cache 4 Mb o superior
- Disco SSD de 2TB
- 32 GB de memoria RAM, ranuras de memorias expandibles
- Montaje en rack 2U adaptables deslizable
- Puertos de red de comunicaciones, como mínimo Ethernet
- Fuente de alimentación con tecnología Hot-Swap
- Garantía del fabricante, mínimo de 1 año
- Soporte técnico mínimo de 1 año en adelante

#### **10.8.1.7. Sector de trabajo - Cliente**

- Procesador multinúcleo, velocidad de reloj superior a 2.4 GHz
- Cache 4 Mb o superior.
- 8 Gb RAM o superior.
- 512 Gb disco duro en adelante, 7200 RPM.
- Tarjetas de red Ethernet integrado 100/1000 Mbps.
- 4 Puertos USB 2.0
- Tarjeta de memoria (SD).
- Monitor, mouse, teclado.

- Sistema operativo Windows x64 como mínimo.
- Garantía y soporte técnico mínimo de 1 año.

#### **10.8.1.8. Acceso computadora portátil - Cliente**

- Procesador multinúcleo, velocidad de reloj superior a 2.4 GHz
- 4 Gb de RAM o superior.
- 500 Gb de disco duro en adelante, 7200 RPM
- Tarjeta de red inalámbrica Ethernet 100/1000 Mbps- WLAN.
- Monitor de 14 "
- 3 puertos USB 2.0
- Puerto RJ45, HDMI-VGA.
- Mouse incluido.
- Sistema operativo Windows x64 como mínimo.
- Chasis adecuado para la intemperie en campo con maletín incluido.
- Garantía y soporte del fabricante de 1 año.

#### **10.8.1.9. UPS del servidor**

- Tensión nominal: 220 V
- Potencia nominal: 3KVA.
- Frecuencia 50 Hz.
- Montaje: Rack 2U.
- Autonomía de baterías: 4 horas con carga al 60%
- Temperatura ambiente: 0 – 40 °C.
- Garantía y soporte 2 años.
- Administrable en la red de forma remota.

#### **10.8.1.10. UPS sector de trabajo**

- Tensión nominal: 220 V
- Potencia nominal: 650 VA o superior
- Frecuencia 50 Hz.
- Montaje: Tipo torre

- Autonomía con batería: 10 minutos como mínimo en plena carga.
- Temperatura ambiente: 0 – 40 °C.
- Garantía del fabricante de 2 años

## **10.9. DESCRIPCIÓN DE LA ARQUITECTURA ADOPTADA**

Los parámetros del transformador, como la tensión, corriente, potencia y la temperatura será registrada y almacenada en la memoria interna del equipo de medición que tendrá la capacidad de mantener la información resguardada si ocurre alguna falla en el suministro de energía, esta operación estará respaldada por una batería interna que deberá garantizar una vida útil y autonomía para mantener la continuidad de la gestión.

La medición de la tensión será realizada en el lado de baja, es decir conectando la entrada de voltaje al medidor de manera directa para adquirir estos valores. La medición de corriente será indirecta, esto es utilizando transformadores de corriente y posteriormente la temperatura del transformador a través de un sensor para dicho propósito.

El servidor estará ubicado en un lugar adecuado, con su respectivo software de gestión de datos, deberá poseer una memoria interna acorde a las exigencias mínimas requeridas, conexión permanente a la tecnología de red e internet de alta velocidad y baja latencia, capacidad de gestionar todos los registros remotos y las consultas de clientes de los datos almacenados. Estos datos son transferidos a un servidor cada cierto tiempo, el cual podrá ser configurable.

El software de gestión de datos además de almacenar y procesar, permitirá la visualización desde cualquier dispositivo fijo o móvil con acceso a la red y con las credenciales correspondientes.

Y por último a tener en cuenta la confiabilidad, compatibilidad y seguridad dentro de un costo aceptable del medidor y sistema a utilizar.

El desarrollo de una arquitectura de comunicación, requiere de una topología que posibilite la integración de todos los componentes presentes en el sistema de

monitoreo. Una representación esquemática de la arquitectura adoptada para transformadores monofásicos y trifásicos se muestra en las siguientes figuras.

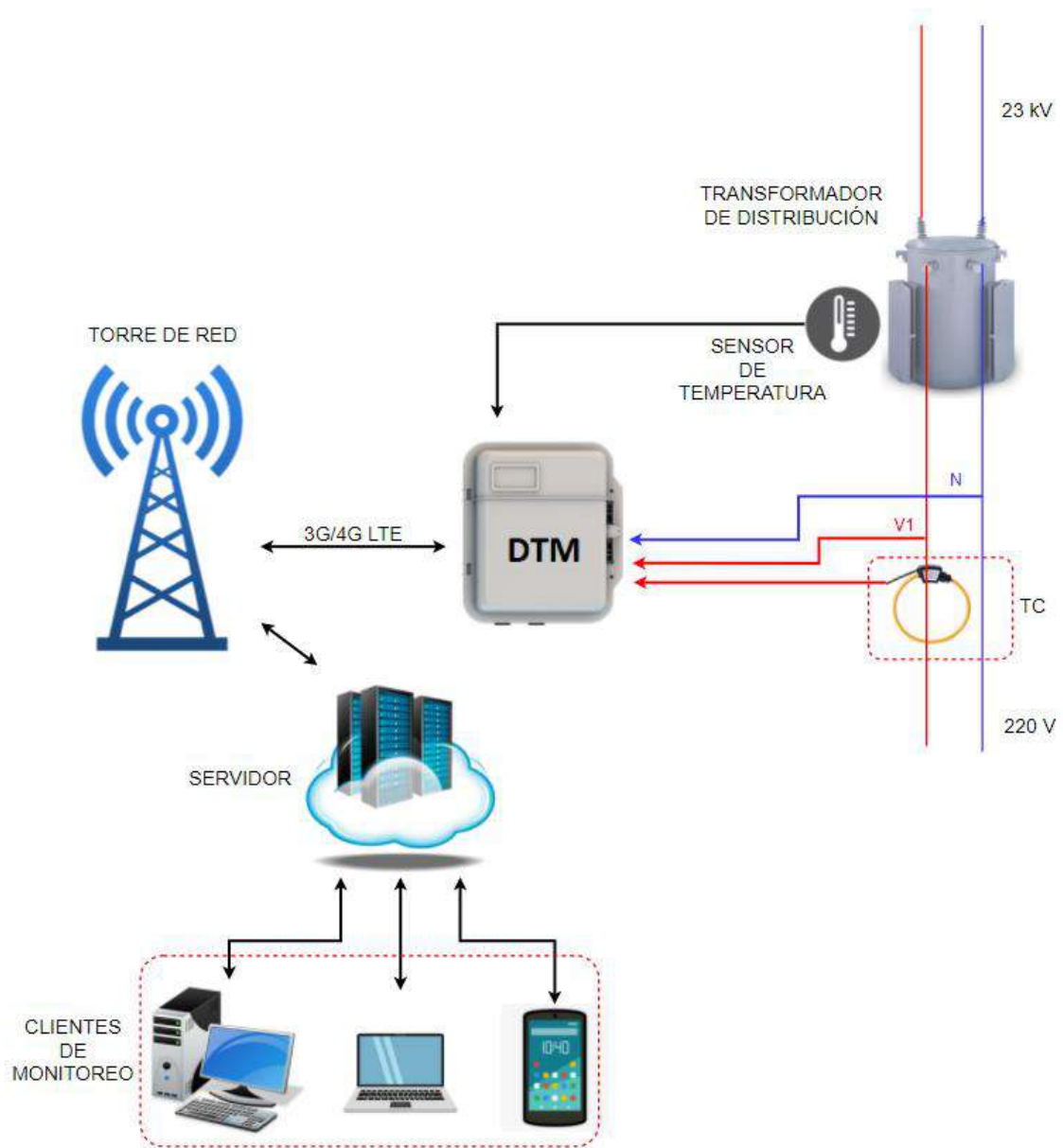


Figura 10.19: Representación esquemática de la propuesta para el monitoreo de transformadores monofásicos

