

UNIVERSIDAD FRANCISCO GAVIDIA  
DIRECCION DE POSTGRADOS Y EDUCACION CONTINUA  
MAESTRIA EN INFORMATICA APLICADA EN REDES



TESIS:

DISEÑO DE LA METODOLOGÍA PARA EVALUAR, SELECCIONAR E IMPLEMENTAR UN SERVIDOR QUE PERMITA, LA SINCRONIZACION DEL TIEMPO EN EQUIPOS DE LA INDUSTRIA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR, A TRAVÉS DE LA RED DE DATOS.

INTEGRANTES:

ING. JOSE MANUEL DE JESUS TOBAR RECINOS.

SAN SALVADOR, MARZO DE 2017

**UNIVERSIDAD FRANCISCO GAVIDIA**  
**DIRECCION DE POSTGRADOS Y EDUCACION CONTINUA**



**RECTOR:**

**ING. MARIO ANTONIO RUIZ RAMIREZ**

**SECRETARIA GENERAL:**

**LIC. TERESA DE JESUS GONZALES DE MENDOZA**

**DIRECTOR DE POSTGRADOS Y EDUCACION CONTINUA:**

**ING. JUAN MANUEL MUÑOZ RAPP**

**Dirección de Postgrados y Educación Continua**

**ACTA DE DEFENSA DE TRABAJO DE GRADUACIÓN**

Acta N° 01/2017

En el aula de estudio número uno del Edificio de Postgrados y Educación Continua, de la Universidad Francisco Gavidia, a las doce horas del día cuatro de marzo del dos mil diecisiete; siendo este el día y la hora señalada para el análisis y la defensa del Trabajo de Graduación Titulado: ***“Diseño de la Metodología para evaluar, seleccionar e implementar un servidor que permita la sincronización del tiempo en equipos de la industria de generación eléctrica en El Salvador, a través de la red de datos”***, presentado por el egresado **José Manuel de Jesús Tobar Recinos** de la Maestría en Informática Aplicada en Redes y estando presente los interesados y el jurado, se procedió a dar cumplimiento a lo estipulado, habiendo llegado el Jurado, después del interrogatorio y las deliberaciones correspondientes, a pronunciarse por este fallo:

José Manuel de Jesús Tobar Recinos

fallo:

*Aprobado.*

Y no habiendo más que hacer constar, se da por terminada la presente.

Presidente

Lic. Ricardo Ernesto Marroquin Leonor

Vocal

Ing. Nelson Antonio Tesorero Valencia

Vocal:

Ing. James Eduard Humberstone Morales

Jessica Lissette Colocho Muñoz

OBSERVADORA

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>7</b>
<b>INDICE DE TABLAS .....</b>	<b>8</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>9</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>11</b>
<b>CAPITULO I.....</b>	<b>12</b>
<b>Generalidades .....</b>	<b>12</b>
1.0 Planteamiento del Problema .....	12
1.0.1 Enunciado del Problema .....	12
1.0.2 Formulación del Problema.....	15
1.1 Objetivos .....	16
1.1.1 Objetivo General .....	16
1.1.2 Objetivos Específicos.....	16
1.2 Justificación.....	17
1.3 Hipótesis.....	18
<b>CAPITULO II.....</b>	<b>20</b>
<b>Marco Teórico .....</b>	<b>20</b>
2.0 Antecedentes .....	20
2.0.1 Evolución del Reloj.....	20
2.0.2 Evolución del Servidor de Tiempo .....	22
2.1 Marco de Referencia.....	23
2.1.1 Sincronización del Reloj .....	23
2.1.2 Tipos de Sincronización.....	24
2.1.3 Algoritmos Utilizados Para la Sincronización de Relojes Lógicos .....	25
2.1.4 Algoritmos Utilizados Para la Sincronización de Relojes Físicos.....	25
2.2 Protocolos de Sincronización .....	27

2.2.1	NTP (Network Time Protocol). Protocolo de Tiempo de Red .....	27
2.2.2	SNTP (Single Network Time Protocol). Protocolo Simple de Tiempo de Red.....	30
2.2.3	PTP (Precision Time Protocol IEEE1588). Protocolo de Precisión de Tiempo .....	30
2.2.4	IRIG.....	35
2.2.5	Diferencias Entre Protocolos .....	38
2.3	Precisión de Tiempo en la Industria Eléctrica y las Redes Inteligentes (Smart Grid) .....	39
2.4	Norma IEC 61850 .....	41
2.4.1	Modelado.....	46
2.4.2	Campos de Aplicación de la Norma .....	48
<b>CAPITULO III.....</b>		<b>49</b>
<b>Diseño de la Investigación .....</b>		<b>49</b>
3.0	Tipo de Estudio.....	49
3.1	Población.....	49
3.2	Muestra.....	51
3.3	Instrumentos para la Recolección de la Información .....	52
3.4	Técnicas de Análisis para el Tratamiento de Datos .....	52
<b>CAPITULO IV .....</b>		<b>53</b>
<b>Resultados de Investigación de Campo .....</b>		<b>53</b>
4.0	Presentación de Resultados por Empresa .....	53
4.1	Presentación de Resultados Globales.....	60
4.2	Conclusiones de los Resultados .....	63
<b>CAPITULO V .....</b>		<b>64</b>
<b>Metodología para Implementar la Sincronización de Tiempo en Subestaciones de la Industria de Generación de Energía Eléctrica .....</b>		<b>64</b>
5.0	Guía de Implementación de la Metodología .....	65
5.1	Sincronización de Tiempo Fundamentada en las Mejores Prácticas de Diseño de la Norma IEC 61850.....	68
5.1.1	Determinar el Tiempo de Rendimiento de Clase (Time Performance Class) .....	69

5.1.2	Seleccionar la IEC 61850-9-2 o la IEC 61850-9-3.....	74
5.1.3	Establecer los Relojes de Sincronización .....	77
5.1.4	Utilizar Redes Ethernet para la Sincronización de Tiempo y las Comunicaciones .....	79
5.1.5	Emplear Cables Forros y Conectores que no Afecte las Emisiones Electromagnéticas .	82
5.1.6	Aplicar Redundancia de Rutas de Red .....	83
5.1.7	Efectuar Pruebas .....	86
<b>CAPITULO VI .....</b>		<b>90</b>
<b>Resultado de Hipótesis, Conclusiones y Recomendaciones .....</b>		<b>90</b>
6.0	RESULTADO DE HIPÓTESIS .....	90
6.1	CONCLUSIONES .....	92
6.2	RECOMENDACIONES .....	94
<b>ANEXOS .....</b>		<b>95</b>
Anexo A: Formulario .....		95
Anexo B: Diagrama Conceptual de Metodología de Sincronización de Tiempo .....		98
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>		<b>99</b>
<b>Glosario.....</b>		<b>104</b>

## INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. PETICIÓN Y RESPUESTA. ....	29
FIGURA 2. PETICIÓN Y RESPUESTA. ....	31
FIGURA 3. CÁLCULO DEL DELAY. ....	32
FIGURA 4. JERARQUÍA PTP. ....	33
FIGURA 5. FORMATOS PERMITIDOS PARA EL CÓDIGO IRIG. ....	36
FIGURA 6. ESTRUCTURA DE TRAMA IRIG B (VERSIÓN 1). ....	37
FIGURA 7. EJEMPLO DE TRAMA IRI B (VERSIÓN 1). ....	37
FIGURA 8. ELEMENTOS QUE CONFORMAN LA TRAMA IRIG B (VERSIÓN 1). ....	38
FIGURA 9. MODELO ENERGÉTICO ACTUAL Y MODELO ENERGÉTICO SMART GRID. ....	40
FIGURA 10. NIVELES DE INTERFACE LÓGICA. ....	43
FIGURA 11. EJEMPLIFICACIÓN DE MODELADO DE UNA SUBESTACIÓN. ....	47
FIGURA 12. DISTRIBUCIÓN EMPRESAS GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR. ....	50
FIGURA 13. TIPOS DE SERVICIO. ....	60
FIGURA 14. EMPRESAS CON LA IEEE 61850-9, EMPRESA SIN NORMA Y EMPRESAS CON UNA PRESIÓN O DOS PRESIONES DE TIEMPO. ....	61
FIGURA 15. EMPRESAS DISPONEN DE SERVICIO SATELITAL, DOS PROTOCOLOS E IRIG B. ....	62
FIGURA 16. PARTE DEL DIAGRAMA CONCEPTUAL SOBRE LA DETERMINACIÓN DE LA CLASE DE RENDIMIENTO. ....	69
FIGURA 17. CLASE DE RENDIMIENTO DE TIEMPO SEGÚN IEC61850-5. ....	70
FIGURA 18. DEFINICIÓN DE TIEMPO DE TRANSFERENCIA. ....	71
FIGURA 19. PARTE DEL DIAGRAMA CONCEPTUAL PARA SELECCIONAR ENTRE LA PARTE IEC 61850-9-2 O IEC 61850-9-3. ....	74
FIGURA 20. IMPRECISIÓN PARA UNA CADENA DE RELOJES TRANSPARENTES. ....	76
FIGURA 21. PARTE DEL DIAGRAMA CONCEPTUAL PARA ESTABLECER LOS RELOJES DE SINCRONIZACIÓN. ....	77
FIGURA 22. PARTE DEL DIAGRAMA CONCEPTUAL SOBRE LAS REDES ETHERNET PARA LA SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO Y LAS COMUNICACIONES. ....	79
FIGURA 23. SUBESTACIÓN QUE CUMPLE LA IEC 61850-2 CON EL IEEE1588 O IEC 61850-9-3. ....	81
FIGURA 24. SUBESTACIÓN TRADICIONAL CON UNA RED ETHERNET PARA COMUNICACIÓN DE DATOS Y OTRA PARA SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO. ....	81
FIGURA 25. PARTE DEL DIAGRAMA CONCEPTUAL PARA EL USO DE CABLES, FORROS Y CONECTORES INMUNES A LAS EMISIONES ELECTROMAGNÉTICAS. ....	82
FIGURA 26. PARTE DEL DIAGRAMA CONCEPTUAL MOSTRANDO EL USO DE REDUNDANCIA DE RUTAS DE RED. ....	83
FIGURA 27. TOPOLOGÍA DE RED CON EL PROTOCOLO DE REDUNDANCIA PARALELA PRP. ....	84
FIGURA 28. TOPOLOGÍA DE RED CON PROTOCOLO DE ALTA DISPONIBILIDAD DE REDUNDANCIA. ....	85
FIGURA 29. PARTE DEL DIAGRAMA CONCEPTUAL PARA REALIZACIÓN DE PRUEBAS. ....	86
FIGURA 30. PRUEBA DE LATENCIA DE LOS MENSAJES GOOSE. ....	88
FIGURA 31. PRUEBA DE CONFIGURACIÓN Y SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO. FUENTE: IEC. ....	89

## INDICE DE TABLAS

TABLA 1 .ALGUNOS INVESTIGADORES SOBRE LA TEMÁTICA DEL TIEMPO. ....	14
TABLA 2.FORMATOS PERMITIDOS PARA EL CÓDIGO IRIG.....	35
TABLA 3. COMPARATIVA DE PROTOCOLOS. ....	39
TABLA 4.DIFERENCIAS ENTRE IEEE C37.238-2011 Y IEEE 1588.....	46
TABLA 5.DISTRIBUCIÓN DE LA POBLACIÓN. ....	50
TABLA 6.DISTRIBUCIÓN DE LA MUESTRA.....	51
TABLA 7. RESULTADOS DE ENCUESTA PRIMERA PARTE.....	58
TABLA 8. RESULTADOS DE ENCUESTA SEGUNDA PARTE.....	59
TABLA 9. RESUMEN DE LA MÁXIMA IMPRESIÓN QUE DEBEN CUMPLIR LOS RELOJES.....	75



## RESUMEN

En el presente documento se abordan los problemas ocasionados por la desincronización de tiempo en el ámbito de generación de energía eléctrica en El Salvador, por lo que en el tercer y cuarto capítulos se presenta el estudio y los resultados obtenidos desde un instrumento de muestreo para recolectar datos en las principales Empresas Generadoras de Energía Eléctrica y evaluar el estado actual en cuanto al problema planteado.

También se propone una metodología para implementar la sincronización de tiempo en equipos de la industria de generación de energía eléctrica basada en las mejores prácticas y sustentada en la norma IEC-61850 la cual es parte del conjunto de normas a ser implementadas en las redes inteligentes (Smart Grid) o automatización de subestaciones de energía eléctrica por medio de redes de datos.

El documento está conformado por seis capítulos de la siguiente manera:

En el capítulo I, se describe el Planteamiento del Problema, objetivos Generales y Específicos, Justificación del trabajo e Hipótesis.

El capítulo II, está conformado por el Marco Teórico, en el que se detallan los conceptos generales relacionados con la sincronización de tiempo y protocolos de sincronización así como también las características, ventajas, desventajas e importancia de la sincronización de tiempo al adoptar las redes inteligentes Smart Grid, y la automatización de subestaciones, por parte de la Norma IEC 61850 a través de sus diez apartados.

En los capítulos III y IV se desarrolla el diseño de la investigación que se basa en un tipo de investigación no experimental con diseño de corte transversal descriptivo y muestreo no probabilístico. La muestra es de 10 centrales tomadas de un universo de 19 Centrales de Generación de Energía Eléctrica, el tamaño fue determinado por el método no probabilístico, por conveniencia, debido a que se tendrá similitud en los resultados de las encuestas, el instrumento para recolectar la información es un

cuestionario cuyas preguntas se fundamentan en la definición de mapeo de datos y los servicios en protocolo de comunicación para ser transmitidos a través de la red; presentando los resultados globales por empresa así como las conclusiones de los resultados.

En el capítulo V se desarrolla la metodología, que está basada en las mejores prácticas de implantación de la norma IEC 61850. En esta metodología se sugiere tomar en cuenta lo siguiente:

- Determinar el tiempo de rendimiento de clase.
- Seleccionar la Norma IEC 61850-9.2 o IEC 61850-9.3.
- Establecer los relojes de sincronización.
- Utilizar Redes Ethernet para la sincronización de tiempo y las comunicaciones.
- Emplear cables, forros, conectores que no les afecte las emisiones electromagnéticas.
- Aplicar la redundancia de rutas de red.
- Efectuar Pruebas.

En el capítulo VI se describen las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo.

## INTRODUCCIÓN

El tiempo es un parámetro de referencia utilizado por las áreas de finanzas, administración, medicas, judiciales etc., para el registro cronológico del tiempo de eventos, por ejemplo: nacimientos, fallecimientos, accidentes de tránsito, citas médicas etc., que registran el tiempo de acuerdo a la disposición de la hora que tienen en ese momento las personas o instituciones, ya que no se ha establecido un estándar de tiempo en El Salvador.

La Industria de Generación de Energía Eléctrica requiere el registro cronológico de sus eventos mediante la sincronización de tiempo basada en la utilización de estándares o normas que les garanticen confiabilidad y exactitud en la sincronización de tiempo de en sus equipos de control, protección y medición, en las auditorias de la unidad de transacciones (UT), así como para poder determinar responsabilidades cuando acontece un incumplimiento de contrato por energía no suministrada, por fallas internas o externas de las Centrales de Generación, mediante el análisis de los registros cronológicos de los eventos en la fallas.

El presente trabajo tiene como objetivo cumplir con estos requerimientos de sincronización de tiempo exigidos por esta área, así como también puedan integrarse redes inteligentes (Smart Grid) o automatización en las subestaciones por medio de redes de datos a través de una metodología que permita implementar la sincronización del tiempo en equipos de la Industria de Generación de Energía Eléctrica en El Salvador, en base a las mejores prácticas de implementación de la Norma IEC 61850.

La metodología puede servir como una guía de referencia para implementar la sincronización de tiempo en otras Industrias, en las que la estandarización de tiempo juega un papel muy importante.

# CAPITULO I

## Generalidades

### 1.0 Planteamiento del Problema

#### 1.0.1 Enunciado del Problema

En El Salvador existen muchas áreas de trabajo como: finanzas, administración, logística, producción, entre otras; en donde las empresas utilizan el tiempo como un parámetro de referencia, esto debido al registro cronológico de los eventos suscitados en la ejecución de sus procesos, que por su naturaleza los obliga a registrar eventos.

Actualmente en el país no existe una normativa ni el ente que regule el estándar de tiempo, por lo que cada institución administra su hora, esto puede afectar los acontecimientos que sucedan en cada una de las empresas, al llevarse a cabo correlaciones de tiempo.

La carencia de un estándar de tiempo en las diferentes industrias, así como el estándar de pesos y medidas con que se dispone el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT)<sup>1</sup>; no permite evaluar o hacer comparaciones confiables en el antes o después de acontecimientos importantes.

Muchos eventos quedan registrados según la hora de la institución o de la persona que lo registra, ejemplo de ellos son: nacimiento u fallecimiento de una persona, los accidentes de tránsito, citas médicas,

---

<sup>1</sup> Tomado de la misión de CONACYT sitio:  
[http://www.conacyt.gob.sv/index.php?option=com\\_content&view=article&id=119&Itemid=263](http://www.conacyt.gob.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=119&Itemid=263)

llamadas telefónicas, citas de procesos judiciales, accidentes laborales, operaciones quirúrgicas, transacciones bancarias, fallos en equipos, entre otros, en los que el tiempo es el común denominador para todos, pero si se tuviese la oportunidad de comparar y analizar la hora registrada de cada uno de los sucesos, se lograría determinar la diferencia ya sea de segundos o de minutos entre cada evento.

Existen instituciones en las que sus procesos dependen de empresas generadores de energía eléctrica, lo que conlleva a la existencia de contratos, en el que se estipulan cláusulas orientadas a la penalización por falta de servicio y el tiempo es el parámetro que determina la multa por incumplimiento de lo contratado; esto significa que cuando la falla se presenta, queda registrada tanto en la empresa consumidora como en la empresa proveedora del servicio, pero al analizar y comparar los tiempos de ambas existe una gran diferencia, lo que permite un desacuerdo entre dichas empresas en cuanto a la determinación del costo por la falta del servicio, contribuyendo de esta forma a pagos innecesarios por parte de la empresa generadora, además no se puede definir con exactitud las responsabilidades de las empresas ante una auditoría.

Para ayudar a esclarecer estos incidentes las empresas productoras de energía eléctrica disponen de equipos que registran los eventos de manera que todos los eventos que ocasionen falla o daño, se guardan en el orden cronológico del tiempo.

En el proceso de producción de energía eléctrica se realiza monitoreo continuo, por medio de equipos DCS (Sistema de Control Distribuido) o PLC (Sistema de Control Lógico programable), los cuales deben de estar sincronizados con los servidores de tiempo, para poder realizar análisis predictivos o correctivos de los equipos auxiliares o principales de la unidad generadora, esto origina que, toda la información del control y

los sistemas de protección se hagan de forma fiable y exacta, siendo esto el pilar fundamental de mayor importancia para la industria de Generación de Energía Eléctrica.

Según el Registro Nacional de Investigadores de El Salvador (REDISAL) que es el ente gubernamental encargado de fomentar y registrar la investigación científica que se desarrolla en el país<sup>2</sup>; no cuenta por el momento con un registro de estudios que se hubiesen realizado, considerando la temática de sincronización de tiempo<sup>3</sup>.

En otros países, hay investigadores, que han llevado a cabo estudios enfocados hacia esta temática y han demostrado que el tiempo es una variable que puede ser administrada y controlada de una manera adecuada, con la finalidad de evitar problemas en la ejecución de los procesos, así como también, enfatizan que el tiempo puede ser utilizado como un estándar en cualquier industria que lo requiera.

<b>Investigador</b>	<b>País de origen</b>
Fernando Romero	Argentina
David L. Mills	Estados Unidos
George Coulouris	Inglaterra
Juan Manuel Toloza	Argentina
John Wiley	Reino Unido
Harlan Stenn	Estados Unidos
Carlos Ureña Calderón	Costa Rica
Javier A Hernández Cárdenas	España

**Tabla 1 .Algunos Investigadores Sobre la Temática del Tiempo.**

<sup>2</sup> Tomado de los objetivos de Redisal sitio: <http://www.redisal.org.sv/acercaDe.php>.

<sup>3</sup> Se realizó búsqueda en el sitio: <http://www.redisal.org.sv/proyectos.php>.

## **1.0.2 Formulación del Problema**

¿Poseen las empresas de El Salvador un patrón estándar de tiempo, que les permita determinar con exactitud la ejecución de sus procesos?

¿Poseen las empresas herramientas que les permitan conocer el tiempo en la que acontece una falta de servicio y puedan estas cuantificar el tiempo con precisión por incumplimiento de contrato?

¿Poseen las empresas de generación eléctrica la metodología adecuada que les permita seleccionar el hardware y software, para la implementación de sincronías de tiempo?

¿Cómo se podría sincronizar todos los equipos de una misma organización, especialmente si no son computadoras personales sino equipos industriales?

## **1.1 Objetivos**

### **1.1.1 Objetivo General**

Proponer una metodología para evaluar, seleccionar e instalar servidores que permitan la sincronización del tiempo en equipos de la industria de Generación Eléctrica en El Salvador.

### **1.1.2 Objetivos Específicos.**

- Investigar el uso de los diferentes tipos de servidores de tiempo que se utilizan en el sector de la Industria de Generación de Energía Eléctrica.
- Utilizar como referencia los Estándares o Normativas existentes para evaluar las diversas tecnologías de sincronización de tiempo.
- Determinar los parámetros necesarios para instaurar el servidor de tiempo, tomando en cuenta las tecnologías evaluadas y Normativas o Estándares existentes.
- Establecer una propuesta metodológica que permita definir los criterios técnicos de evaluación, selección e implementación del servidor de tiempo.



## 1.2 Justificación

En El Salvador, la sincronización de la variable tiempo en muchos procesos de producción no se percibe como una necesidad indispensable por lo que no se encuentra una implementación estandarizada al respecto. Como ejemplo tangible de esto la diferencia en la precisión de la hora que se muestran en los distintos canales de televisión o radio en sus programas y muchas otras industrias que realizan muchos procesos de tiempo real tienen este mismo padecimiento.

La falta de una Normalización en el factor tiempo impacta en elementos de la industria, en especial en la integración de la producción eléctrica con empresas de manufactura y con la sociedad en general.

Al desarrollar este trabajo de investigación se procura obtener los siguientes beneficios:

- ✓ Criterios confiables que ayuden a instaurar un patrón de estandarización de tiempo.
- ✓ Contar con una metodología que permita la selección adecuada de los componentes de hardware y software en el servidor de tiempo para su integración con los equipos de control, medición y protección.
- ✓ En base a la metodología, la Industria de Generación Eléctrica podrá estandarizar un nivel de precisión de tiempo en la ejecución de cada uno de sus procesos.
- ✓ Ayudar a obtener medidas de tiempo confiables entre los medidores de monitoreo de energía producida por las Empresas Generadoras y los de Auditoria de la Unidad de Transacciones (UT).
- ✓ La metodología para la evaluación y selección de un servidor de tiempo para la Industria Eléctrica, servirá como guía de referencia para implementar el servidor de tiempo en otras industrias, en las que la estandarización de tiempo juega un papel muy importante, principalmente en áreas como: facturación, procesos judiciales, manufactura, medicina, entre otros.

### 1.3 Hipótesis

H<sub>A</sub>: La falta de estándares de tiempo en El Salvador, influye en la producción de energía eléctrica

H<sub>i</sub>: El nivel de producción de energía eléctrica en El Salvador, no está determinado por los estándares de tiempo.

Variable independiente: Los estándares de tiempo utilizados en El Salvador

Variable dependiente : El nivel de producción de energía eléctrica.

Variable interviniente: Las políticas de gobierno, falta de presupuesto gubernamental.

H<sub>A</sub>: La falla de los servidores de tiempo, perjudica la producción de energía eléctrica en El Salvador.

H<sub>i</sub>: El nivel de producción de energía eléctrica en El Salvador, no es afectado por los servidores de tiempo.

Variable independiente: La disponibilidad de los servidores de tiempo.

Variable dependiente: El nivel de producción de energía eléctrica.

Variable interviniente: Mantenimiento preventivo y correctivo, falta de presupuesto gubernamental, las políticas de gobierno.

H<sub>A</sub>: Los problemas de sincronía de tiempo, afectan la producción de energía eléctrica en El Salvador

H<sub>i</sub>: La producción de energía eléctrica, no está determinado por la sincronía del tiempo.

Variable independiente: La sincronía de tiempo.

Variable dependiente: La producción de energía eléctrica.

Variable interviniente: Problemas en la red de datos.

H<sub>A</sub>: La mala identificación de los parámetros de referencia (Tecnología, conexión a la red, tipo de protocolo de sincronización tiempo y resolución de tiempo requerida en los equipos, etc.) que se utilizan para la selección de un servidor de tiempo, afecta el funcionamiento correcto de los servidores de tiempo.

H<sub>i</sub>: El funcionamiento de los servidores de tiempo, no está determinado por los parámetros de referencia.

Variable independiente: Los parámetros de referencia.

Variable dependiente: La disponibilidad de los servidores de tiempo.

Variable interviniente: Falta de capacitación.

## **CAPITULO II**

### **Marco Teórico**

#### **2.0 Antecedentes**

A lo largo de la historia se puede encontrar varias formas o mecanismos que han ayudado al ser humano a medir el tiempo, que a su vez, son el principio fundamental para el surgimiento de otras, conforme se han ido manifestando las diferentes necesidades; así han evolucionado los mecanismos de medición hasta los que hoy en día conocemos como mecanismos de sincronización. Entre los aspectos que han intervenido en los mecanismos de medición y sincronización, en el presente documento se mencionan algunos.

##### **2.0.1 Evolución del Reloj**

Este elemento se refiere al mecanismo que determina la hora en el que los eventos ocurren, cuyos parámetros permiten especificar muchas veces la recurrencia o una secuencia; las circunstancias e inconvenientes han permitido su desarrollo, evolución y mejoramiento.

###### **a) Reloj de sol**

Alrededor del año 3500 a. de C., los egipcios utilizaron obeliscos cuya prolongación hacia lo alto les permitió determinar el mediodía, así como también ciertos días en particular; pero no fue hasta el siglo VIII a. de C. que lograron crear su primer reloj el cual podía medir el transcurrir de las horas.

En el siglo III a. de C., el astrónomo babilonio Berosus, logro construir el reloj hemisférico, el cual fue construido de madera o de piedra,

logrando a través de su sombra medir las estaciones; este invento ha sido la inspiración para la creación del hemicycle, el cual ha sido utilizado hasta el siglo XIV.

**b) Reloj de arena**

En el Siglo XVI, fue uno de los instrumentos de medición muy utilizados, porque permitían medir el tiempo en horas o minutos de acuerdo a las necesidades del evento.

**c) Reloj de péndulo**

Fue hasta en 1657 que Christian Huygens a quien correspondió la primicia de este descubrimiento.

**d) Reloj eléctrico**

En 1962 Marius Lavet, introdujo un transistor en los sistemas con oscilaciones, permitiendo de esta manera la construcción del reloj eléctrico, el cual vino a revolucionar la fabricación de relojes.

**e) Reloj de cuarzo**

Fue en 1929, cuando Warren Alvin, fabrico el reloj cuyo funcionamiento se debía a un resonador de cuarzo, pero no se comercializaron hasta en el año de 1969 por la empresa Seiko.

**f) Reloj digital**

En 1956, Protzmann y asociados patentaron el primer reloj digital, el cual contenía pocas piezas móviles y además contenía un vibrador de alarma.

**g) Reloj atómico**

En 1948, Willard Frank Libby construyó el primer reloj atómico, pero fue perfeccionado hasta 1995 por Louis Essen; este reloj permitió el surgimiento del TAI (International Atomic Time) (Romero, 2008, p. 18).

**h) GMT (Greenwich Meridian Time)**

En 1884, en la Conferencia Internacional del Meridiano, el observatorio de Greenwich fue aceptado como fuente de la hora

estándar (Romero, 2008, p. 16), esta herramienta fue el pilar para el desarrollo de otros Estándares.

**i) UT (Universal Time)**

En 1926 la hora GMT se convirtió en Tiempo Universal (UT), del cual se derivaron otros Estándares: UT0, UT1, UT2 y UTC (Coordinated Universal Time) (Romero, 2008, p. 16).

## **2.0.2 Evolución del Servidor de Tiempo**

En el año de 1980, se diseñó el protocolo para sincronizar el reloj de la computadora central, esta implementación se conoció como Servicio de la Hora de Internet (Internet Clock Service ICS), esto permitió que posteriormente la empresa DEC (Digital Equipment Corporation) desarrollara el protocolo de sincronización llamado Servicio de Sincronización de la Hora Digital (Digital Time Synchronization Service DTSS), simultáneamente en Toronto se creaba el software con la misma funcionalidad, XNTP.

En 1993, se combinaron ambas ideas que dieron paso al nacimiento del protocolo NTP (Network Time Protocol), cuyo propósito es el de revelar el desajuste entre el reloj local del cliente y el reloj local del servidor NTP.

## 2.1 Marco de Referencia

### 2.1.1 Sincronización del Reloj

Para lograr comprender este concepto, se debe de hacer un análisis y responderse las siguientes interrogantes:

¿Qué es sincronización de relojes? Se refiere al proceso que conlleva el ajustar un reloj, en base a un tiempo de referencia y precisión definido previamente.

¿Por qué sincronizar los relojes? No se busca una sincronización de tiempo absoluto, sino que el orden de los eventos sea el mismo, citado esto podemos decir que se sincronizan los relojes, debido al desfase de tiempo que se genera en ellos y provoca que los tiempos sea diferentes, ocasionando que los procesos se realicen de manera desorganizada, perdiendo productividad y recursos.

¿Qué sucede si los relojes no están sincronizados? Debido a la secuencia que tienen los procesos y cada uno depende del otro, en cuanto a ejecución; si los relojes no están sincronizados puede reflejarse muchos tiempos muertos, choque de ejecución de procesos y pérdida de tiempo.