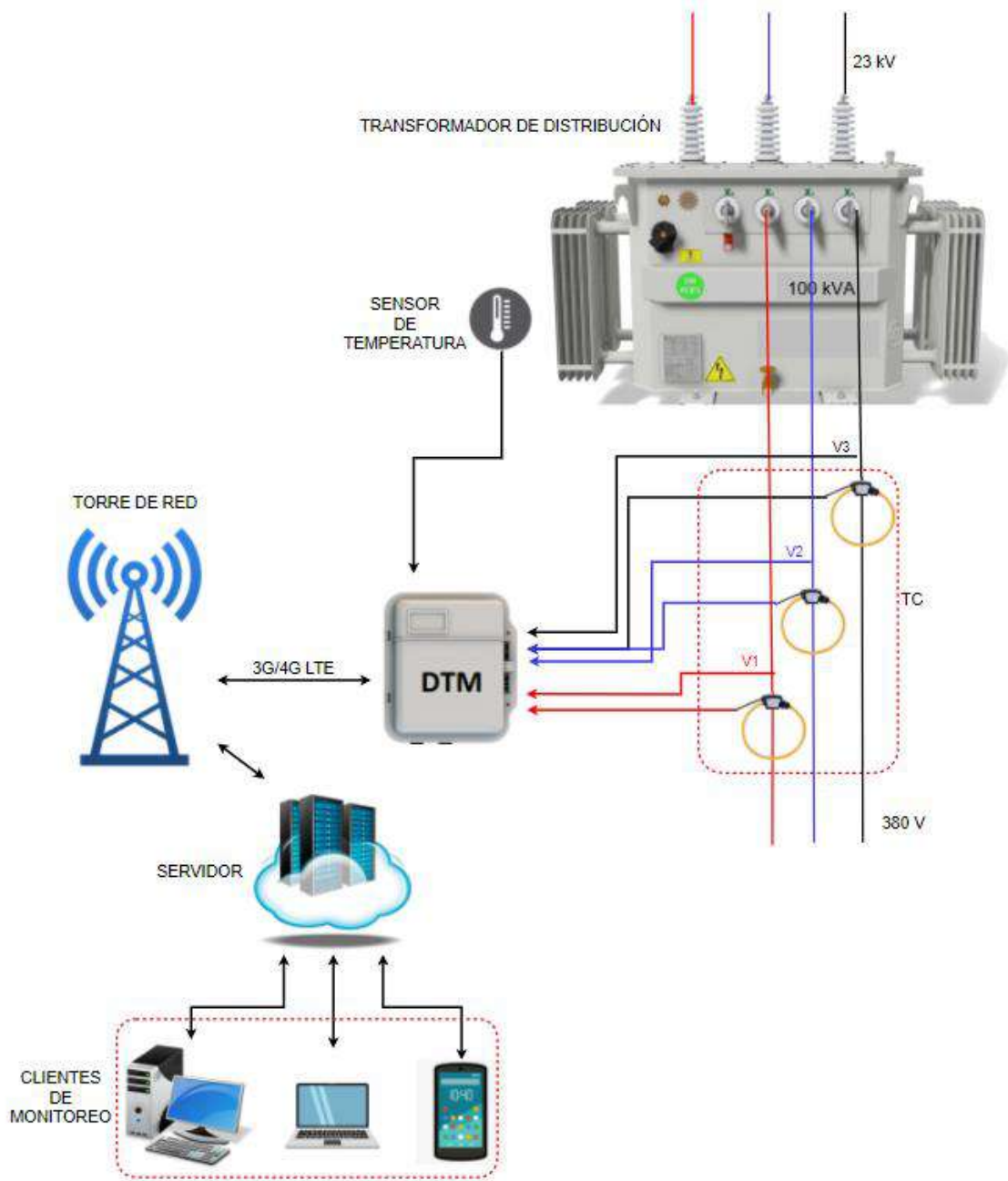


Figura 10.20: Representación esquemática de la propuesta para el monitoreo de transformadores trifásicos

#### **IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

El análisis de los datos relevados de campo, correspondiente a las principales ciudades del departamento de Caaguazú y dependiente de la unidad de distribución regional del mismo departamento, dan cuenta de una dificultad para el monitoreo de las cargas de los transformadores de distribución provocando la avería de los mismos con consecuencias negativas para la ANDE.

Se han estudiado diferentes métodos de monitoreo remoto de transformadores de distribución, aplicando tecnología electrónica avanzada, juntamente con los diferentes elementos que lo componen, a partir de los cuales se pudo comparar una serie de alternativas a partir de criterios técnicos bien definidos. Los criterios seleccionados para la comparación fueron la disponibilidad en el mercado, seguridad, confiabilidad, escalabilidad, adecuación técnica a las normas nacionales e internacionales y adecuación técnica a los requerimientos del proyecto. La comparación consistió en la descripción y enumeración de las desventajas de cada uno de los dispositivos. Estas últimas fueron definidas de tal manera que cada una de ellas fueron el resultado del incumplimiento de los criterios.

La metodología para la selección de la alternativa se dividió en dos apartados consistentes, por un lado, en la selección del elemento para la medición de los parámetros a ser monitoreados, dentro de este conjunto se incluyeron equipos de diferentes tecnologías como especializados para la medición y el registro de datos para el sector eléctrico o las especializadas en la transmisión de datos sin importar su origen. En algunos casos se han analizado también algunos dispositivos que combinan esas dos características. Por otro lado, para la transmisión de los datos medidos y posibilitar el monitoreo remoto en tiempo real, se han estudiado diferentes tecnologías tanto inalámbricas como cableadas, así como los diferentes protocolos estándares de comunicación necesarios para su implementación. De todo ello, se ha seleccionado un sistema compuesto por las alternativas tecnológicas consistentes en un Monitor de transformador de distribución (DTM) para la recolección de los datos (utilizando sensores de corriente, tensión y temperatura ya incorporados en el equipo) y la tecnología inalámbrica 4G(LTE)/3G para la transmisión de los datos a un servidor.

Se han definido los requerimientos técnicos mínimos para la adquisición de los diferentes elementos del sistema de monitoreo seleccionado y presentado en esquemas simplificados para su mejor visualización.

El análisis económico del sistema propuesto arroja resultados favorables para el horizonte propuesto. El análisis financiero del proyecto muestra viabilidad económica para un horizonte de 10 años, resultando una tasa de retorno del 16 %. El periodo de recuperación de la inversión de aproximadamente 7 años.

## V. CONCLUSIONES

Al finalizar el presente proyecto final de grado se tiene como resultado la propuesta de manera exitosa de un sistema de monitoreo en tiempo real utilizando tecnología electrónica de transformadores de distribución de las ciudades de Caaguazú, Coronel Oviedo, San José y J. Eulogio Estigarribia.

La selección del Monitor de Transformador de Distribución como equipo de adquisición de datos y la tecnología de transmisión 4G/3G resultó ser la propuesta más acertada en base a los criterios definidos. Mediante este sistema es posible el monitoreo en tiempo real de los parámetros de corriente, tensión, potencia y temperatura de los transformadores de distribución incluidos en las zonas mencionadas inicialmente, con estos datos es posible realizar un diagnóstico constante del estado de carga de los equipos en estudio, facilitando la detección temprana de sobrecargas que pueden derivar en averías de los mismos.

Para la implementación de la propuesta será necesario el diseño preciso según los dispositivos seleccionados considerando factores como marca, modelo, configuración, ubicación para el montaje, programación o selección del software de gestión de datos, ubicación del servidor, conexión del servidor a la red, tipo de red (privada o pública) entre otros.

## **VI. RECOMENDACIONES**

Se recomienda realizar el diseño de la propuesta de monitoreo considerando factores como marca, modelo, configuración, ubicación para el montaje, programación o selección del software de gestión de datos, ubicación del servidor, conexión del servidor a la red, tipo de red (privada o pública) entre otros.

La ubicación del servidor debe ser seleccionada de tal forma que permita la operación e integración con otros sistemas y garantizar el acceso de calidad a internet para evitar el retraso en la lectura de los datos.

Se recomienda la capacitación de técnicos especializados para la solución rápida de inconvenientes relacionados al sistema de monitoreo.

Para las zonas con poca cobertura de la tecnología seleccionada, se recomienda evaluar alternativas de comunicación atendiendo las características físicas y disponibilidad de recursos para mejor funcionamiento del sistema. En este caso se deben tener en cuenta los costos asociados a la solución y el retorno de inversión.

Una vez implementada la propuesta y la evaluación positiva de la misma, es factible su aplicación a otras zonas del departamento no incluidas en el presente estudio.

Se recomienda en próximos trabajos, considerar otros beneficios complementarios no considerados en el presente proyecto de fin de grado, tales como la confiabilidad del sistema, la eficiencia en el servicio, facilidad para la organización y planificación de los trabajos para ampliación de redes de distribución en baja tensión.

## VII. APÉNDICE

### APÉNDICE A: RESUMEN EJECUTIVO

#### 11.1. APÉNDICE A.1: TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN

AÑO	INVERSIÓN EN MATERIALES	COSTO DE IMPLEMENTACIÓN Y OPERACIÓN	TOTAL EGRESO	AHORRO POR IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	TOTAL INGRESOS	FLUJO DE CAJA PROYECTADO	VAN
0	814.565 USD	82.160 USD	896.725 USD			-896.725 USD	
1	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD	-726.580 USD
2	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD	-570.483 USD
3	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD	-427.275 USD
4	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD	-295.892 USD
5	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD	-175.357 USD
6	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD	-64.774 USD
7	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD	36.678 USD
8	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD	129.754 USD
9	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD	215.144 USD
10	0 USD	29.918 USD	29.918 USD	215.376 USD	215.376 USD	185.458 USD	293.483 USD

Tabla 11.1: Historial del VAN

## 11.2. APÉNDICE A.2: DETALLES DE LOS BENEFICIOS DEL PROYECTO

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS	PRECIO UNITARIO (USD)	TOTAL 2,5 AÑOS (USD)	TOTAL ANUAL (USD)
236	Unidad	TRANSFORMADORES DE 25 Kva AVERIADOS EN LOS ULTIMOS 30 MESES	1109,51	261.844	104.738
17	Unidad	TRANSFORMADORES DE 63 Kva AVERIADOS EN LOS ULTIMOS 30 MESES	2444,53	41.557	16.623
111	Unidad	TRANSFORMADORES DE 100 Kva AVERIADOS EN LOS ULTIMOS 30 MESES	2995,99	332.555	133.022
1	Unidad	TRANSFORMADORES DE 200 Kva AVERIADOS EN LOS ULTIMOS 30 MESES	5349,99	5.350	2.140
127.440	kWh	PROMEDIO DE PÉRDIDA POR ENERGÍA NO FACTURADA DURANTE LA AVERÍA DE LOS TRANSFORMADORES DE 25 kVA	0,057	7.264	2.906
23.134	kWh	PROMEDIO DE PÉRDIDA POR ENERGÍA NO FACTURADA DURANTE LA AVERÍA DE LOS TRANSFORMADORES DE 63 kVA	0,057	1.319	527
239.760	kWh	PROMEDIO DE PÉRDIDA POR ENERGÍA NO FACTURADA DURANTE LA AVERÍA DE LOS TRANSFORMADORES DE 100 kVA	0,057	13.666	5.467
4.320	kWh	PROMEDIO DE PÉRDIDA POR ENERGÍA NO FACTURADA DURANTE LA AVERÍA DE LOS TRANSFORMADORES DE 200 kVA	0,057	246	98
365	Unidad	MANO DE OBRA POR SUSTITUCION DE TRANSFORMADORES AVERIADOS EN LOS ULTIMOS 30 MESES	640	233.600	93.440
<b>Total</b>					<b>358.961</b>
<b>Beneficio efectivo considerando 60% de reducción de transformadores averiados</b>					<b>215376</b>

Tabla 11.2: Beneficios de la propuesta

Seguidamente, se muestran los detalles de los beneficios por energía no facturada y mano de obra por la sustitución de los transformadores averiados.