La sincronización de relojes se enfoca en dos tipos de relojes:

#### a) Relojes Lógicos

Se refiere al componente de software que es un contador, el cual se incrementa de manera repetitiva y cuyo valor no necesita ser vinculado a un reloj físico (La Red, 2001, p. 290).

## **b) Relojes Físicos**

Son aquellos que deben ser iguales (estar sincronizados) y no deben desviarse del tiempo real más allá de cierta magnitud. El objetivo de estos es la de proveer de un único bloque de tiempo para el sistema, utilizando relojes físicos externos o relojes del mundo real (La Red, 2001, p. 293).

### **2.1.2 Tipos de Sincronización**

#### **a) Sincronización Externa**

Este tipo de sincronización utiliza un reloj físico de referencia confiable como UTC, cuyo objetivo es el de acotar la desviación del reloj local con respecto al de referencia; dependiendo de las difusiones periódicas que se realizan por radio a través de las estaciones terrestres o vía satélite (geoestacionarios o GPS).

Los receptores que captan la señal y la derivan con cierto retardo debido a las condiciones meteorológicas, la precisión dependerá de la fuente, de acuerdo con la UIT (Unión Internacional de Telecomunicaciones) estas son:

- ✓ Las estaciones terrestres, con una precisión entre 0.1 y 10 ms.
- ✓ GPS, con una precisión de 0.1  $\mu$ s.
- ✓ Satélites geoestacionarios con una precisión de 0.1 ms.

#### **b) Sincronización Interna.**

Este tipo se utiliza para sincronizar los relojes locales de los sistemas distribuidos en diferentes nodos, con el objetivo de acotar las desviaciones entre cualquier par de nodos, garantizando determinada precisión y la fijación de un periodo de ajuste.



### **2.1.3 Algoritmos Utilizados Para la Sincronización de Relojes Lógicos**

#### **Algoritmo de Lamport**

Señala que la sincronización no debe ser absoluta, sólo entre procesos que la necesitan. Si dos procesos no interactúan, aunque estén en distintas máquinas, no la necesitan y define que no es tan importante la hora en que se producen los eventos, si no, el orden. Por ejemplo, entre dos procesos A y B importaría si el evento de A ocurrió antes o después que un evento en B y no la hora exacta de ocurrencia. Además, lo importante es que se logre una sincronización de hora, aunque no refleje la hora real (Romero, 2008, p. 38).

### **2.1.4 Algoritmos Utilizados Para la Sincronización de Relojes Físicos**

#### **Algoritmo de Cristian**

Este algoritmo está basado en el uso del Tiempo Coordinado Universal (UTC), el cual es recibido por un equipo receptor dentro de un sistema distribuido. Este equipo receptor de UTC, recibe a su vez solicitudes periódicas del tiempo del resto de máquinas del sistema a cada uno de los cuales les envía una respuesta en el menor plazo posible informando el tiempo UTC solicitado, con lo cual todas las máquinas del sistema actualicen su hora y se mantenga así sincronizado todo el sistema. El receptor de UTC recibe el tiempo a través de diversos medios

disponibles, entre los cuales se menciona las ondas de radio, Internet, entre otros (Romero, 2008, p. 40).

Un gran problema en este algoritmo es que el tiempo no puede correr hacia atrás, esto quiere decir que el tiempo del receptor UTC no puede ser menor que el tiempo de la máquina que le solicitó el tiempo, por lo que el intervalo de transmisión de la solicitud y su respuesta debe ser tomado en cuenta para la sincronización.

### **Algoritmo de Berkeley**

Elige un equipo coordinador para que actúe como maestro. El maestro sondea periódicamente a los esclavos cuyos relojes deben ser sincronizados con el maestro. Los esclavos envían sus valores de reloj al maestro (Romero, 2008, p. 44).

El maestro observa los retardos de transmisión y estima sus tiempos de reloj local; una vez hecho esto, se necesita un promedio de tolerancia a fallos de todos los tiempos, incluyendo su propia y hace caso omiso de los que están ahora fuera del alcance del resto.

El maestro envía entonces cada esclavo la cantidad (positivo o negativo) con que debería ajustar los relojes de los esclavos.

### **Algoritmo con Promedio**

Son algoritmos de tipo descentralizado, donde se divide el tiempo en re sincronización de longitud fija, de tal forma que cada máquina transmite el tiempo actual según su reloj; pero a la diferencia de velocidades de los relojes, las transmisiones no son simultáneas (La Red, 2001, p. 297).

Cada vez que la máquina transmite su hora, inicializa su cronómetro local y reúne las demás transmisiones que lleguen periódicamente; una vez tenga todas las transmisiones, ejecuta el algoritmo para calcular la nueva hora.

Otra forma de desarrollar la sincronización es descartando los valores menores como los mayores antes de promediar.

## **2.2 Protocolos de Sincronización**

### **2.2.1 NTP (Network Time Protocol). Protocolo de Tiempo de Red**

Según la RFC 1305, este protocolo permite realizar la sincronización del tiempo en la red de datos y hace uso de los algoritmos de Cristian y de Berkeley usando el Estándar de tiempo UTC, pero a medida que han surgido nuevos requerimientos (seguridad y tolerancia a fallos), este se ha vuelto más complejo.

Funciones principales de NTP:

- ✓ Proporcionar a los clientes un servicio de sincronización a través de internet con precisión en base a UTC.
- ✓ Proporcionar un servicio confiable, de tal manera que no hay necesidad de mantener una conectividad constante sino alterna.
- ✓ Permitir a los clientes volver a sincronizar debido a la tasa de deriva que se encuentren en los equipos.
- ✓ Proporcionar protección debido a interferencias o interrupciones circunstanciales (Tolosa, 2012, p. 75).

### **a) Descripción del Protocolo**

El principio de sincronización básico consiste en que cada que cada cliente envía peticiones periódicas al conjunto de servidores de tiempo los cuales responden con una marca de tiempo local.

La lista de servidores es mantenida por cada cliente. Los algoritmos internos evalúan las marcas de tiempo de los servidores para seleccionar el mejor servidor. El mejor servidor es el que se encuentra en el más bajo estrato y menor distancia de sincronización, el cual es utilizado para la configuración de la actualización del reloj.

El tiempo es calculado desde una colección de cuatro marcas de tiempo (dos de lado del servidor y dos de lado de cliente) (Ver figura 1).

Un cliente envía un mensaje NTP request que contiene la marca original de tiempo CT1 (Marca de tiempo del cliente). Una vez recibido el NTP request, el servidor genera la marca de tiempo de recepción ST1 (Marca de tiempo del esclavo).

Después de procesada la petición, el servidor envía de regreso al cliente el NTP response con el tiempo original ST2.

El cliente recibe el NTP response y genera la marca de tiempo de recepción CT2. Los siguientes cálculos son realizados a nivel de cliente y esclavo.

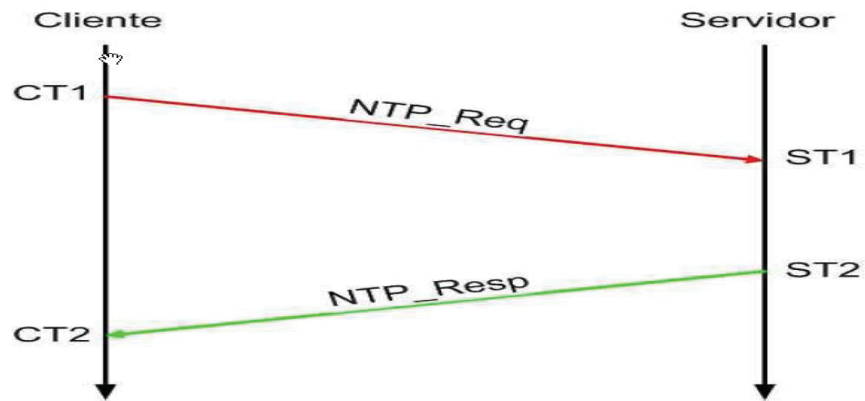


Figura 1. Petición y Respuesta.

Fuente: Hernández, 2008 Pág. 55.

$$ST_1 = CT_1 + D_{cs} + O_{cs} \quad (1)$$

Donde  $D_{cs}$  es el retardo de la red entre el cliente y el servidor y  $O_{cs}$  es offset del reloj entre el cliente y la referencia al servidor.

$$CT_2 = ST_2 + D_{sc} + O_{sc} \quad (2)$$

Donde  $D_{sc}$  es el retardo de la red entre el servidor y el cliente y  $O_{sc}$  es offset del reloj entre el servidor en referencia al cliente.

Sumando (1) y (2), y debido a que  $O_{sc} = -O_{cs}$

$$D_{sc} + D_{cs} = (ST_1 - CT_1) + (CT_2 - ST_2) \quad (3)$$

Restando (2) de (1) y asumiendo el mismo retardo  $D_{cs} = D_{sc}$  el offset es:

$$O_{cs} = ((ST_1 - CT_1) + (CT_2 - ST_2)) / 2 \quad (4)$$

NTP está basado en el protocolo UDP/IP y es una implementación de software que no requiere implementación de hardware especializado, en

el caso que las marcas de tiempo fuesen tomadas en la capa de aplicación (Hernández, 2008, p. 24).

### **2.2.2 SNTP (Single Network Time Protocol). Protocolo Simple de Tiempo de Red**

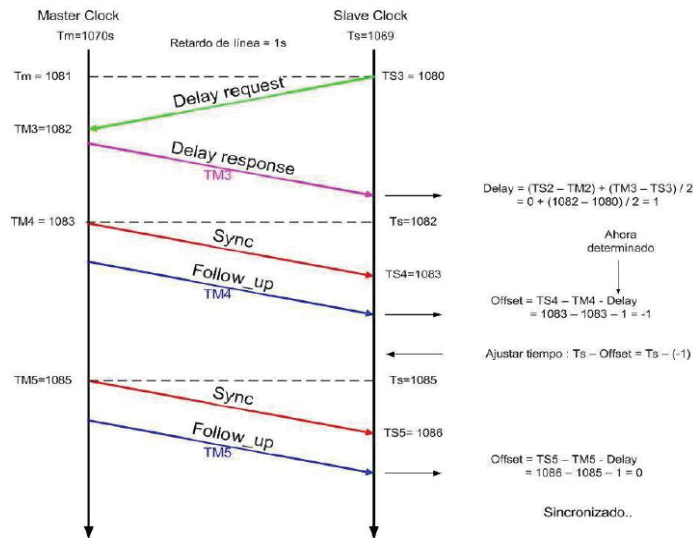
Según la RFC 2030 y RFC 4330, este protocolo es una adaptación del protocolo NTP (Network Time Protocol); el cual permite la sincronización de relojes en el internet a nivel mundial; permite además amplio acceso a los mecanismos nacionales de tiempo y frecuencia de los servicios de difusión, organización de la subred de NTP y ajusta el reloj del sistema en cada uno de los participantes.

### **2.2.3 PTP (Precision Time Protocol IEEE1588). Protocolo de Precisión de Tiempo**

De acuerdo al estándar IEEE 1588, este protocolo permite la sincronización exacta y precisa de los relojes en tiempo real, de los dispositivos de los sistemas distribuidos en la red; también permite la sincronización en el rango sub-microsegundo con ancho de banda mínimo y recursos locales del reloj.

#### **a) Descripción de Protocolo**

Cada nodo PTP esclavo se sincroniza al reloj maestro mediante el intercambio de mensajes. El proceso de sincronización se compone de dos fases. La primera fase consiste en corregir la diferencia de tiempo entre el maestro y cada uno de los nodos esclavos; esta diferencia de tiempo es conocida como offset. (Ver Figura 2).



**Figura 2. Petición y Respuesta.**

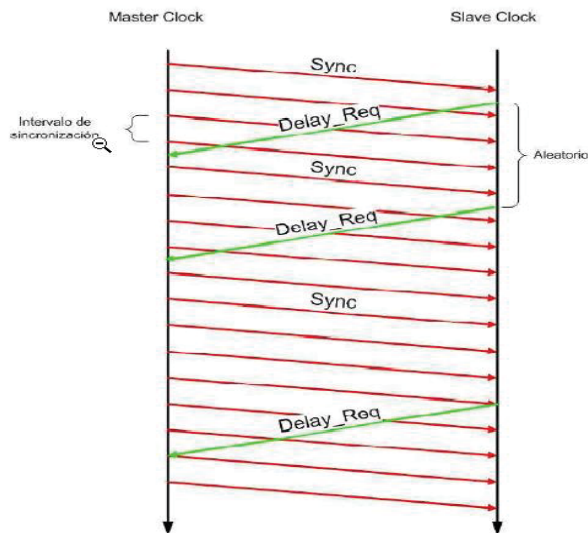
**Fuente: Hernández, 2008 Pág. 30.**

Durante la corrección del offset, el maestro envía un mensaje de sync message al esclavo, este usa su reloj local con marca de tiempo a la llegada del sync message (TM) y lo compara con la fecha y hora de transmisión de sincronización real de los relojes principales que se envía en el follow-up message (TS). La diferencia entre las dos marcas de tiempo más el retardo de transmisión de mensajes (Delay), representa el offset del esclavo.

La segunda fase de sincronización consiste en la medición del Delay o latencia entre e, reloj Maestro y el reloj Esclavo. Para este propósito el reloj esclavo en vía un paquete Delay request al reloj maestro y durante este tiempo se determina el tiempo de transmisión del mensaje TS3. El Maestro genera una marca de tiempo en la resección del paquete y envía un mensaje de tiempo de resección TM3 de retorno al esclavo en el paquete Delay Response. Con la marca de tiempo de transmisión proporcionada por el reloj esclavo TS3 y la marca de tiempo de resección

TM3, entregada por el maestro, el reloj esclavo calcula el Delay entre maestro y el esclavo.

La medición del Delay se efectúa y regular mente y a intervalos (entre 4 y 60 segundos), que la medición de Offset. (Ver figura 3).



**Figura 3. Cálculo del Delay.**

**Fuente: Hernández, 2008 Pág. 32.**

De esta moto la red y los dispositivos terminales, no se sobrecargan con excesivo tráfico.

Utilizando este proceso de sincronización, las fluctuaciones de tiempo en los componentes PTP, especialmente en la pila de protocolo y latencia entre el maestro y el esclavo son eliminados.

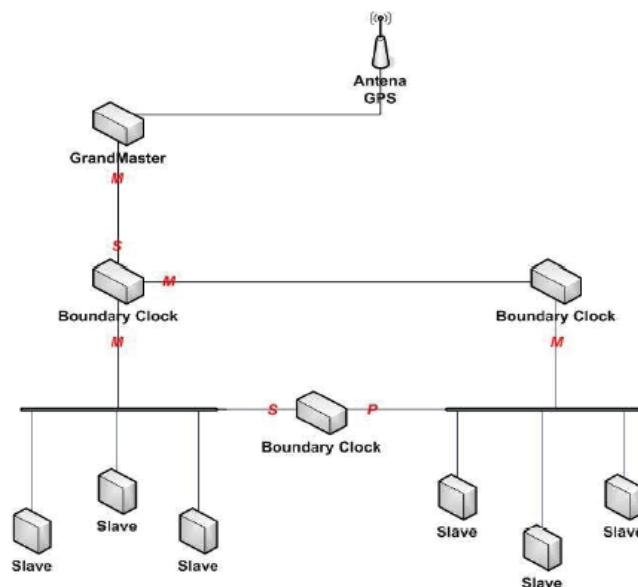
### **b) Jerarquía de Sincronización PTP**

Los dispositivos PTP automáticamente descubren otros dispositivos en la red y se configuran por si solos en una jerarquía de árbol organizada.