CANTIDAD DE TRANSFORMADORES EN 30 MESES	POTENCIA NOMINAL EN KVA	FACTOR DE POTENCIA	HORAS DE FUERA DE SERVICIO	TOTAL ENERGÍA EN KWH
<b>236</b>	25	0,9	24	127.440
<b>111</b>	100	0,9	24	239.760
<b>17</b>	63	0,9	24	23.134
<b>1</b>	200	0,9	24	4.320

Tabla 11.3: Beneficios por energía no facturada

CANTIDAD DE PERSONAS POR EQUIPO	USD POR PERSONA	CANTIDAD DE HORAS TRABAJO	TOTAL USD POR SUSTITUCION	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES 30 MESES	TOTAL USD EN UN AÑO	TOTAL USD CONSIDERANDO EL 60%
<b>4</b>	8	20	640	365	93440	56064

Tabla 11.4: Beneficios por mano de obra por sustitución de transformadores

### 11.3. APÉNDICE A.3: DETALLES DE LOS COSTOS DEL PROYECTO

Por un lado, el costo en equipos para la implementación del proyecto, considerando los transformadores monofásicos y trifásicos incluidos los repuestos, alcanza la suma de 774.565 USD. Como puede notarse considerando los costos de las tablas Tabla 11.5 y Tabla 11.6.

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	SUBTOTAL (USD)
<b>DTM equipo</b>	Pieza	1137	150 USD	170.550 USD
<b>Sensor de temperatura</b>	Pieza	1137	20 USD	22.740 USD
<b>Sensor de corriente</b>	Set	1137	30 USD	34.110 USD
<b>Módulo de Comunicación</b>	Pieza	1137	50 USD	56.850 USD
<b>Subtotal</b>		1137	250 USD	284.250 USD
<b>Repuestos</b>				28.425 USD
<b>Total</b>				312.675 USD

Tabla 11.5: Costo de materiales de la propuesta para transformadores monofásicos

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	SUBTOTAL (USD)
<b>DTM equipo</b>	Pieza	1235	200 USD	247.000 USD
<b>Sensor de temperatura</b>	Pieza	1235	20 USD	24.700 USD
<b>Sensor de corriente</b>	Set	1235	70 USD	86.450 USD
<b>Módulo de Comunicación</b>	Pieza	1235	50 USD	61.750 USD
<b>Subtotal</b>		1235	340 USD	419.900 USD
<b>Repuestos</b>				41.990 USD
<b>Total</b>				461.890 USD

Tabla 11.6: Costo de materiales de la propuesta para transformadores trifásicos

Existen también otros costos inherentes a la operación del sistema de monitoreo que corresponde a un monto aproximado de 28.464 USD para la parte del DTM. Dicho costo es el destinado al funcionamiento de la tarjeta SIM para la transmisión de datos desde el DTM al servidor de datos a través de internet. Por otra parte, para la consulta de los datos almacenados en el servidor también será necesario contar con un servicio de internet e IP pública en el lado cliente, que tiene un costo aproximado de 1.454 USD anuales, totalizando los costos de operación anual por

servicio de datos 29.918 USD. No se tiene en cuenta en el estudio costos de mantenimiento, recursos humanos y otros gastos corrientes.

Finalmente, se tiene el costo total incluyendo todos los costos mencionados precedentemente que se muestran en la siguiente tabla.

DESCRIPCIÓN	Unitario	Total
<b>Total de equipos DTM</b>		774.565 USD
<b>Costos de montaje y transporte</b>	30 USD	71.160 USD
<b>Software</b>	25.000 USD	25.000 USD
<b>Hardware</b>	15.000 USD	15.000 USD
<b>Instalación de Sistema informático</b>		1.000 USD
<b>Customización y capacitación</b>		10.000 USD
<b>Costo total sistema sin operación</b>	378 USD	<b>896.725 USD</b>
<b>COSTO TOTAL DE LA INVERSION</b>		<b>896.725 USD</b>
<b>Costo anual de operación</b>	global	<b>29.918 USD</b>

Tabla 11.7: Costo total estimado de la propuesta

## APÉNDICE B: INGENIERÍA DE DISEÑO

### 12.1. APÉNDICE B.1: REGISTRADOR ANDE UBICADO EN UN PUESTO DE DISTRIBUCIÓN

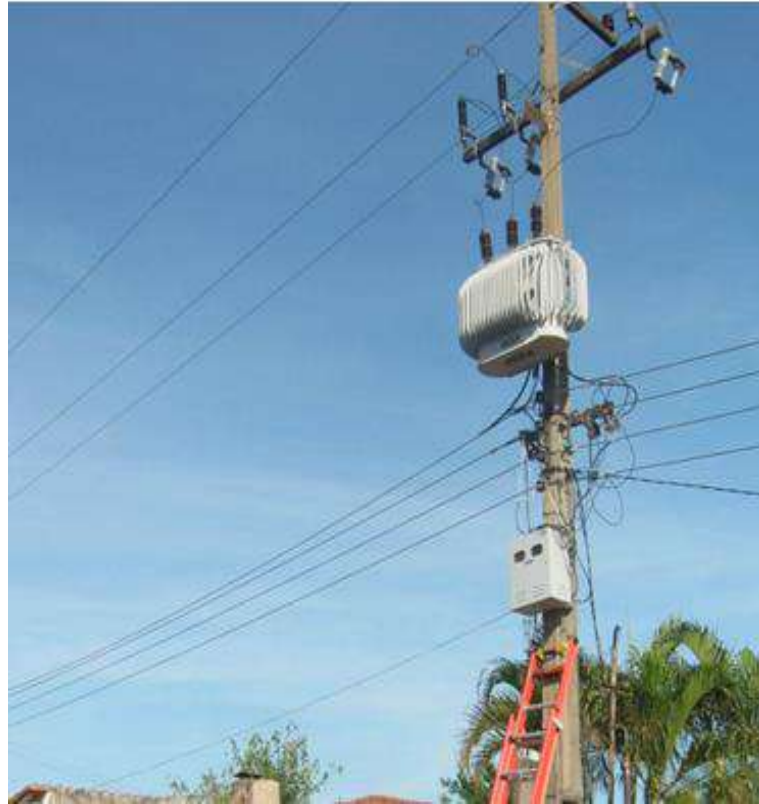


Figura 12.1: Registrador de ANDE

## 12.2. APÉNDICE B.2: MODIFICACIÓN DE LA CUBA Y ALOJAMIENTO DEL SENSOR DE TEMPERATURA (RTD) PT100

Para equipos transformadores nuevos a instalarse, se propone la modificación de la cuba con la inserción del sensor de temperatura del aceite en la parte posterior de la misma, junto a los bornes de baja tensión y próximo al colector del radiador. La conexión del sensor atravesará la cuba original a través de unos prensaestopas adecuado con IP68, según este diseño propuesto.