Lo que da como resultado una red de sincronización robusta y flexible, que elimina la configuración de equipos individuales, reduciendo la carga de trabajo durante la configuración del sistema.

Cada puerto de red con casida de red PTP en un dispositivo utiliza el algoritmo Best Master Clock(BCM) para la evaluación de los otros dispositivos en la red y determinar su función como Master(M), Slave(S) y Pasivo(P). (Ver figura 4).



**Figura 4. Jerarquía PTP.**

**Fuente: Hernández, 2008 Pág. 33.**

En la parte superior de la jerarquía se encuentra el Reloj Gran Master que habitualmente está equipado con una fuente de referencia como un GPS. En sistemas donde se requiere una alta disponibilidad pueden ser equipados con Grand Master redundantes, debido a que si uno de ellos falla, la jerarquía de sincronización se reorganiza alrededor de los Grand Master restantes.

### **c) Tipos de Relojes PTP**

Grand Master Clock (GMC).

Sirve como referencia para un dominio PTP, es decir, son la fuente principal de tiempo de toda la red y generalmente están referenciados a otros relojes que poseen mayor exactitud y estabilidad como los GPS.

Boundary Clock o de Frontera (BC).

Define la jerarquía de padre a hijo entre los relojes maestros y esclavo. Internamente selecciona el puerto donde está localizado el mejor reloj y este puerto se identifica como puerto maestro y el resto de puertos del Boundary Clock se sincronizan a este (él sirve como un puente de sincronización del segmento del reloj maestro al segmento del reloj esclavo).

Switch Transparentes.

Este tipo de Switch, modifica la información del tiempo enviado en los nodos, calcula la cantidad de paquetes en tiempo de sincronización y modifica la fecha y hora, de forma inmediata.



Ordinary Clock.

Es lo que comúnmente se conoce como PTP cliente. Es aplicado a todos los relojes esclavos del sistema (Hernández, 2008, p. 30).

## 2.2.4 IRIG

Es un código estandarizado de tiempo para uso militar y es publicado por Range Instrumentation Group Range Commanders bajo la autorización del Departamento Defensa de los Estados Unidos de América.

Hay varios formatos para IRIG, cada uno con sus propias características (Ver tabla 2).

Formato	Duración de cada pulso 	Frecuencia de las tramas 
A	1 milisegundos	10 x segundo
B	10 milisegundos	1 x segundo
D	1 minuto	1 x hora
E	0.1 segundo	6 x minuto
G	0.1 milisegundos	100 x segundo
H	1 segundos	1 x minuto

**Tabla 2. Formatos Permitidos Para el Código IRIG.**

**Fuente: Ureña, 2005 Pág. 31.**

Los fabricantes de equipos utilizan variantes en el protocolo IRIG, mediante el uso de cuatro subíndices en su Nomenclatura, (Ver figura 5).

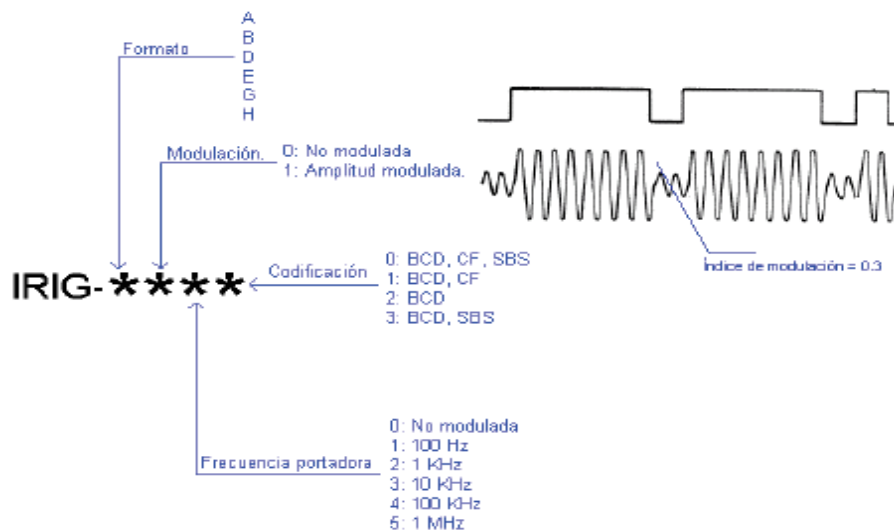


Figura 5. Formatos permitidos para el código IRIG.

Fuente: Ureña, 2005 Pág. 32.

### a) Descripción del Protocolo

El estándar está formado por una familia de códigos seriales que contienen tres expresiones o palabras cifradas (Ver figura 6). La primera palabra del código de tiempo indica la época del año, en días, horas, minutos, segundo y las fracciones de segundo según el tipo de código, en un formato BCD (Binary Code Decimal), la segunda palabra es un conjunto de Bit reservados, para el control, identificación y otras funciones de propósito especial y la tercera palabra se refiere a los segundos del día ponderadas según notación SBC (Straight Binary Second).

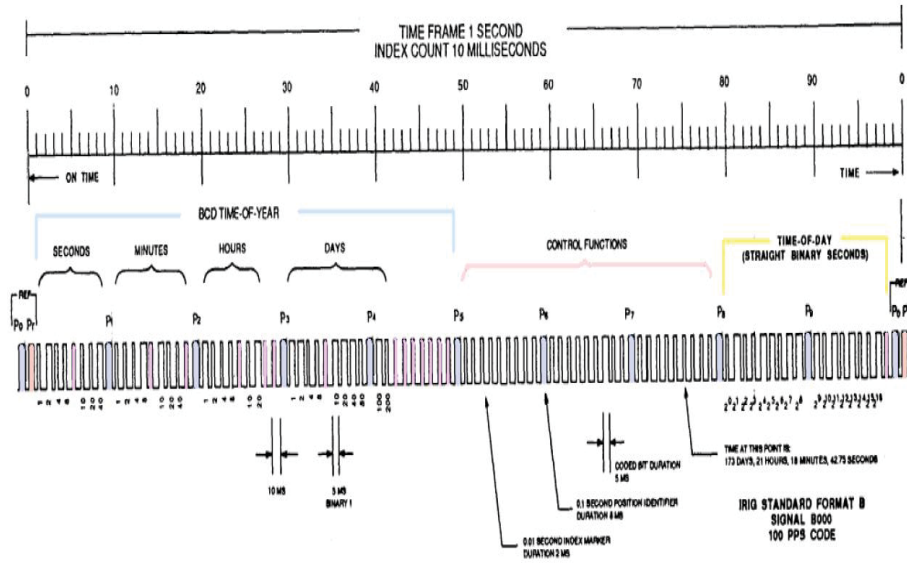


Figura 6. Estructura de Trama IRIG B (Versión 1).

Fuente: Ureña, 2005 Pág. 34.

La versión más utilizada es la IRIG-B, en la que se codifica el día del año, horas, minutos y segundos sobre una frecuencia portadora de 1 KHz (kilo Hertz), con un índice de actualización de un segundo (Ver figura 7).

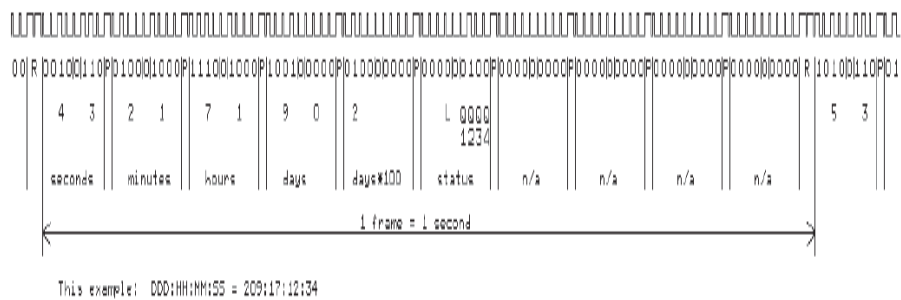
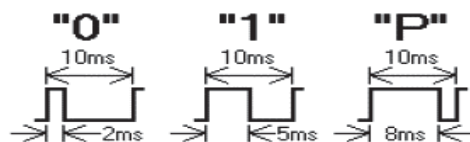


Figura 7. Ejemplo de Trama IRI B (Versión 1).

Fuente: Ureña, 2005 Pág. 34.

El código IRIG B es una trama la cual usa una codificación que se basa en pulsos de 10 ms de duración, en donde al variar el ancho del pulso se

logra distinguir, los componentes que representan la información por medio de 0 y 1 (en un formato binario), y las pausas por una P, las cuales son utilizadas para indicar el principio y final de la trama. (Ver figura 8). (Ureña, 2005, p. 31).



**Figura 8. Elementos que Conforman la Trama IRIG B (Versión 1).**

**Fuente: Ureña, 2005 Pág. 33.**

## 2.2.5 Diferencias Entre Protocolos

El medio físico de transmisión de datos, nivel de presión que proporcionan para la sincronización de relojes de los equipos, corrección de latencia por software o hardware, etc. son características que difieren en cada protocolo y proporcionan virtudes y desventajas al momento de seleccionar uno o dos de estos, para una aplicación en la que requiera la sincronía de tiempo, entre varios tipos y marcas de equipos. A continuación se muestra en la tabla 3 una comparativa de algunas características de cada protocolo.

	IEEE1588	IRIG	NTP
Error máximo	100 ns - 100 us	10 us	1 - 100 ms
Tipo de Red	Ethernet	Coaxial dedicado	Ethernet
Extencion Típica	Pocas subredes	1 milla por coaxial	LAN - WAN
Estilo	Master - Slave	Master - Slave	Cliente - Servidor
Protocolos	UDP-IP multicast		UDP-IP unicast
Corrección de Latencia	Si	Usuario ingresa largo de cable para el slave	Si
Administracion de red	Autoorganizada	Configurada	Configurada
Hardware para cliente de tiempo	Requerido para alta exactitud	Requerido	No
Intervalo de Actualización	2 Segundos aprox.	1 pulso por segundo	Varios minutos

**Tabla 3. Comparativa de Protocolos.**

**Fuente: Ureña, 2005 Pág. 33.**

## **2.3 Precisión de Tiempo en la Industria Eléctrica y las Redes Inteligentes (Smart Grid)**

No hay una decisión formal de que es una red eléctrica inteligente , pero se puede mencionar que es una forma de administrar de manera eficiente la electricidad y se utiliza para el desarrollo de la ingeniería eléctrica así como también los avances de la tecnología de la informática y comunicación, aquí se optimiza la producción y la distribución de energía eléctrica con el objetivo de equilibrar mejor la oferta y la demanda entre los productores y consumidores.

En una red inteligente: Los medidores de energía son capaces de ofrecer una, facturación detallada, comunicación digital de dos vías entre el dispositivo en el campo y el centro de operaciones esto, permitiría a los consumidores elegir las mejores tarifas entre las diferentes empresas eléctricas y discernir entre las horas de consumo, lo que a su vez permitiría un mejor uso de la red (Ver figura 9).

Además permitiría modelar con más precisión el consumo y anticipar mejor las necesidades futuras a nivel más local (Ver figura 9).

Ahora los usuarios no solo consumen, sino que también producen electricidad a través de la misma red. Por tanto, el flujo de energía es ahora bidireccional, usando una tecnología digital bidireccional para controlar las necesidades del consumidor. Esto ayuda a ahorrar energía, reducir costes e incrementar la usabilidad y transparencia (Ver figura 9). (Fuente: Frade, 2014 Pág. 3.)

La sincronización de tiempo en las plantas de generación, subestaciones y usuarios finales se convierte en una necesidad, con las redes eléctricas inteligentes, precisas y fiables, por lo que será necesario implementar normas como IEC 61850, la IEEE 1588 PTPv2 y el "Power Profile" IEEE C37.238 – 2011.

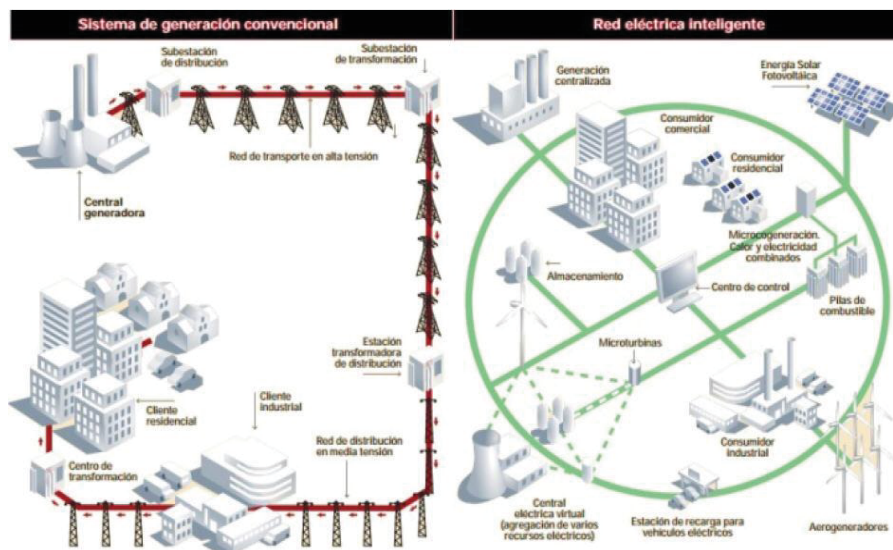


Figura 9. Modelo Energético Actual y Modelo Energético Smart Grid.

Fuente: Frade, 2014 Pág. 3.



## 2.4 Norma IEC 61850

La Norma IEC 61850 surge de la necesidad, de garantizar la interoperabilidad entre distintos dispositivos electrónicos inteligentes (IED, Intelligent Electronic Device) de diferentes fabricantes, que componen un sistema de automatización de una subestación eléctrica.

La interoperabilidad es mucho más que una simple transferencia de datos, también prevé el intercambio de información entre dos o más dispositivos similares. En el intercambio de información el receptor tiene que entender no solo la estructura de los datos (sintaxis), sino que también deberá comprender su significado, es decir la semántica basada en los atributos de los datos recibidos en la comunicación.

La interoperabilidad, sin embargo, no garantiza la intercambiabilidad, lo que viene a significar que las funcionalidades para las que está preparado cada dispositivo no están estandarizadas.

La Norma IEC 61850 se definió de manera inicial como un estándar internacional para la comunicación entre equipos de protección, control y medida dentro de una subestación automatizada, además abarcaba los aspectos para diseñar operar y mantener la subestación en lo relativo a control y protección.