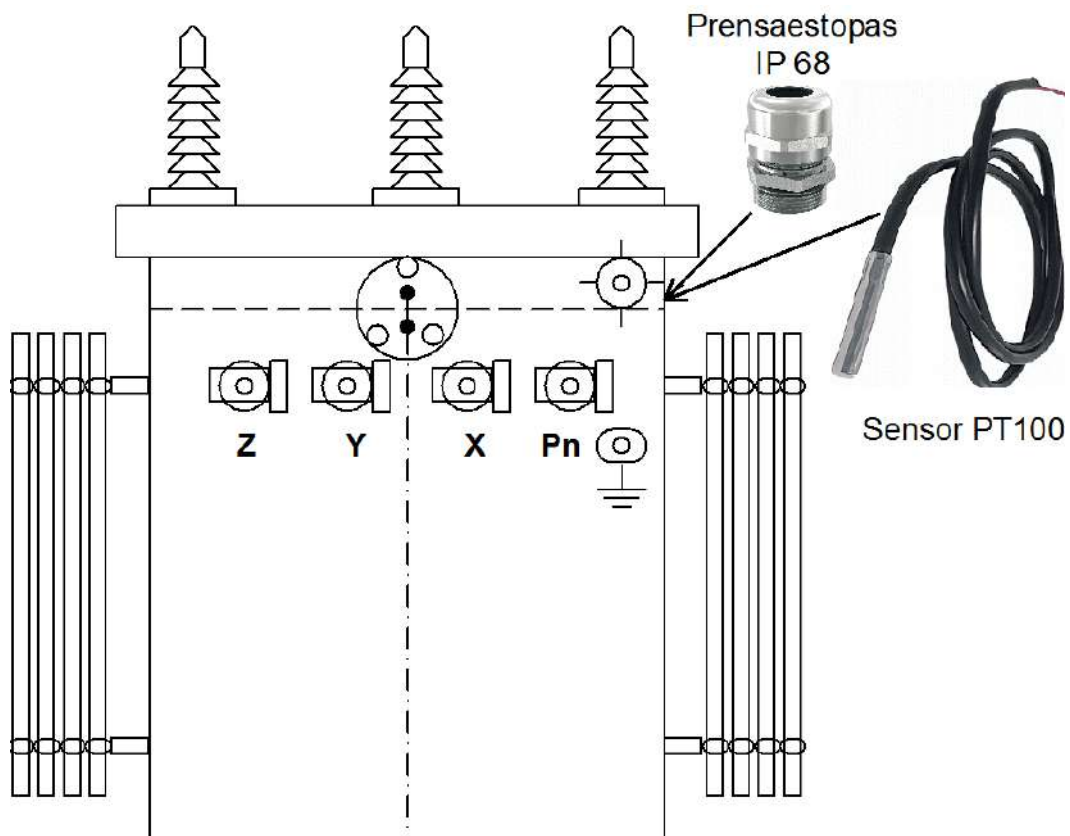


Figura 12.2: Ubicación del sensor de temperatura PT100 dentro del transformador de distribución en campo

### 12.3. APÉNDICE B.3: DIAGRAMA TENTATIVA DE COMPONENTES

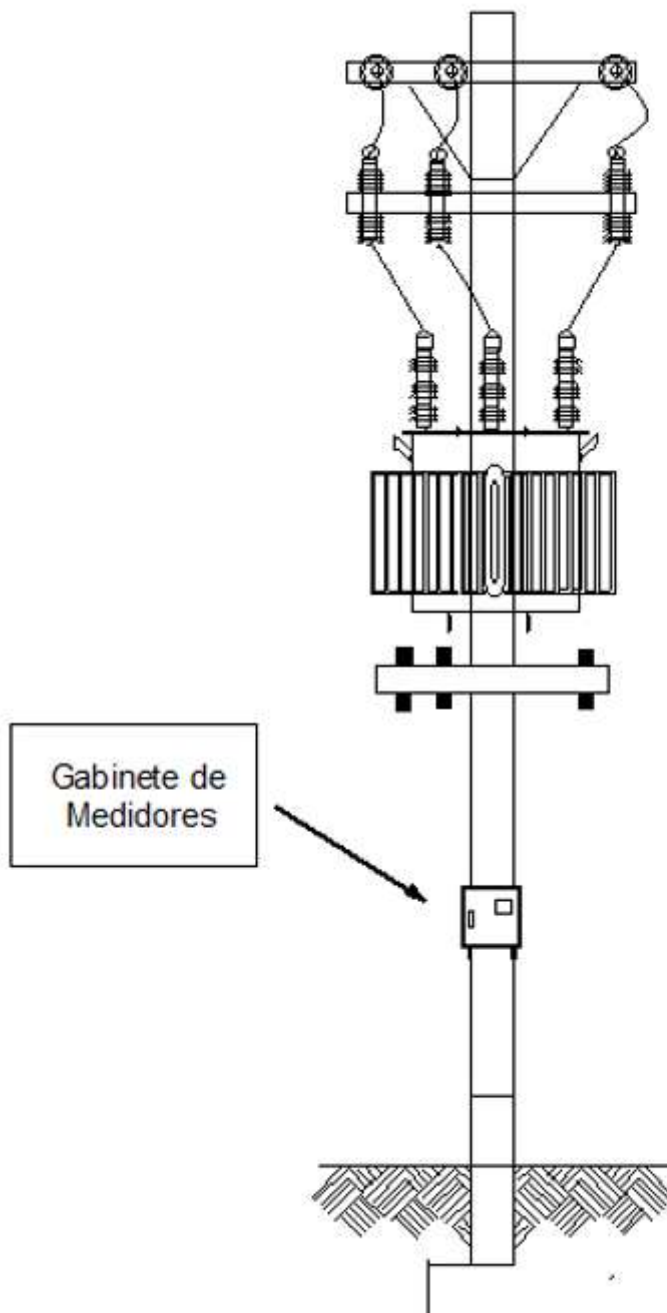


Figura 12.3: Ubicación - tentativa de los gabinetes junto al Puesto de Distribución ANDE

## VIII. ANEXO I

### COBERTURA DE TECNOLOGÍA CELULAR

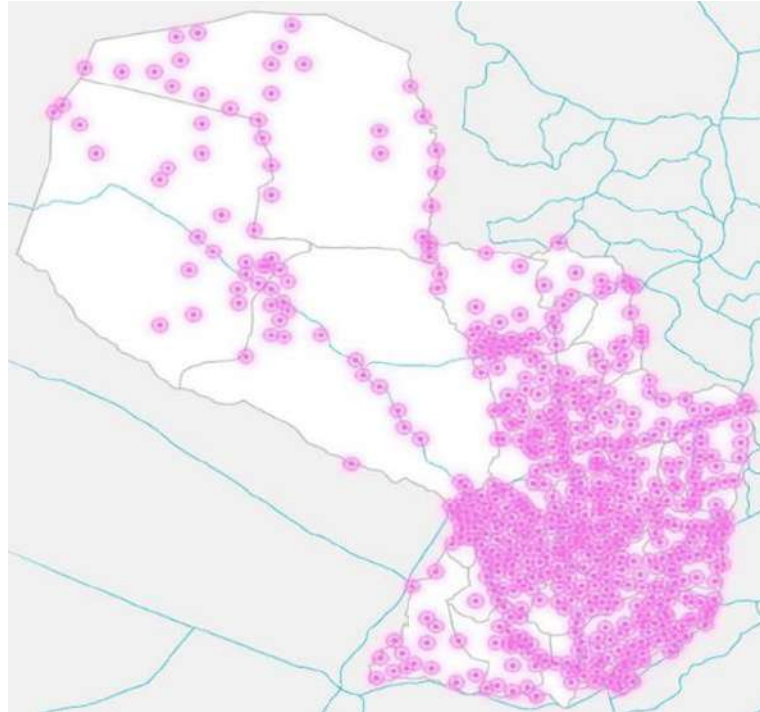


Figura 13.1: Cobertura 2G TIGO [115]

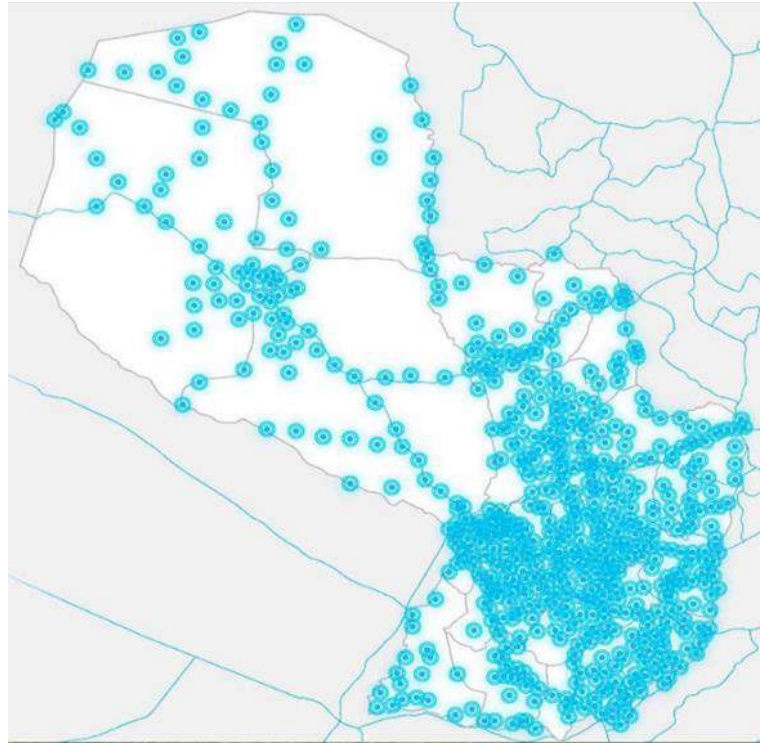


Figura 13.2: Cobertura 3G TIGO [115]

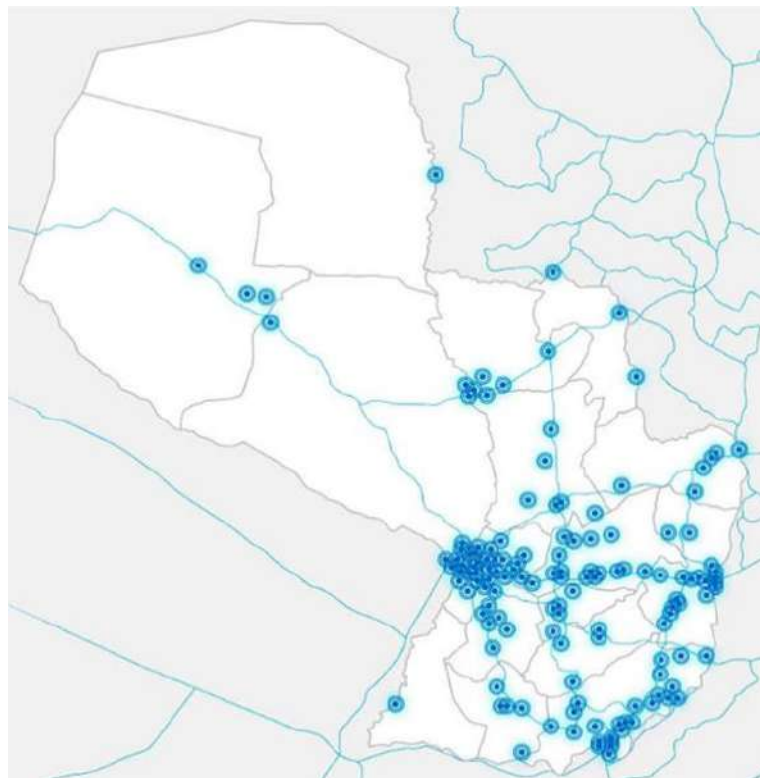


Figura 13.3: Cobertura 4G TIGO [115]



Figura 13.4: Cobertura TIGO Departamento de Caaguazú [116]



Figura 13.5: Cobertura de telefonía Personal en el territorio Nacional [117]



Figura 13.6: Cobertura personal en el Departamento de Caaguazú [117]



Figura 13.7: Cobertura de telefonía Claro en el territorio Nacional [117]

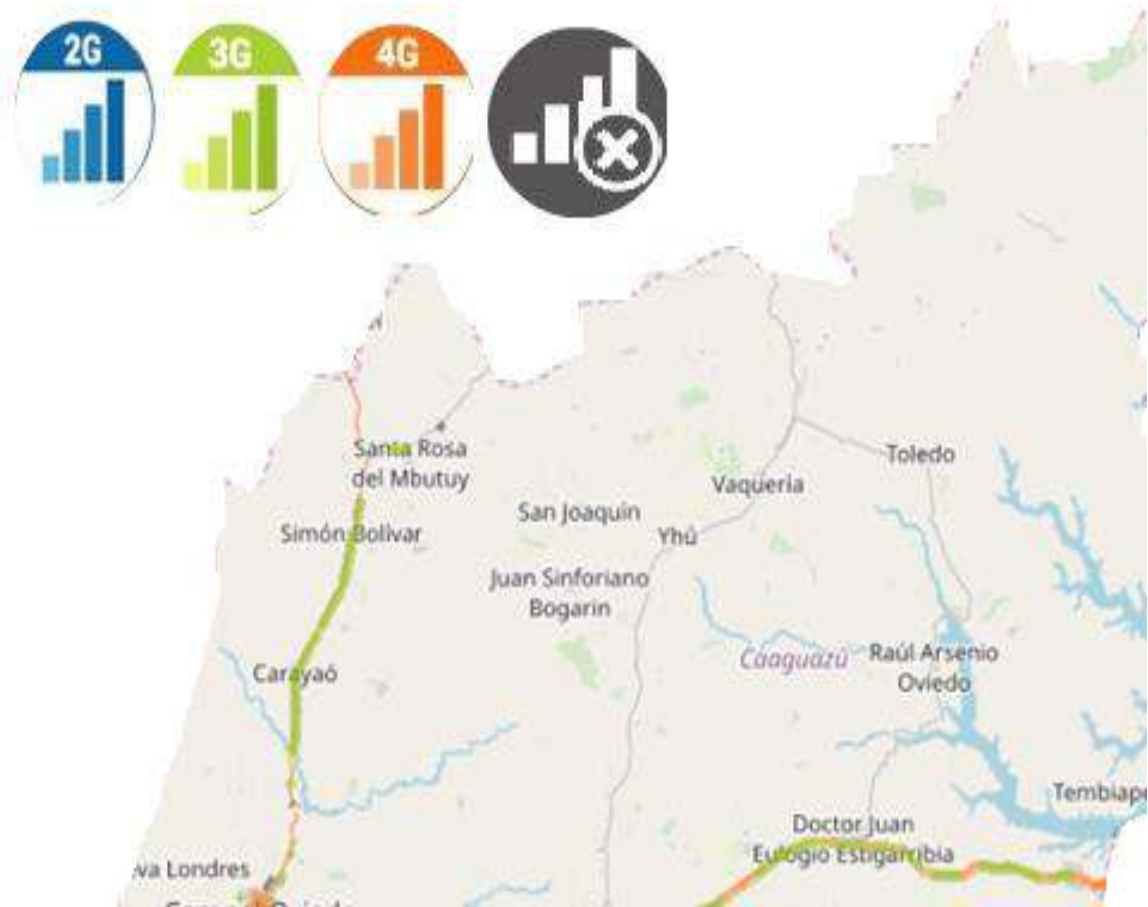


Figura 13.8: Cobertura Claro en el Departamento de Caaguazú [117]

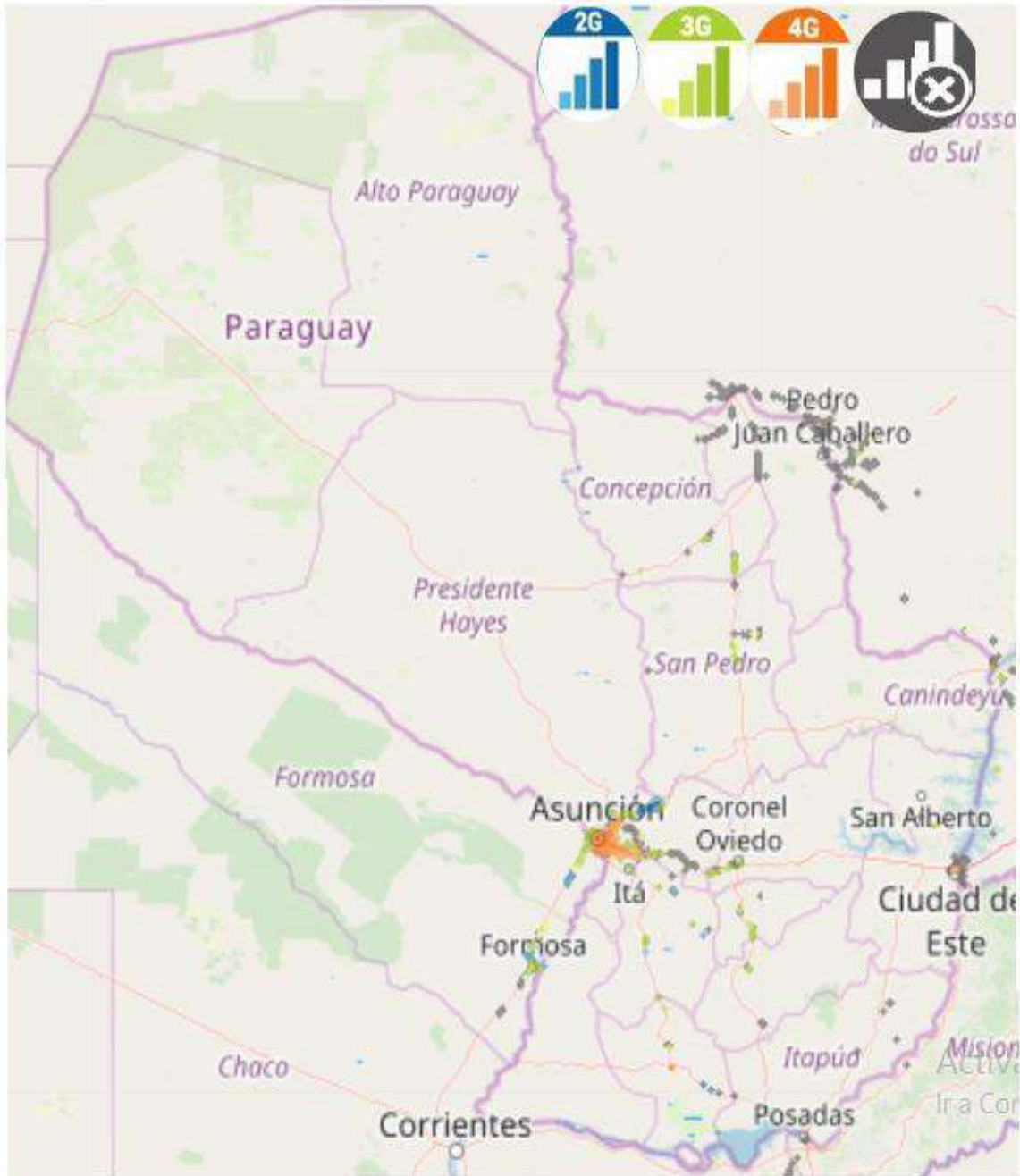


Figura 13.9: Cobertura Telefonía Vox en el territorio Nacional [117]



Figura 13.10: Cobertura Vox en el Departamento de Caaguazú [117]

## IX. ANEXO II

### DESPLIEGUE DE ENLACES DE FO ANDE



Figura 14.1: Despliegue de la cobertura de F.O. en las ciudades más influyentes del Departamento de Caaguazú.