En la actualidad dicha norma define los protocolos de comunicación, arquitectura, configuración, modelos de datos, requisitos eléctricos, medio ambientales y los mecanismos de test de conformidad y calidad, agrupándolos en diez partes o capítulos, que a continuación se detallan. (Fuente: prieto, 2011 Pág. 24):

- **IEC 61850-1: Introducción y Panorama General**

Describe en forma general los alcances y filosofía de la Norma.

- **IEC 61850-2: Glosario**

Recopila las definiciones y acrónimos que se emplean en todas las partes que componen la Norma.

- **IEC 61850-3: Requisitos Generales**

Establece cuales son los requerimientos de robustez y desempeño que deben cumplir los componentes especificados en la Norma

- **IEC 61850-4: Sistema de Direcciones de Proyectos**

Establece los conceptos relacionados a la administración de un proyecto para un SAS (Substation Automation System) e Incluye los compromisos del fabricante en cuanto a soporte y disponibilidad de repuesto de la subestación.

- **IEC 61850-5: Requisitos de Comunicación para las Funciones y Modelos de Dispositivos**

Se identifican los requerimientos de comunicación entre los IED de una subestación y los centros de operación (Fuente: prieto, 2011 Pág. 27).

En la figura siguiente se muestra como las funciones están localizadas en los niveles de estación, bahía y proceso, así como también la forma en que se efectúa el intercambio de datos entre los mencionados niveles.

(Fuente: Fernández, 2015 Pág. 16).

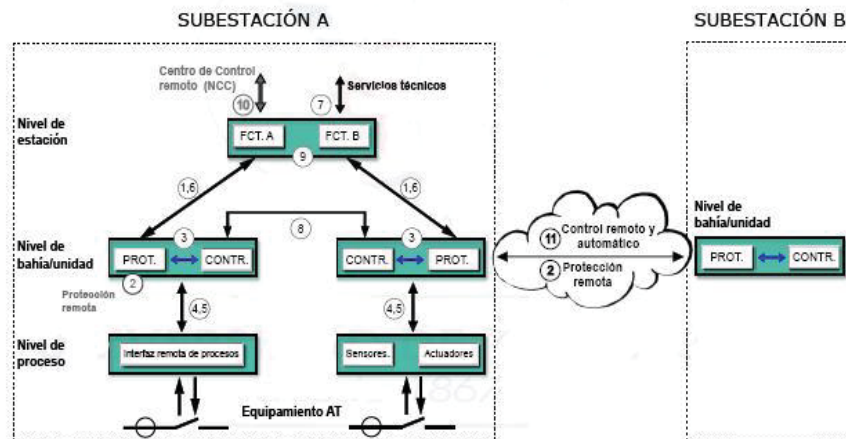


Figura 10. Niveles de Interface Lógica.

Fuente: Fernández, 2010 Pág. 17.

- **IEC 61850-6: Descripción del Idioma de Configuración para la Comunicación en Subestaciones**

Describe un lenguaje de configuración de subestación llamado SCL basado en XML. Su objetivo es establecer un formato normalizado para el intercambio de configuraciones de cada componente del sistema, con el fin de lograr interoperabilidad (Fuente: Fernández, 2015 Pág. 29).

- **IEC 61850-7: Principios y Modelos**

Esta parte de la Norma al mismo tiempo se subdivide en:

a) IEC 61850-7-1: Contiene los principios y modelos.

b) IEC 61850-7-2: Principios de comunicación abstractos (ACSI Abstract Communication Service Interface) el intercambio de información.

Describe los servicios o mecanismos de intercambio de información, donde se especifican las acciones que se pueden realizar con la información contenida en el modelado de datos.

ACSI son objetos y servicios pero están basados en los ya descritos en MMS.

MMS (Manufacturing Message Specification), que es un estándar internacional descrito diseñado para ambientes industriales y consiste en un sistema de mensajería para el intercambio de datos entre dos dispositivos o dos aplicaciones computacionales sobre una infraestructura de red basada en servicios.

c) IEC 61850-7-3: Clase de datos comunes.

Contiene los tipos de datos, tanto básicos como compuestos, utilizados para modelar la información, además de la agrupación de estos para la información de datos complejos.

d) IEC 61850-7-4: Clase de nodos lógicos compatibles y clases de datos. Incluye todos los nodos lógicos existentes para el modelado completo de los elementos y funciones de una subestación.

(Fuente: Fernández, 2015 Pág. 43).

- **IEC 61850-8: Servicios de Comunicación Especifico de Mapeo (SCSM)- (MMS)**

El SCSM define la sintaxis específica y la decodificación de los mensajes que transportan los parámetros de utilidad de un servicio y como estos son pasados a través de una red. (Fuente: Fernández, 2015 Pág. 55).

- **IEC 61850-9: Establece el Mapeo Especifico de Comunicación entre el Nivel de Bahía y Proceso**

Esta parte de la norma se subdivide en:

- a) IEC 61850-9-1: Especifica la correspondencia de servicios, para la comunicación entre los niveles de bahía y proceso, al mismo tiempo que especifica la correspondencia en un puerto serie unidireccional punto a punto.
- b) EC 61850-9-2: Valores muestreados en base a la ISO 8802-3 (directamente sobre Ethernet).
- c) IEC 61850 9-3: Precision Time Protocol Profile for Power Utility Automation (IEEE C37.238-2011).

Esta parte de la norma ya tiene definido el uso del protocolo PTP por parte de la norma IEC 61850, a través de la norma IEEE C37.238-2011, dicha norma ha sido retomada de la IEEE 1588 con ciertas variantes (Ver tabla 4). (Fuente: prieto, 2011 Pág. 34).

	IEEE C37.238-2011	IEC 61850-9-3
Delay measurement mechanism	Peer-to-Peer (P2P)	
PTP Attributes	exactly the same PTP attributes are used	
Communication Layer	Layer 2 (IEEE 802.3)	
Communication method	Multicast communication	
Best Master Clock Algorithm	Clocks not using the IEEE C37.238-2011 mandatory TLV are excluded from the BMCA	Default BMCA is used
Major extensions <sup>16</sup> in relation to IEEE 1588-2008	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mandatory profile specific TLV</li> <li>• Mandatory SNMP-MIB for Grandmaster clocks</li> <li>• Mandatory use of VLAN</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modified clock class switching in case of hold over and recovery</li> </ul>

**Tabla 4. Diferencias entre IEEE C37.238-2011 y IEEE 1588.**

**Fuente: BAUMGARFHER Bernhard Pág. 10.**

- **IEC 61850-10: Pruebas de Conformidad**

En este apartado se especifican los métodos para efectuar las pruebas de conformidad de los dispositivos así como deben de efectuarse las mediciones en los equipos en los sistemas de automatización de subestaciones. (Fuente: Prieto, 2011 Pág. 60).

### **2.4.1 Modelado**

Con el modelado de datos se pretende obtener una imagen virtual del mundo real con la finalidad de modelar objetos físicos reales (transformador, interruptor, seccionador, etc.) como sus propiedades.

A continuación, en la figura 11, se muestra el proceso de modelado aplicado a una subestación en donde:

- Un Seccionador de cuchillas dentro de la subestación es modelado como un dispositivo lógico y los componentes del seccionador, como nodos lógicos.
- El nodo lógicos con la nomenclatura LN XCBR1, tienen los datos Position y Mode, todo esto conforma el apartado de 7-4 de la Norma.
- Los servicios de intercambio de información por medio de os MMS a través de la red representados por el apartado 7.2 de la Norma.

La codificación de mensajes representado por el apartado 8.1 de la Norma. (Fernández, 2015 Pág. 50).

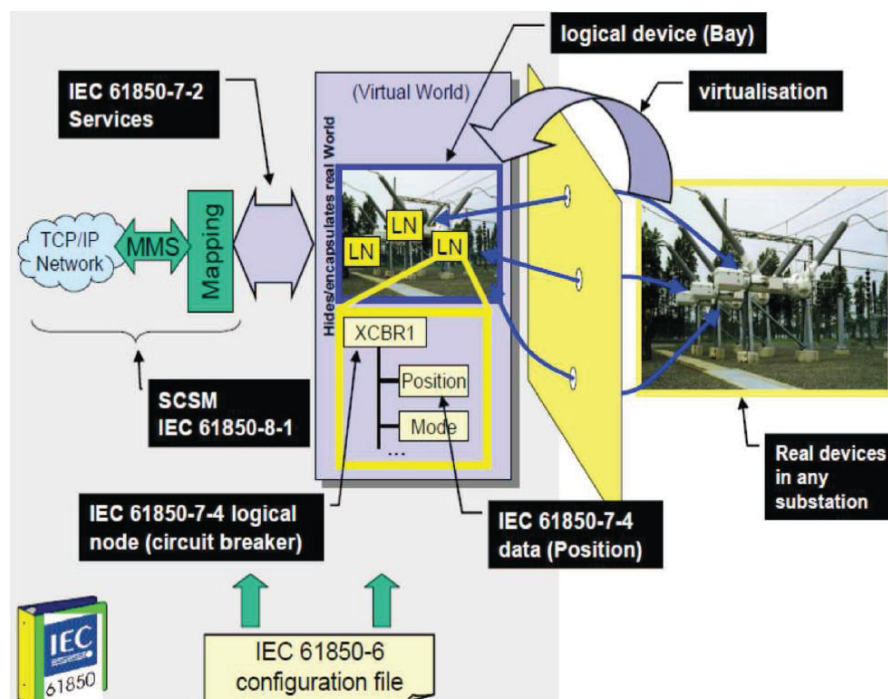


Figura 11. Ejemplificación de Modelado de una Subestación.

Fuente: Fernández, 2015 Pág. 50.

## **2.4.2 Campos de Aplicación de la Norma**

Debido a su adaptabilidad a las nuevas tecnologías y al diseño del modelo de datos su aplicación se ha extendido a:

- Plantas de generación hidroeléctricas IEC 61850 -7 - 410.
- Plantas de generación de eólicas IEC 61850 -90- 2.
- Plantas de generación solar IEC 61850 -7 - 420.
- Centros de control IEC 61850 -90 - 1.

La Norma ya está adoptada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en México en su Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS). (Fuente: Prieto, 2011 Pág. 117).

Es en México es donde se implanto el primer SAS en el mundo, con la implantación de IEC 61850 con obtención de resultados satisfactorios y siendo aplicada a la construcciones de las nuevas SAS en ese país.



## **CAPITULO III**

### **Diseño de la Investigación**

#### **3.0 Tipo de Estudio**

El presente trabajo se basa en un tipo de investigación no experimental con diseño de corte transversal descriptivo y muestreo no probabilístico.

#### **3.1 Población**

La población que se estudio fue tomada del boletín publicado en Noviembre de 2014 por la SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones), el cual da a conocer a todas las empresas generadoras de Energía eléctrica de El Salvador , que corresponde a las 19 Centrales, distribuidas en 15 empresas (Ver figura 12).

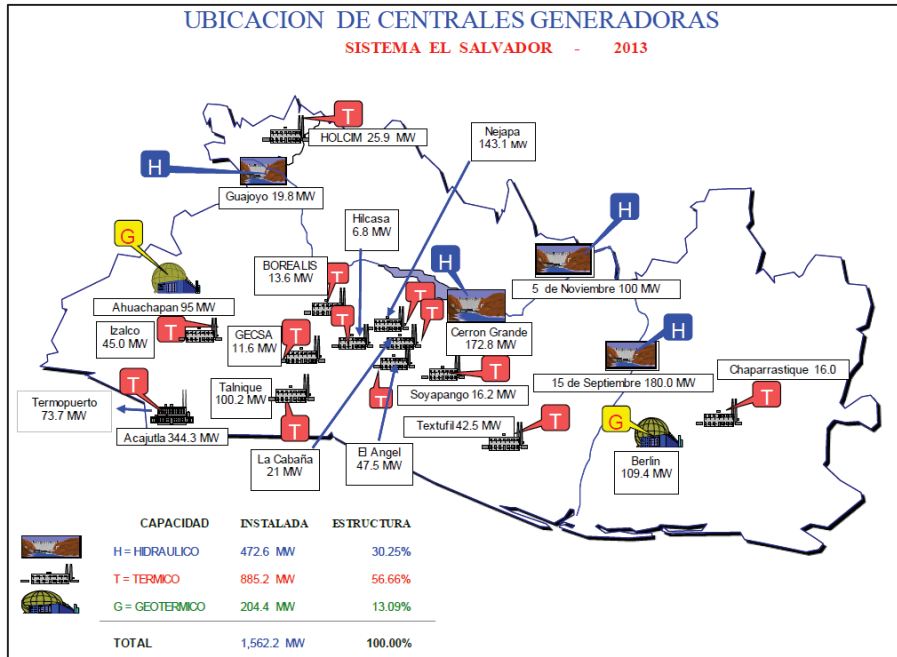


Figura 12. Distribución Empresas Generadoras de Energía Eléctrica en El Salvador.

Fuente: Boletín No. 15 de Estadísticas Eléctricas de la SIGET Pág. 55

Cantidad de Centrales	Empresas	%	
Hidrológico (CEL)	4	1	21.05
Térmico	13	13	68.42
Geotérmico (La Geo)	2	1	10.53
Total	19	15	100

Tabla 5. Distribución de la Población.

### 3.2 Muestra

Para determinar el tamaño de la muestra, se utilizó el método no probabilístico, por conveniencia, debido a que se obtuvo similitud en los resultados de las encuestas (Bernal, 2010, p. 162):

Las empresas seccionadas son: 10 Centrales, que equivalen al 52.63 % de todas las Centrales Generadoras de El Salvador y se detallan en la tabla 6.

No.	Central Generadora	Capacidad Instalada MW	Generación bruta Anual
1	Acajutla	344.3	806,485.40
2	15 de Septiembre	180.0	638,744.70
3	Cerrón Grande	172.8	529,036.00
4	Nejapa	143.1	480,968.80
5	Berlín	109.0	885,324.50
6	Talnique	100.2	
7	5 de Noviembre	100.0	558,334.40
8	Ahuachapán	95.0	674,290.30
9	Izalco	45.0	187,941.2
10	Chaparras tique	16.0	8,628.4

Tabla 6. Distribución de la Muestra.

Fuente: Boletín No. 15 de Estadísticas Eléctricas de la SIGET Pág. 66.

### **3.3 Instrumentos para la Recolección de la Información**

El instrumento que se utilizó para recolectar la información, fue un cuestionario (Bernal, 2010, p. 192), que contiene preguntas relacionadas a la temática previamente descrita y ha permitido obtener la información necesaria para sustentar la propuesta que se fundamenta en la Norma 61850 que se enfoca en la definición de los diferentes mecanismos de intercambio de información que hacen posible la sincronización de tiempo de las funciones de control, protección, medida y monitorización.

El mecanismo que se aplica en el presente estudio es la definición de mapeo de datos y los servicios en protocolo de comunicación para ser transmitidos a través de la red.

### **3.4 Técnicas de Análisis para el Tratamiento de Datos**

La técnica que se utilizó para el tratamiento de los datos fue la distribución de frecuencias y representaciones gráficas (Bernal, 2010, p. 199).