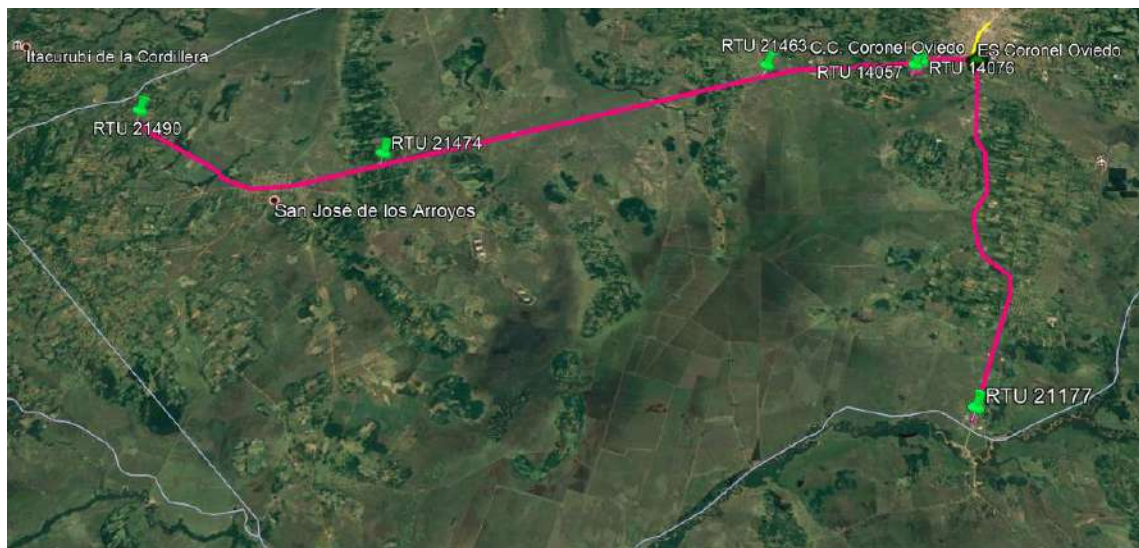


Figura 14.2: despliegue de F.O. desde San José – ES. Coronel. Oviedo.

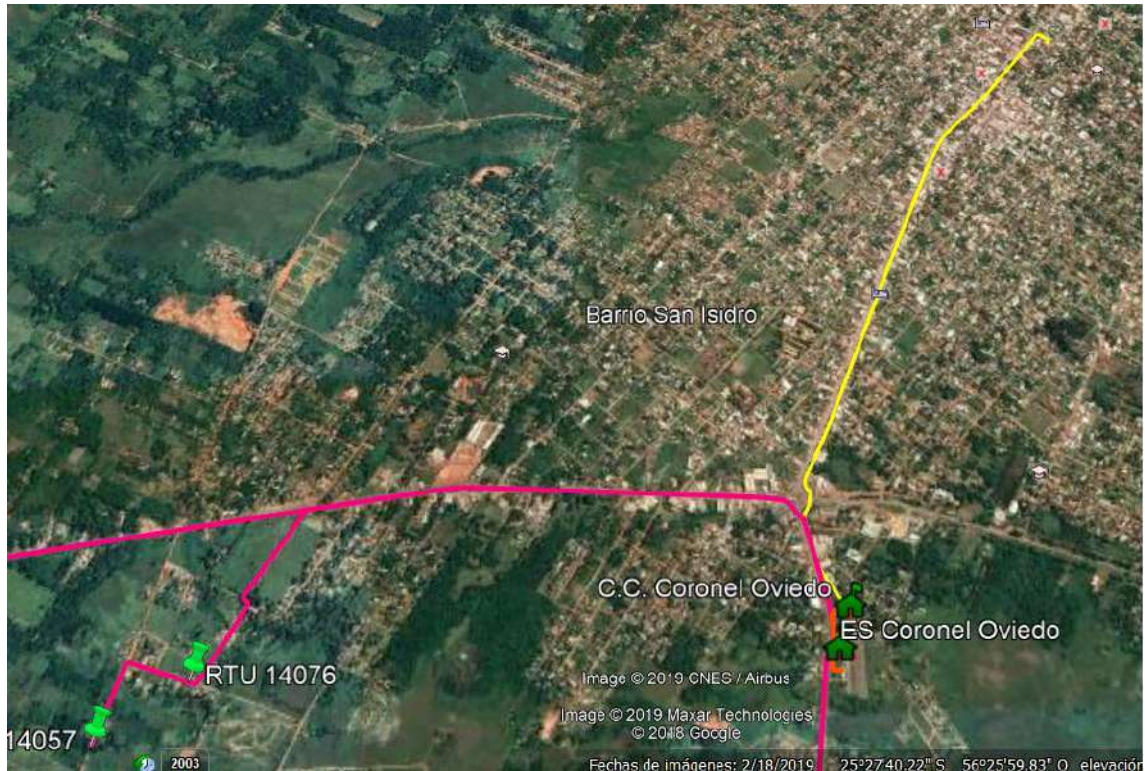


Figura 14.3: Despliegue de la F.O. en el casco urbano de Coronel Oviedo

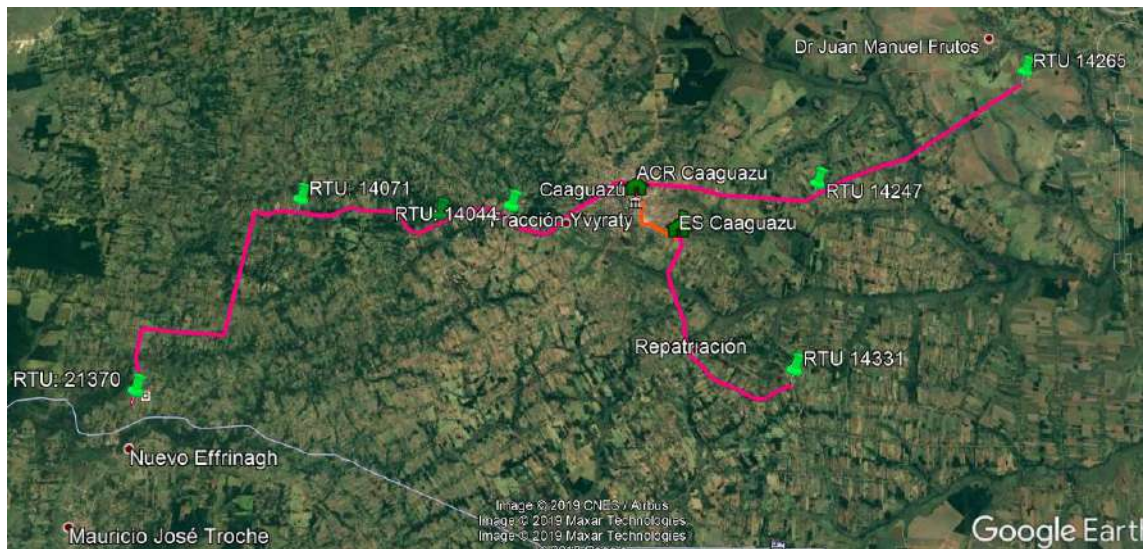


Figura 14.4: Despliegue de la F.O. de mayor influencia en la Ciudad de Caaguazú.



Figura 14.5: Despliegue de la F.O. en los cascos urbanos de Caaguazú y posterior seguimiento en otras ciudades aledañas.

Fuente: División de Sistemas de Comunicación. ANDE

## X. BIBLIOGRAFIA

- [1] Morón, Juan Antonio Yebra, *Sistemas Eléctricos de Distribución*, México: ER, 2009.
- [2] P. Aracena, *SISTEMA PARA DIAGNOSTICOS REDES DE BAJA TENSIÓN MEDIANTE ANALISIS DE*, Santiago, 2016.
- [3] Samuel Ramirez Castaño, *Redes de Distribucion de Energia*, tercera ed., Colombia, 2004.
- [4] Facultad de Ingenieria Universidad Autonoma de Campeche, «Transformadores,» *Maquinas Electricas*, 2011.
- [5] «www.labc.usb.ve,» [En línea]. Available: <http://www.labc.usb.ve/paginas/mgimenez/Ec1181ele/Material/Trasformadores/Transformador.PDF>.
- [6] «Transformadores,» [En línea]. Available: <http://www.transformadores.cl/noticias/tipos-transformador-distribucion/>.
- [7] B. s. categoria, «transformadorespsm.wordpress.com,» octubre 2015. [En línea]. Available: <https://transformadorespsm.wordpress.com/2015/10/29/importancia-de-los-transformadores-en-los-sistemas-electricos/>.
- [8] «slideshare,» [En línea]. Available: <https://es.slideshare.net/NicolasBenitez1/161513493-transformadoresdedistribucionpdf>.
- [9] P. Concha, «patricioconcha.ubb.cl,» [En línea]. Available: <http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/tipos.htm>.

- [10] P. Zúñiga, «instalaciones electricas residenciales blogspot.com,» 20 Septiembre 2012. [En línea]. Available: <https://instalacioneselectricasresidenciales.blogspot.com/2015/11/5-tipos-de-transformadores-de.html>.
- [11] S. J. Chapman, "Maquinas Electricas" 3ra Edición, Mc Graw Hill, p. Pag. 62.
- [12] «Educativa Catedu,» [En línea]. Available: [http://educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/3000/3015/html/134\\_valores\\_y\\_parmetros\\_de\\_un\\_transformador.html](http://educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/3000/3015/html/134_valores_y_parmetros_de_un_transformador.html).
- [13] «Repositorio.espe.edu.ec,» [En línea]. Available: <https://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/9126/1/T-ESPEL-EMI-0270.pdf>.
- [14] S. G. Y. Rosales, «Protecciones Aplicables a proyectos de Generacion Distribuida Renovables,» 2011, pp. 179-180.
- [15] A. Industrial, «Automatismoindustrial.com,» [En línea]. Available: <https://automatismoindustrial.com/motores/1-3-6-transformadores/1-3-6-13-protecciones-propias-de-transformador/>.
- [16] web, «<http://si.usfx.bo>,» [En línea]. Available: <http://si.usfx.bo/planestudio/ctrl/programa/programaAsignatura.php?idDocente=3593419&idMateria=ELT450&idCarrera=45&gestion=2/2015&nombreMateria=PROTECCIONES%20DE%20S.E.P.&idf=TE&idp=3>.
- [17] «sistemas de proteccion de redes electricas,» [En línea]. Available: <file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/309914419-Sistemas-de-Proteccion-Para-Redes-de-Distribucion-Elctrica.pdf>.
- [18] J. m. co, «leyden.com.ar,» [En línea]. Available: [http://www.leyden.com.ar/esp/pdf/descargadores\\_zforce.pdf](http://www.leyden.com.ar/esp/pdf/descargadores_zforce.pdf).

- [19] T. c. c. poder, «es.tciinsulator.com,» [En línea]. Available: [https://es.tciinsulator.com/home/productdetail/Descargador-Polim-rico-xido-de-Zinc\\_91.html](https://es.tciinsulator.com/home/productdetail/Descargador-Polim-rico-xido-de-Zinc_91.html).
- [20] I. ABB, Instrucciones para Transformadores de Instrucciones para Transformadores de.
- [21] A. M. M. Parceró, ANÁLISIS DE CRITERIOS Y FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA: APLICACIÓN A TRANSFORMADOR.
- [22] J. C. López-Vázquez, ESTUDIO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS SMART GRIDS, 2016.
- [23] J. M. A. B., «SERVICIOS DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) PARA REDES INTELIGENTES Y SU ADAPTABILIDAD EN EL MARCO DE LA LEGISLACION ECUATORIANA,» 2011.
- [24] Y. Agalgaonkar, C. Marinovici, S. Vadari, K. Schneider y R. Melton, ADMS State of the Industry and Gap Analysis, Richland: Pacific Northwest National Laboratory, 2016.
- [25] T. c. s. limites, «LOS SISTEMAS DMS Y LA GESTIÓN INTELIGENTE DE REDES ELÉCTRICAS,» [En línea]. Available: <http://www.tesacom.net/novedades/conoce-los-sistemas-dms-y-la-gestion-inteligente-de-redes-electricas/>.
- [26] R. C. R. S. E. Washington Benalcázar, Estudio del sistema para la gestión de interrupciones OMS, en redes de distribución eléctricas y de los requerimientos de su implementación, Lima.
- [27] H. K. Tim Taylor, «electric energy online.com,» [En línea]. Available: <https://electricenergyonline.com/energy/magazine/389/article/Integrated-SCADA-DMS-OMS-Increasing-Distribution-Operations-Efficiency.htm>.

- [28] «dspace.espol.edu.ec,» [En línea]. Available: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/7979/1/D-39566.pdf>.
- [29] «dspace.ucuenca.edu.ec,» [En línea]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/2550/1/tm4468.pdf>.
- [30] S. R. Diego Idrovo, «Análisis de factibilidad para la implementación de un sistema AMI mediante contadores inteligentes,» Cuenca, 2012.
- [31] B. G. G. Vicente y S. M. C. Leonardo, Estudio de Factibilidad para la implementación de telemedición en empresas de distribución del Ecuador, Quito, 2011.
- [32] «ElectroIndustria,» [En línea]. Available: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=624>.
- [33] «Concepto.de,» [En línea]. Available: <https://concepto.de/medicion/>.
- [34] «repositorio digital,» [En línea]. Available: [http://bibdigital.epn.edu.ec/simple-search?query=sistema+de+monitoreo+de+transformadores&sort\\_by=score&order=desc&rpp=10&etal=0&start=80](http://bibdigital.epn.edu.ec/simple-search?query=sistema+de+monitoreo+de+transformadores&sort_by=score&order=desc&rpp=10&etal=0&start=80).
- [35] «Sistemas de Control y Monitoreo.,» de *Lineamientos Técnicos para Factibilidades*, SIAPA, febrero 2014, p. capítulo 12.
- [36] P. H. ALEJANDRO, «Descripción de sistemas modernos de monitoreo en línea de transformadores de potencia,» México, 2012.
- [37] «Usuario Downloads,» [En línea]. Available: <file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/UPS-CT005050.pdf>.
- [38] «omega,» [En línea]. Available: <https://es.omega.com/pptst/UWTC.html>.

- [39] N. Instruments, «www.ni.com,» [En línea]. Available: <https://www.ni.com/data-acquisition/what-is/esa/>.
- [40] «Repository Javeriana,» [En línea]. Available: <https://repository.javeriana.edu.co/bitstream/handle/10554/7572/tesis102.pdf?sequence=1>.
- [41] C. d. E. T. -. G. EPM, SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE MEDIDORES DE ENERGIA Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA, 2017.
- [42] S. P. R. CASCO, «repositorio.espe.edu.ec,» [En línea]. Available: <https://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/12403/1/T-ESPEL-ENI-0372.pdf>.
- [43] W. O. RIVERA, “Selección y Especificación de Transformadores de Corriente y Potencial en Instalaciones Eléctricas Industriales”, MÉXICO, D.F., FEBRERO 2014.
- [44] «ANDE Fotografía tomada por el autor en el Dpto. perdidas Tecnicas,» 2018.
- [45] T. Committee, «IEEE Standard Requirements for C57.13,» 2008.
- [46] c. I. Standard, «INSTRUMENT, CURRENT TRANSFORMERS IS/IEC 60044-1 : 2003,» 2003.
- [47] «ingenieria mecafenix,» [En línea]. Available: <https://www.ingmecafenix.com/automatizacion/sensor-temperatura-termopar/>.
- [48] «National Instruments,» [En línea]. Available: <http://sine.ni.com/nips/cds/view/p/lang/es/nid/210626>.

- [49] P. CONTACT. [En línea]. Available: [https://www.phoenixcontact.com/assets/downloads\\_ed/global/web\\_dwl\\_promotion/105238\\_ES\\_MSR-Technik\\_Anwenderhandbuch\\_LoRes.pdf](https://www.phoenixcontact.com/assets/downloads_ed/global/web_dwl_promotion/105238_ES_MSR-Technik_Anwenderhandbuch_LoRes.pdf).
- [50] [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/RTD>.
- [51] [En línea]. Available: [http://www.sapiensman.com/medicion\\_de\\_temperatura/termorresistencias.htm](http://www.sapiensman.com/medicion_de_temperatura/termorresistencias.htm).
- [52] [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/RTD>.
- [53] P. INST.. [En línea]. Available: <https://www.pce-iberica.es/instrumentos-de-medida/sistemas/transductores.htm>.
- [54] I. S. C57.119, «IEEE Std C57.119-2001».
- [55] Wikipedia, «Wikipedia,» [En línea]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Distribution\\_Transformer\\_Monitor](https://en.wikipedia.org/wiki/Distribution_Transformer_Monitor) . [Último acceso: 20 Noviembre 2020].
- [56] Ingenu, «Ingenu,» [En línea]. Available: <https://www.ingenu.com/portfolio/gridsense-transformeriq-p>. [Último acceso: 20 Noviembre 2020].
- [57] G. G. V. D. A. P. AGUDELO., DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y AGUA POTABLE REMOTO CON INTERACCIÓN AL USUARIO BASADO EN EL CONCEPTO “INTERNET DE LAS COSAS”, 2016.
- [58] WEG, «www.weg.net,» [En línea]. Available: <https://www.weg.net/catalog/weg/BR/es/Automatizaci%C3%B3n-Industrial/Controls/Protecci%C3%B3n-de-Circuitos/Multimedidores-y-Medidores-Inteligentes/Medidores-Inteligentes-de-Energ%C3%ADa->

SMW/Medidores-Inteligentes-de-Energ%C3%ADa-  
SMW/p/MKT\_WDC\_BRAZIL\_METER.

- [59] sznari, «www.sznari.com,» [En línea]. Available: <http://www.sznari.com/main/English/PRODUCT/DistributionAutomation/Terminal/649.shtml>.
- [60] L. electric, «www.lucyelectric.com,» [En línea]. Available: <https://www.lucyelectric.com/product/gemini-2-5-remote-terminal-unit/#gallery-image-3>.
- [61] Arquitectura I. I. Consortium, «The Industrial Internet of Things Volume G1: Reference Architecture,» *Ind. Internet Consort.*, vol. vol. 1.80, p. pp. 1–7, 2017.
- [62] ionos, «ionos,» [En línea]. Available: <https://www.ionos.es/digitalguide/hosting/cuestiones-tecnicas/bases-de-datos-relacionales/>. [Último acceso: 2 Diciembre 2020].
- [63] dewesoft.com, «dewesoft.com,» [En línea]. Available: <https://dewesoft.com/es/daq/que-es-adquisicion-de-datos>. [Último acceso: 2 Diciembre 2020].
- [64] D. S. T. K. S. E. C. B. Vehbi C. Gungor, «Smart Grid Technologies: Communication».
- [65] J. J. T. D. C. L. F. Rodríguez, «PROTOCOLOS INDUSTRIALES Y DE TELECONTROL PARA SISTEMAS,» Bogota, 2008.
- [66] P. Rietmann, «Revistaei.cl,» [En línea]. Available: <http://www.revistaei.cl/2015/02/23/experto-presento-segunda-edicion-de-normativa-iec-61850/>.