## **CAPITULO IV**

### **Resultados de Investigación de Campo**

#### **4.0 Presentación de Resultados por Empresa**

##### **Empresa A**

- Utiliza un servicio de internet para sincronizar la red de datos Ethernet por medio de NTP y el servicio satelital para sincronizar un servidor de tiempo que sincroniza los equipos del sistema de protección eléctrica (protección de generador, protección de transformadores principales protección de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial utilizando el protocolo IRIG B.
- No tiene implementado ningún Estándar o Normativa en lo referente a la sincronización de tiempo en sus redes de sincronización Ethernet y BNC.

##### **Empresa B**

- Utiliza el servicio satelital para sincronizar su servidor de tiempo.
- Los PLC, secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería, sincronizan la hora con el protocolo NTP a través de la red Ethernet.
- La hora de los equipos del sistema protección eléctrica (protección de generador, protección de transformadores principales protección de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial se sincronizan por el protocolo IRIG B a través de la red BNC.

- No se tiene implementado ningún Estándar o Normativa en la sincronización de tiempo en sus redes de Ethernet y BNC.

### **Empresa C**

- Utiliza el servicio satelital para sincronizar su servidor de tiempo.
- Los PLC, secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería se sincroniza la hora con el protocolo NTP a través de, la red Ethernet.
- La hora de los equipos del sistema protección eléctrica (protección de generador, protección de transformadores principales protección de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial, se sincronizan por medio del protocolo IRIG B a través de la red BNC.
- No se tiene implementado ningún Estándar o Normativa en la sincronización de tiempo en sus redes Ethernet y BNC.

### **Empresa D**

- Utiliza el servicio satelital para sincronizar su servidor de tiempo.
- El puerto Ethernet es el que se emplea para sincronizar la hora en los PLC, secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería por medio del protocolo NTP.
- El puerto BNC se utiliza para la sincronización la hora de los equipos del sistema de protección eléctrica (protección de generador, de transformadores principales, de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial por medio del protocolo IRIG B.

- No se tiene implementado ningún Estándar o Normativa en lo referente a la sincronización de tiempo en sus redes Ethernet y BNC.

### **Empresa E**

- Utiliza el servicio satelital para sincronizar su servidor de tiempo.
- Los PLC, secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería se les sincroniza la hora con el protocolo NTP a través de la red Ethernet.
- La hora de los equipos del sistema de protección eléctrica (protección de generador, de transformadores principales, de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial se sincronizan por medio del protocolo IRIG B a través de la red BNC.
- No se tiene implementado ningún estándar o normativa para la sincronización de tiempo en sus redes Ethernet y BNC.

### **Empresa F**

- Utiliza el servicio satelital para sincronizar su servidor de tiempo.
- Los PLC, secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería sincronizan la hora con el protocolo NTP a través de la red Ethernet.
- La hora de los equipos del sistema de protección eléctrica (protección de generador, de transformadores principales, de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial se sincronizan por medio del protocolo IRIG B a través de la red BNC.

- No se tiene implementado ningún Estándar o Normativa para la sincronización de tiempo en sus redes Ethernet y BNC.

### **Empresa G**

- Utiliza el servicio satelital para sincronizar su servidor de tiempo.
- Los PLC, secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería se les sincroniza la hora con el protocolo NTP a través de la red Ethernet.
- La hora de los equipos del sistema protección eléctrica (protección de generador, de transformadores principales, de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial se sincronizan por medio del protocolo IRIG B a través de la red BNC.
- No se tiene implementado ningún Estándar o Normativa en lo referente a la sincronización de tiempo en sus redes Ethernet y BNC.

### **Empresa H**

- Utiliza el servicio satelital para sincronizar su servidor de tiempo.
- Los PLC, secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería se les sincroniza la hora con el protocolo SNTP a través de la red Ethernet.
- La hora de los equipos del sistema protección eléctrica (protección de generador, de transformadores principales, de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial se sincronizan por medio del protocolo IRIG B a través de la red BNC.
- Tiene implementado las Normas IEC 61850-9-2, con el protocolo SNTP.



## **Empresa I**

- Utiliza el servicio satelital para sincronizar su servidor de tiempo.
- Los PLC, secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería se les sincroniza la hora con el protocolo SNTP a través de la red Ethernet.
- La hora de los equipos del sistema protección eléctrica (Protección de generador, de transformadores, de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial se sincronizan por medio del protocolo IRIG B a través de la red BNC.
- Tiene implementada la Norma IEC 61850- 9-2, con el protocolo SNTP.

## **Empresa J**

- Utiliza el servicio satelital para sincronizar su servidor de tiempo.
- Los PLC, secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería se les sincroniza la hora con el protocolo NTP a través de la red Ethernet.
- La hora de los equipos del sistema protección eléctrica (protección de generador, de transformadores principales, de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial se sincronizan por medio del protocolo IRIG B a través de la red BNC.
- No se tiene implementado ningún Estándar o Normativa para sincronización de tiempo en sus redes Ethernet y BNC.

**Tabla 7. Resultados de la Encuesta. Primera Parte.**

	Centrales geotérmicas %	Centrales hidráulicas %	Centrales térmicas %	Total %
Para sincronizar la hora en su servidor de tiempo, ¿Qué servicio utiliza?				
Servicio de internet			10	10
Servicio satelital (GPS)	20	30	50	100
Otros, ¿cuál?				
¿Qué puerto utiliza su servidor de tiempo, para sincronizar equipos de protección eléctrica?				
Serial				
Ethernet				
Puertos BNC	20	30	50	100
Otros, ¿cuál?				
¿Qué protocolo utiliza su servidor de tiempo, para sincronizar equipos de protección eléctrica?				
NTP				
SNTP				
IRIG B	20	30	50	100
Otros, ¿cuál?				
¿Qué tipo de puerto de conexión utiliza su servidor de tiempo para sincronizar la hora en los PLC, secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería?				
Serial				
Ethernet	20	30	50	100
Puertos BNC				
Otros, ¿cuál?				

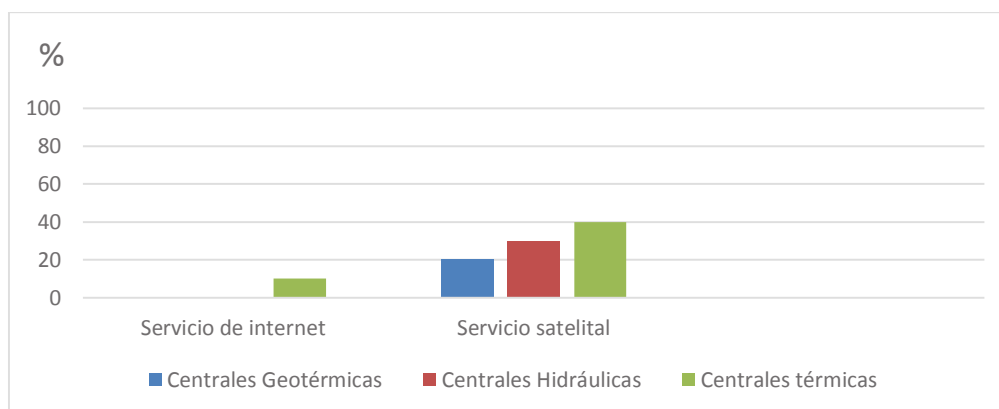
**Nota:** La primera pregunta sobre ¿Qué servicio utiliza? La suma total de los porcentajes pareciera dar un 110% en lugar del verdadero valor que es del 100 %, debido a que una de las empresas utiliza dos tipos de servicio.

**Tabla 8. Resultados de Encuesta. Segunda Parte.**

	Centrales geotérmicas %	Centrales hidráulicas %	Centrales térmicas %	Total %
¿Qué protocolo es utilizado en su servidor de tiempo para sincronizar la hora de los PLC, Secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería?				
NTP	20	20	40	80
SNTP		10	10	20
IRIG B				
Otros, ¿cuál?				
¿Qué tipo de estándar o normativa ha implementado para sincronizar el servidor de tiempo en los equipos de protección eléctrica y medidores de energía comercial?				
IEEE 1588				
IEC 61850 -9-5				
IEC 60870-5-101				
IEC 61850 -9-2		10	10	20
Otros				
Ninguno	20	20	40	80
¿Tiene instalado en su red Ethernet de sincronización de tiempo, alguno de los siguientes componentes que se comuniquen con el protocolo PTP?				
Grand Master Clock (GMC)				
Boundary Clock o de frontera (BC)				
Switch Transparent		10	10	20
Otros				
Ninguno	20	20	40	80

## 4.1 Presentación de Resultados Globales

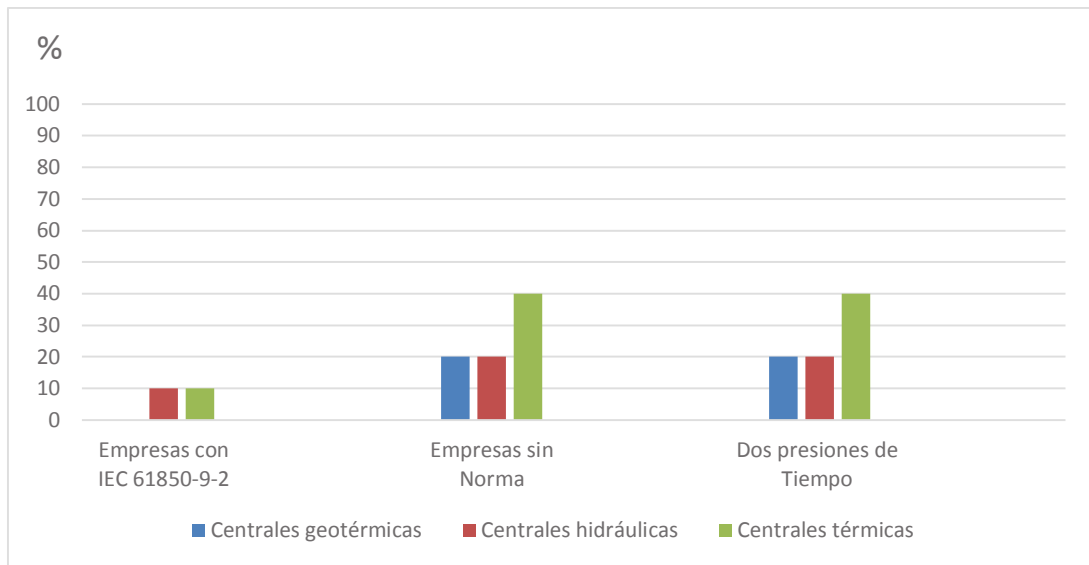
a) Un 10 % de las empresas encuestadas utilizan el servicio de internet para sincronizar su red Ethernet de datos y 90% utiliza el servicio satelital (Ver figura 13).



**Figura 13. Tipos de Servicio.**

b) El 20 % de las empresas encuestadas ha implementado la Norma IEC 61850 - 9-2 y el protocolo SNTP con las que disponen de una presión de tiempo de milisegundos, en sus redes de sincronización Ethernet (Ver figura 14).

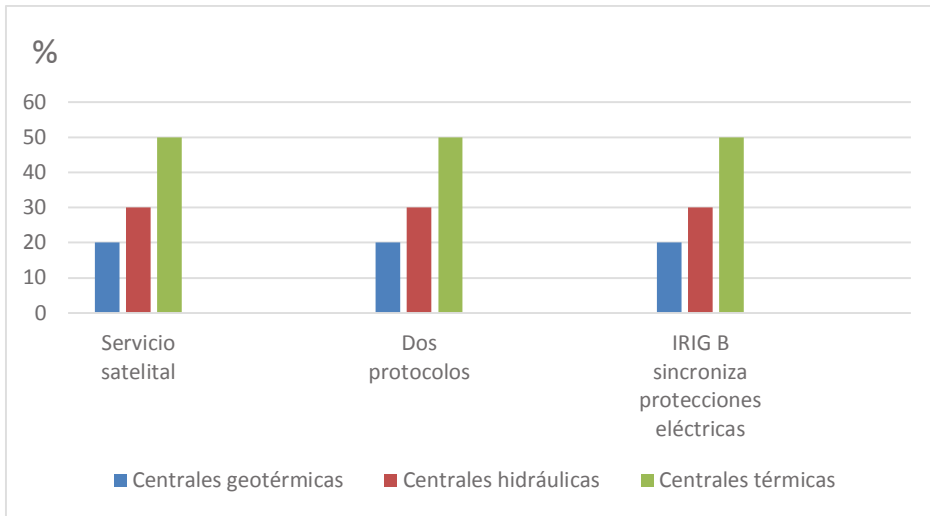
c) El 80% de las empresas no ha implementado ninguna Norma o Estándar de tiempo en sus redes de sincronización (Ethernet e IRIG B) pero disponen de dos presiones de sincronización de tiempo, una en su red Ethernet en el orden de los milisegundos y la otra en la redes BNC, en el orden de los milisegundos. (Ver figura 14).



**Figura 14. Empresas con la IEEE 61850-9, Empresa sin Norma y Empresas con Una Presión o Dos Presiones de Tiempo.**

d) El 100 % de las empresas utilizan:

- El servicio satelital para sincronizar la hora de los equipos del sistema protección eléctrica (protección de generador, de transformadores principales, de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial (Ver figura 15).
- Disponen de dos protocolos para sincronizar sus equipos NTP e IRIG B o SNTP e IRIG B. (Ver figura 15).
- Utilizan el protocolo IRIG B para sincronizar hora de los equipos del sistema de protección eléctrica (protección de generador, protección de transformadores principales protección de líneas de transmisión, etc.) (Ver figura 15).



**Figura 15. Empresas Disponen de Servicio Satelital, Dos Protocolos e IRIG B.**

## 4.2 Conclusiones de los Resultados

Existe una tendencia considerable por parte de las Empresas de Generación de Energía Eléctrica en limitarse a tener una presión de tiempo del orden de los milisegundos en sus redes de sincronización de tiempo, debido a que es lo exigido por la Unidad de Transacciones en su reglamento a las UTR (Unidad Terminal Remota) la cual manifiesta: “que toda las señal digitales que provoquen disparo total o parcial de los equipos del sistema la UTR deberá ser capaz de colocar la estampa de tiempo con una resolución del orden de milisegundos. Para los demás puntos digitales, la UTR será capaz de colocar la estampa de tiempo en segundos” (Gobierno de El Salvador, 2011, p. 211).

Una pequeño porcentaje de las Empresas de Generación Eléctrica han implementado en su red de sincronización de tiempo la Norma IEC 61850-9-2 pero con una presión de orden en milisegundos.

Estas empresas con facilidad pueden trascender a un incremento en la presión de tiempo al implementa la Norma IEEE 1588 con su protocolo PTP y efectuar cambios en la infraestructura de sus equipos de red de tiempo y sincronización.

Hay una marcada tendencia, por parte de la Industria de Generación de Energía Eléctrica, de no implementar Normas que le permitan incorporar una tecnología de redes inteligentes como Smart Grid para obtener una mayor presión en la sincronización de tiempo y así facilitar un adecuado intercambio de información bidireccional entre los productores de energía, distribuidores y consumidores.