- [67] P. L. Josep Rafecas, «es.slideshare.net,» [En línea]. Available: <https://es.slideshare.net/fnuno/la-norma-iec-61850-estndar-de-comunicacin-para-subestaciones-elctricas>.
- [68] «Ensotest Energy software y testing,» [En línea]. Available: <https://www.ensotest.com/es/dnp3/>.
- [69] C. -. I. (. N. d. Ciberseguridad), Seguridad y Protocolo Industrial, Febrero 2017.
- [70] A. S. S. Vásquez, SISTEMA ELECTRÓNICO DE MONITOREO Y CONTROL PARA LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS HOGARES, Ambato, 2017.
- [71] «Area Tecnologia movil,» [En línea]. Available: <http://www.areatecnologia.com/telefonía-movil.html>.
- [72] U.S. Department of Energy, «MODERN DISTRIBUTION GRID Volume II: Advanced Technology Maturity Assessment. Version 2.0.,» U.S. Department of Energy, 2019.
- [73] «psatelefoniamovil/generacion-2g,» [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/psatelefoniamovil/generacin-2-2g>.
- [74] bibing.us.es/proyectos, «Principios Basicos CDMA,» [En línea]. Available: [http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/11244/fichero/Volumen+1%252F6\\_CDMA\\_PRINCIPIOS\\_BASICOS.pdf](http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/11244/fichero/Volumen+1%252F6_CDMA_PRINCIPIOS_BASICOS.pdf).
- [75] eve-ingsistemas-blogspot, «El sistema global,» [En línea]. Available: <http://eve-ingsistemas-u.blogspot.com/2012/04/el-sistema-global-para.html>.
- [76] «Guiaspracticass.com,» [En línea]. Available: <http://www.guiaspracticass.com/telefonía-movil/gsm>.

- [77] U. viu, «sistemas gprs concepto generales,» [En línea]. Available: <https://www.universidadviu.com/sistemas-gprs-concepto-general-usos-principales/>.
- [78] r. a. gprs, «exa.unne.edu.ar,» [En línea]. Available: <http://exa.unne.edu.ar/informatica/redes-ap/apuntesAlumnos/gprs-wiki.pdf>.
- [79] m. noticias, «bbc.com,» [En línea]. Available: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-37247130>.
- [80] D. t. sim, «alegsa.com.ar,» [En línea]. Available: [http://www.alegsa.com.ar/Dic/tarjeta\\_sim.php](http://www.alegsa.com.ar/Dic/tarjeta_sim.php).
- [81] T. m. 3g, «wikipedia.com,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Telefon%C3%ADa\\_m%C3%B3vil\\_3G](https://es.wikipedia.org/wiki/Telefon%C3%ADa_m%C3%B3vil_3G).
- [82] U. M. t. system, «Wikipedia.com,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Universal\\_Mobile\\_Telecommunications\\_System](https://es.wikipedia.org/wiki/Universal_Mobile_Telecommunications_System).
- [83] l. t. d. d. e. l. t. movil, «www.redestelematicas.com,» [En línea]. Available: <http://redestelematicas.com/la-transmision-de-datos-en-la-telefonía-movil/>.
- [84] HSDPA, «Wikipedia.org,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/High-Speed\\_Downlink\\_Packet\\_Access](https://es.wikipedia.org/wiki/High-Speed_Downlink_Packet_Access).
- [85] HSUPA, «mikipedia.org,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/High-Speed\\_Uplink\\_Packet\\_Access](https://es.wikipedia.org/wiki/High-Speed_Uplink_Packet_Access).
- [86] m. 4g, «Wikipedia.org,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Telefon%C3%ADa\\_m%C3%B3vil\\_4G](https://es.wikipedia.org/wiki/Telefon%C3%ADa_m%C3%B3vil_4G).
- [87] content/uploads, «tierradelazaro.com,» [En línea]. Available: <http://www.tierradelazaro.com/wp-content/uploads/2016/04/4G.pdf>.

- [88] L. (Telecomunicaciones), «wikipedia.org,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/LTE\\_\(telecomunicaciones\)](https://es.wikipedia.org/wiki/LTE_(telecomunicaciones)).
- [89] Wimax, «Wikipedia.org,» [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/WiMAX>.
- [90] wibro, «Wikipedia,» [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/WiBro>.
- [91] gsm-gprs, «www.gingeniera.net,» [En línea]. Available: <http://www.gningenieria.net/V4/es/gprs.php>.
- [92] g. m. antena, «www.usriot.com,» [En línea]. Available: <https://www.usriot.com/products/rs232-gsm-modem.html>.
- [93] 4g, «wikipedia.org,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Telefon%C3%ADa\\_m%C3%B3vil\\_4G](https://es.wikipedia.org/wiki/Telefon%C3%ADa_m%C3%B3vil_4G).
- [94] «everythingrf,» [En línea]. Available: <https://www.everythingrf.com/community/what-is-wi-sun>. [Último acceso: 19 Diciembre 2020].
- [95] biddigital, «bibdigital.epn.edu.ec,» [En línea]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/83/1/CD-0055.pdf>.
- [96] P. C. B. G. E. A. Q. S. Andrés Mauricio Agudelo Ramírez, Espectro Ensanchado por Saltos de Frecuencia para la Transmisión de Información por Líneas de potencia, 2013.
- [97] N. Lopez, «es.slideshare.net.Transmisión de Datos por RF,» 2015. [En línea]. Available: <https://es.slideshare.net/nallely2015/transmisin-de-datos-por-radio-frecuencia>.
- [98] «astronomia2009.es,» [En línea]. Available: <http://www.astronomia2009.es>.

- [99] U.-R. SM.2423-0, «Aspectos técnicos y operativos de las redes de área extensa y baja potencia para las comunicaciones entre máquinas y la Internet de las cosas en gamas de frecuencias armonizadas para el funcionamiento de dispositivos de corto alcance,» 2018.
- [100] Indigoo, «Indigoo,» [En línea]. Available: [http://indigoo.com/dox/itdp/12\\_MobileWireless/LPWAN.pdf?\\_ga=2.211289628.844038913.1572894686-1058671796.1572894686](http://indigoo.com/dox/itdp/12_MobileWireless/LPWAN.pdf?_ga=2.211289628.844038913.1572894686-1058671796.1572894686). . [Último acceso: 21 Noviembre 2020].
- [101] S. H. Caballero, Estudio en detalle de LoRaWAN. Comparación con otras tecnologías LPWAN considerando diferentes patrones de tráfico, 2020.
- [102] Sigfox, «Sigfox,» [En línea]. Available: <https://www.sigfox.com/en>. [Último acceso: 21 Noviembre 2020].
- [103] «rfwireless-world,» [En línea]. Available: <https://www.rfwireless-world.com/Tutorials/Sigfox-network-architecture.html>. [Último acceso: 21 Noviembre 2020].
- [104] «lora-alliance.org,» [En línea]. Available: <https://lora-alliance.org/sites/default/files/2018-04/what-is-lorawan.pdf>. [Último acceso: 21 Noviembre 2020].
- [105] «sierrawireless.com,» [En línea]. Available: <https://www.sierrawireless.com/iot-blog/lte-m-vs-nb-iot/>. [Último acceso: 22 Noviembre 2020].
- [106] D. C. Portero, Aplicación de comunicaciones inalámbricas LPWAN para detección de incendios forestales basados en sistemas IoT.
- [107] S. R. Rolando Idrovo, Analisis de factibilidad para la implementacion de un sistema AMI mediante contadores inteligentes por parte de la empresa azogues C.A., Cuenca, 2012.

- [108] E. Cubana, «Fibra optica,» de *Fibra optica*.
- [109] A. K., «CreceNegocios,» 9 Junio 2019. [En línea]. Available: <https://www.crecenegocios.com/flujo-de-caja/>. [Último acceso: 3 Septiembre 2020].
- [110] A. K., «CreceNegocios,» 14 Septiembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.crecenegocios.com/van-y-tir/>. [Último acceso: 3 Septiembre 2020].
- [111] Universidad ESAN, [En línea]. Available: <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/el-pri-uno-de-los-indicadores-que-mas-llama-la-atencion-de-los-inversionistas/#:~:text=El%20per%C3%ADodo%20de%20recuperaci%C3%B3n%20de,ser%C3%A1%20cubierta%20la%20inversi%C3%B3n%20inicial..> [Último acceso: 27 08 2020].
- [112] A. K., «CreceNegocios,» 14 Septiembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.crecenegocios.com/analisis-costo-beneficio>. [Último acceso: 4 Septiembre 2020].
- [113] J. S.-D. S. M. R. V. M. C. C. J. C. W. P.L. Lewin, THE STATE OF THE ART OF CONDITION MONITORING: WHERE DO WE GO FROM HERE?.
- [114] E. Contreras, «Actualización de la tasa social de descuento,» SNIP, 2017.
- [115] tigo, «[www.tigo.com.py](http://www.tigo.com.py),» [En línea]. Available: <https://www.tigo.com.py/cobertura>.
- [116] nperf, «[www.nperf.com](http://www.nperf.com),» [En línea]. Available: <https://www.nperf.com/es/map/PY/-/-/signal/?ll=-23.53995795877005&lg=-58.45500000000005&zoom=6>.

[117] nperf, «nperf personal,» [En línea]. Available:  
<https://www.nperf.com/es/map/PY/-/167632.Personal-Mobile/signal/?ll=-23.53995795877005&lg=-58.455000000000005&zoom=6>.