## **CAPITULO V**

### **Metodología para Implementar la Sincronización de Tiempo en Subestaciones de la Industria de Generación de Energía Eléctrica**

En la última década, han confluído dos tendencias que han producido muchos beneficios para que las Empresas de Generación de Energía eléctrica, reevalúen la infraestructura de comunicaciones, en las subestaciones y procesos. Estas son:

a) Tendencia a "Smart Grid

Esta tendencia promete fiabilidad, adaptabilidad y eficiencia, pero requiere una comunicación bidireccional de datos por medio de una red Ethernet, basándose en una serie de requisitos y Estándares, que son definidos por el NIST (Instituto Nacional de Estándares y Tecnología).

b) Tendencia a redes de datos Ethernet.

La segunda tendencia es la creciente adopción por parte de las Empresas de Generación de Energía Eléctrica a la automatización de las subestaciones por medio de la tecnología de redes de datos Ethernet para sus comunicaciones, que garantizan la interoperabilidad y mantenimiento de sus IED (Dispositivos Electrónicos Inteligentes), basándose en las Norma IEC 61850.

(Byres, 2014, p. 1)

La metodología de selección de un servidor de tiempo que se describe a continuación, se fundamenta en las mejores prácticas de diseño o actualización de las comunicaciones en las subestaciones basadas en la IEC 61850, en lo referente a la sincronización de tiempo. Para que se pueda aplicar en cualquiera de las dos tendencias anteriormente expuesta por la Industria de Generación de Energía Eléctrica.



## 5.0 Guía de Implementación de la Metodología

En este apartado se enumeran en siete pasos la metodología que a lo largo del presente capítulo se desarrolla.

-Primer paso: Definir el tiempo de rendimiento de clase a utilizar en base a la IEC 61850-5, con la ayuda de una empresa consultora de diseño de subestaciones bajo la norma IEC 61850.

-Segundo paso: Seleccionar la Norma de sincronización de tiempo IEC 61850-9-2 o la IEC 61850-9-3.

- La IEC 61850-9-2: Cuando el tiempo de rendimiento definido en el paso uno, sea mayor que un microsegundo y la sincronización de tiempo se realice en el nivel de estación o nivel de estación y bahía.
- La IEC 61850-9-3: Cuando el tiempo de rendimiento sea de 1 microsegundo o menor y la sincronización de tiempo se realice en los niveles de estación, bahía y proceso.

-Tercer paso: Seleccionar los relojes de sincronización (Reloj Maestro, Reloj de Frontera o Reloj Transparente), utilizando el de rendimiento y la Norma de sincronización de tiempo determinados en los pasos anteriores, para cumplir los requisitos de la IEC 61850-3.

-Cuarto paso: Utilizar Redes Ethernet en la sincronización de tiempo. Para esto se requiere que:

- En el nivel de estación se utilice Relojes Transparentes que conviertan su protocolo de comunicación de PTP a NTP.
- En el nivel de bahía utilice los IED, en los que los relojes internos de estos dispongan de una presión de tiempo igual o menor a el tiempo de rendimiento de clase, con Relojes Transparentes que conviertan su protocolo de comunicación en uno de comunicación de los IED o reemplace los IED por otros que cumplan con el rendimiento de clase (Norma de sincronización definidos en paso 1 y 2).
- En el nivel de proceso se debe utilizar unidades de interfaz de proceso (PIU), que cumplan con la Norma de sincronización de tiempo (Definida en paso 2).

-Quinto paso: Emplear cables, forros, conectores que no afecten las emisiones electromagnéticas en los niveles de estación, bahía y proceso, según lo requerido en la IEC 61850-90-4.

-Sexto paso: Aplicar redundancia de rutas de red Paralela (PRP) o redundancia de red de Alta Disponibilidad (HRS) en base a la IEC 61850-90-4, utilizando IEC 62439-3. Además se debe realizar un análisis financiero para justificar la inversión teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- El tiempo de inactividad no planificada
- ¿Durante cuánto tiempo se afectará el servicio?
- ¿Se perderá el servicio al cliente final?
- ¿Cuánto esfuerzo se necesita para recuperar y reiniciar su proceso?
- El tiempo de inactividad por minuto, por hora, por día

-Séptimo paso: Efectuar pruebas de latencia en las comunicaciones, sincronización de tiempo y exactitud de acuerdo a lo establecido en la Norma IEC 61850-10.

Las pruebas se deben efectuar en equipos con certificados de calibración y el personal tiene que ser capacitado en pruebas de IEC 61850 -10 o contratar una empresa consultora con experiencia en pruebas basadas en la IEC 61850 -10 de subestaciones.

## **5.1 Sincronización de Tiempo Fundamentada en las Mejores Prácticas de Diseño de la Norma IEC 61850**

Al sincronizar el tiempo en base a las mejores prácticas de la Norma IEC 61850, sugiere:

- Determinar el tiempo de rendimiento de clase.
- Seleccionar la IEC 61850-9.2 o IEC 61850-9.3.
- Establecer los relojes de sincronización.
- Utilizar Redes Ethernet para la sincronización de tiempo y las comunicaciones.
- Emplear cables, forros, conectores que no les afecte las emisiones electromagnéticas.
- Aplicar redundancia de rutas de red.
- Efectuar pruebas. (Byres, 2014, p. 1).

## 5.1.1 Determinar el Tiempo de Rendimiento de Clase (Time Performance Class)

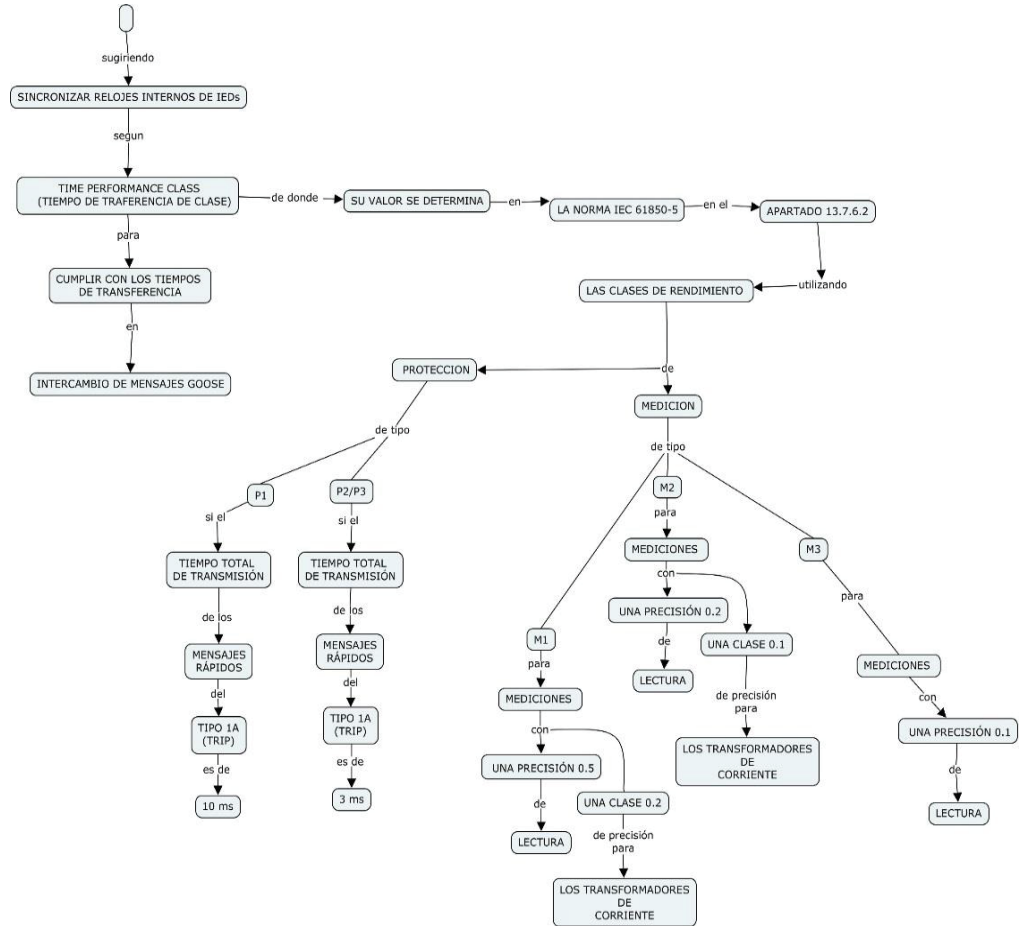


Figura 16. Parte del diagrama conceptual sobre la determinación de la clase de rendimiento. (Ver anexo B)

La Norma IEC 61850-5 define que los relojes internos de los IED requieren que sean sincronizados con un tiempo de rendimiento de clase (Time Performance Class) para que la comunicación entre IED, por medio de los mensajes GOOSE cumpla con los tiempos de transmisión total establecidos por la Norma.

Para la determinación del tiempo de rendimiento de clase (Time Performance Class), (Ver figura (17) se muestra conocer los dos grupos de rendimiento de clases definidos por:

- Primer grupo de rendimiento de clases, para control y protección, está determinado por: P1, P2 y P3.

Segundo grupo de rendimiento de clases, para medición y calidad de potencia, se define por: M1, M2 y M3. (IEC 61850-5,2003, p.48).

**Standard IED synchronizing for control and protection events**

Time performance class	Accuracy (ms)	Purpose
T1	± 1	Time tagging of events
T2	± 0,1	Time tagging of zero crossings and of data for the distributed synchrocheck. Time tags to support point on wave switching.

**Standard IED synchronizing for instrument transformers**

Time performance class	Accuracy (µs)	Reference	
T3	± 25	P1	
T4	± 4	P2	M1
T5	± 1	P3	M2/3

**Figura 17 . Clase de Rendimiento de Tiempo según IEC61850-5.**

**Fuente: IEC 61850-5, 2003. Pág. 51.**

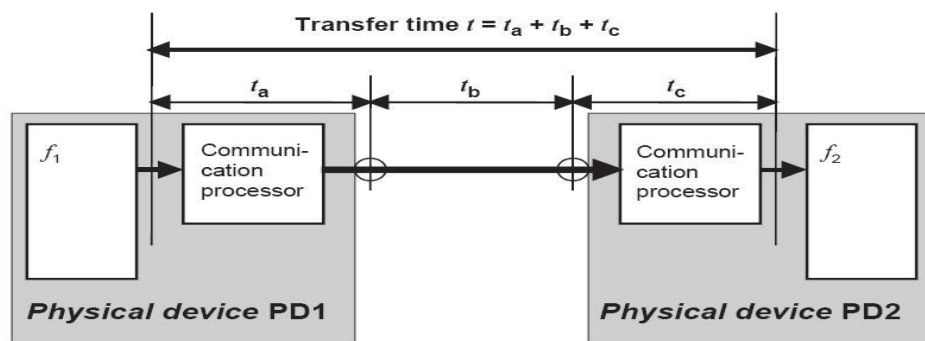
- a) Primer grupo: control y protección.

La IEC 61850-5 define que:

- Clase de rendimiento P1 se aplica típicamente a una bahía de distribución o para bahías donde los requisitos son bajos.

- Clase de rendimiento P2 se aplica típicamente a una bahía de transmisión o si el cliente no especifica otra cosa.
- Clase de rendimiento P3 se aplica típicamente a una bahía de transmisión con funciones de sincronización de alto rendimiento y protecciones diferenciales. (IEC 61850-5,2003, p.48).

Las clases de rendimiento de protección y control están en función del tiempo de transferencia. El tiempo de transferencia se define como: “la transmisión completa de un mensaje incluyendo la manipulación necesaria en ambos extremos. El tiempo cuenta desde el momento en que el remitente pone el contenido de los datos en su memoria de salida para la transmisión hasta el momento en que el receptor extrae los datos de su memoria de resección”<sup>4</sup>. (Ver figura 18).



- $t_a$ : the time required for the sending device to transmit the process value,
- $t_b$ : the time required for the network to deliver the message, and
- $t_c$ : the time required for the receiving device to deliver the value to its process logic.

**Figura 18. Definición de Tiempo de Transferencia.**

**Fuente: IEC 61850-5, 2003. Pág. 47.**

<sup>4</sup> IEC 61850-5. Communication requirements for functions and device models. Primera Edición. IEC, 2003.p.45.

El tiempo de transferencia depende del tipo de mensaje. La Norma define que se utilice los requerimientos de los mensajes rápidos de Tipo 1A (Trip) para definir las clases de rendimiento (P1, P2 y P3) en función del tiempo de transferencia, debido a que dichos mensajes son los más importante en una subestación y tiene los requerimientos más exigentes en comparación con todos los otros mensajes rápidos. (IEC 61850-5,2003, p.48).

Para el tipo de mensaje 1A, se definen los siguientes requerimientos:

- La clase de rendimiento P1, el tiempo total de transmisión será del orden de medio ciclo. Por lo tanto, se define 10 ms.

-La clase de rendimiento P2 / 3, el tiempo total de transmisión será inferior al orden de un cuarto de ciclo. Por lo tanto, se define 3 ms para las comunicaciones peer-to-peer de alta velocidad. IEC 61850-5,2003, p.48).

b) Segundo grupo: medición y calidad de potencia.

La IEC 61850-5 lo define como:

- La clase de rendimiento M1 se refiere a la medición con la clase de precisión 0.5 (IEC 62053-22) y clase 0.2 (IEC60044-8) hasta el 5th armónico.
- La clase de rendimiento M2 detalla la medición con la precisión de clase 0.2 (IEC 62053-22) y clase 0.1 (IEC60044-8) hasta el 13th armónico.
- La clase de rendimiento M3 relaciona la medición con la precisión de clase 0.1 de calidad hasta el 40th armónico (IEC 61850-5,2003, p.48).



De lo expuesto anteriormente se determina que las clases de rendimiento de control y protección (P1, P2 y P3) están en función del tiempo de transmisión de los mensajes rápidos, mientras que las clases de rendimiento de medición y calidad de energía (M1, M2 y M3) los encontramos en función de la exactitud requerida por el medidor y la clase de presión de los transformadores de corriente (CT).

La definición de la selección de qué tipo de clase de rendimiento de control o clase de rendimiento de medición, será utilizada para establecer el tiempo de rendimiento de clase requerido por los relojes internos de los IED, será tomada por un especialista en protecciones.

### 5.1.2 Seleccionar la IEC 61850-9-2 o la IEC 61850-9-3

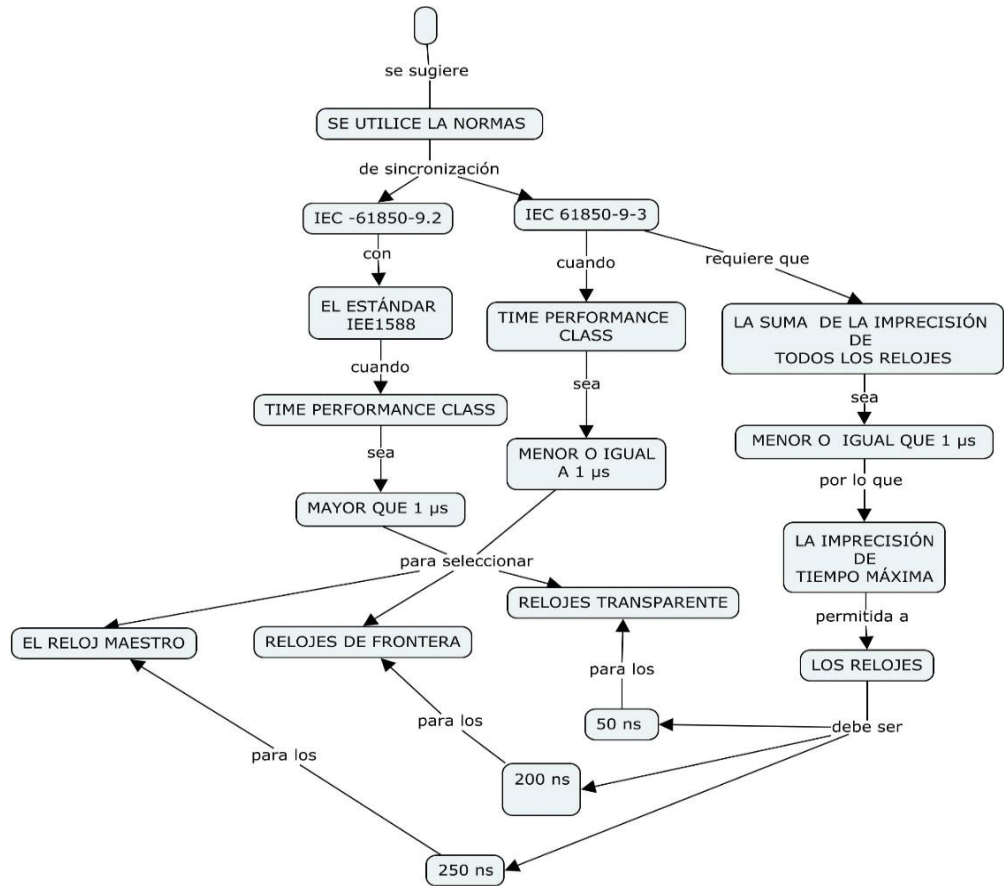


Figura 19 . Parte del diagrama conceptual para seleccionar entre la parte IEC 61850-9-2 o IEC 61850-9-3. (Ver anexo B).

Al momento de la redacción del presente documento la Norma IEC 61850 presenta dos Normas de sincronización de tiempo, la definición de cual Norma utilizar depende del tiempo de rendimiento de clase definido en el literal anterior.

Estas Normas son:

- Norma IEC 61850-9-2 con el Estándar 1588, se utilizara cuando necesite tiempo de rendimiento de clase mayor a 1μs (respecto al

Tiempo Universal Coordinado UTC). Teniendo en cuenta que el Estándar IEEE1588 no define la impresión de sus relojes. (Kirmann, 2013, P.6)

- Norma IEC 61850-9-3 se aplica cuando se requiere tiempo de rendimiento de clase a  $1 \mu\text{s}$  (respecto al Tiempo Universal Coordinado UTC), sobre una cadena de 16 relojes transparentes. Para cumplir con esta Norma, todos los relojes implicados no deben exceder la imprecisión de tiempo máxima definida en dicha Norma (ver tabla 7), además la máxima impresión ocasionada, por una cadena de relojes compuesta por 16 relojes transparentes más el reloj Maestro debe ser de  $1 \mu\text{s}$ , respecto al Tiempo Universal Coordinado UTC (Ver figura 20). (Baumgarfher, 2015, P.9)

Clock	Maximum time inaccuracy inserted
Grandmaster Clock	250 ns (in comparison to its time reference)
Transparent Clock	50 ns (between ingress and egress)
Boundary Clock	200 ns (between master and slave port)

Tabla 9. Resumen de la Máxima impresión que deben cumplir los relojes.

Fuente: Baumgarfher, 2015. Pag 9.

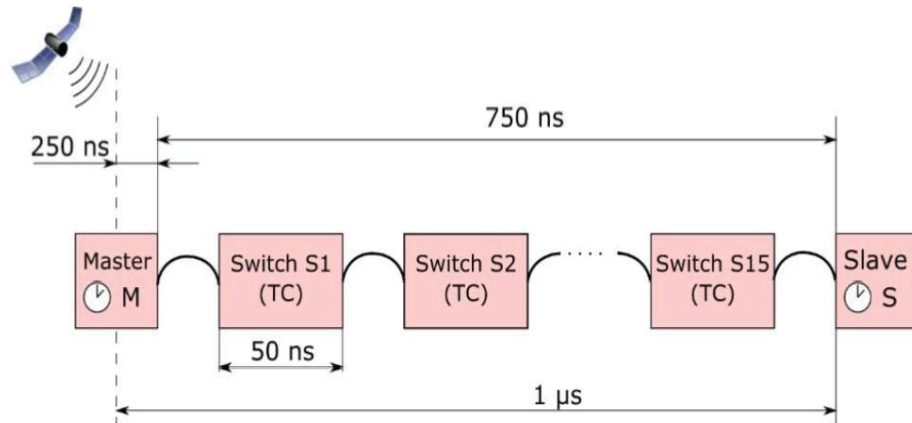
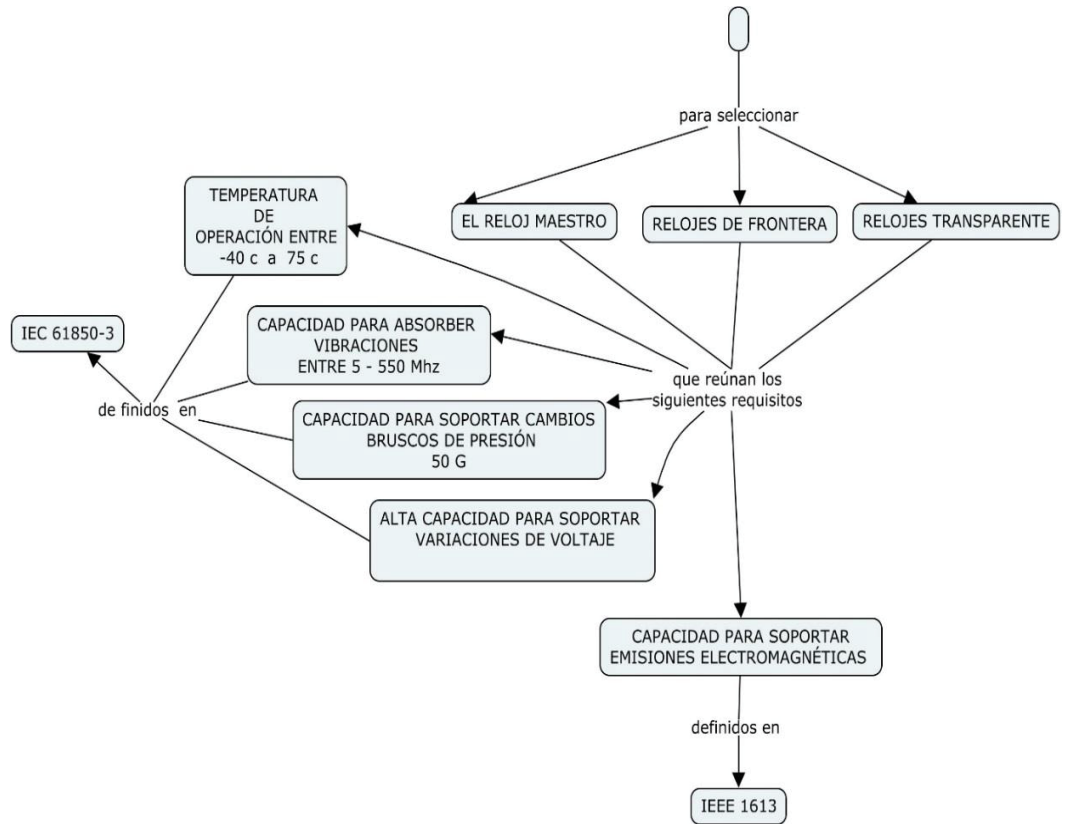


Figura 20. Imprecisión para una Cadena de Relojes Transparentes.

Fuente: Baumgarfher, 2015.Pag. 9.

### 5.1.3 Establecer los Relojes de Sincronización



**Figura 21. Parte del diagrama conceptual para establecer los relojes de sincronización. (Ver anexo B)**

Los relojes de sincronización (Grand Master Clock Boundary Clock y Transparente Clock) definidos por la IEC 61850-9-2 o la IEC 61850-9-3, estarán alojados en gabinetes de control sin climatización. Si bien esto proporciona cierto nivel de protección contra algunos elementos, como la temperatura, vibraciones, niveles de voltaje, humedad, etc. también tenemos factores que los deteriora como los cambios de temperatura extremos, la suciedad que puede acumularse en los equipos, los roedores y otras plagas pueden invadir los gabinetes. Otros factores extremos a los que están sometidos los gabinetes se puede incluir: humedad, corrosión y ruido electromecánico. Por lo que se requiere, que estos relojes se seleccionen en base a los siguientes requerimientos (Byres, 2014, p. 4):

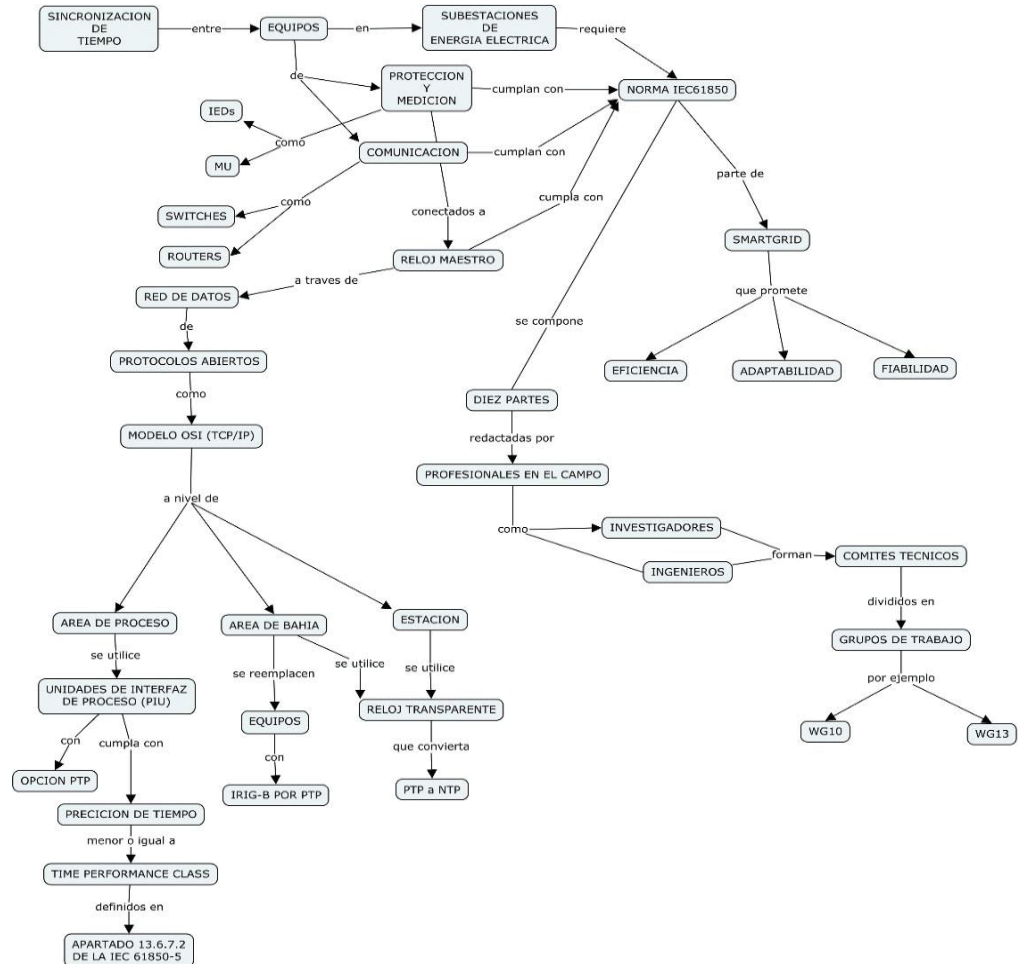
a) La Norma IEC-61850-3 define que los relojes deben reunir los siguientes requisitos:

- Trabajar en rangos de temperatura de -40 °C a 75 °C.
  - Absorber vibraciones de 5 a 550 MHz.
  - Absorber cambios bruscos de presión (anti-Shock) de 50G.
- (*CHOU Gary, 2009, P.3*).

b) La Norma IEEE 1613 requiere que los relojes cumplan con:

- Los resultados específicos de ensayos tipo EMI (Emisión Electromagnética) de clase 2, y que proporcionen una operación sin errores en los datos, retardos o pérdidas, cuando se expongan a esfuerzos de EMF (Electromagnetic Field). (*CHOU Gary, 2009, P.3*)

## 5.1.4 Utilizar Redes Ethernet para la Sincronización de Tiempo y las Comunicaciones



**Figura 22. Parte del diagrama conceptual sobre las redes Ethernet para la sincronización de tiempo y las comunicaciones. (Ver anexo B)**

La IEC 61850 define Redes Ethernet para la sincronización de tiempo y la comunicación de datos, además para la sincronización de tiempo el uso del protocolo PTP, en los niveles de estación, bahía y proceso, en las subestaciones (Ver figura 23).

Para alcanzar este objetivo en una subestación, las Empresas de Generación de Energía Eléctrica donde se dispone de redes Ethernet para comunicaciones de datos y el protocolo IRIG B para la sincronización de tiempo (Ver figura 24) debemos hacer:

- En nivel de estación, donde hay redes de comunicación por Ethernet para la comunicación de las PC de sistemas es cada, servidores, registradores de eventos, etc. y la sincronización de tiempo es realizada por medio del protocolo NTP, se requiere el uso de relojes transparentes que conviertan su protocolo de comunicación de PTP a NTP.

- En el nivel de bahía se presenta dos alternativas, pero se requiere que la presión de tiempo de los relojes en los IED sea igual o menor a el tiempo de rendimiento de clase definido en el apartado 5.0.1:

- a) La primera alternativa es cambiar de IED y medidores de Energía que se sincronizan por el protocolo IRIG B, por otros que se sincronicen con el protocolo PTP y que cumplan con los requerimientos definidos 5.0.3, para los relojes transparentes.

- b) La segunda es el uso de relojes transparentes que conviertan su protocolo de comunicación PTP al de comunicación de los IED (IRIG B), para que se establezca una comunicación entre estos y así los relojes interno de los IED puedan ser sincronizados por medio de los relojes transparentes.

- En el nivel de proceso es necesario usar unidades de interfaz de proceso (PIU), que se comuniquen con el protocolo PTP y la presión de tiempo de sus relojes sea igual o menor a el tiempo de rendimiento de clase definido en el apartado 5.0.1.

Los PIU son dispositivos que convierten las señales análogas de los transformadores de corriente y voltaje, a señales digitales que son llevadas por medio de los mensajes GOOSE hacia los IED, para que puedan ser interpretadas por estos.



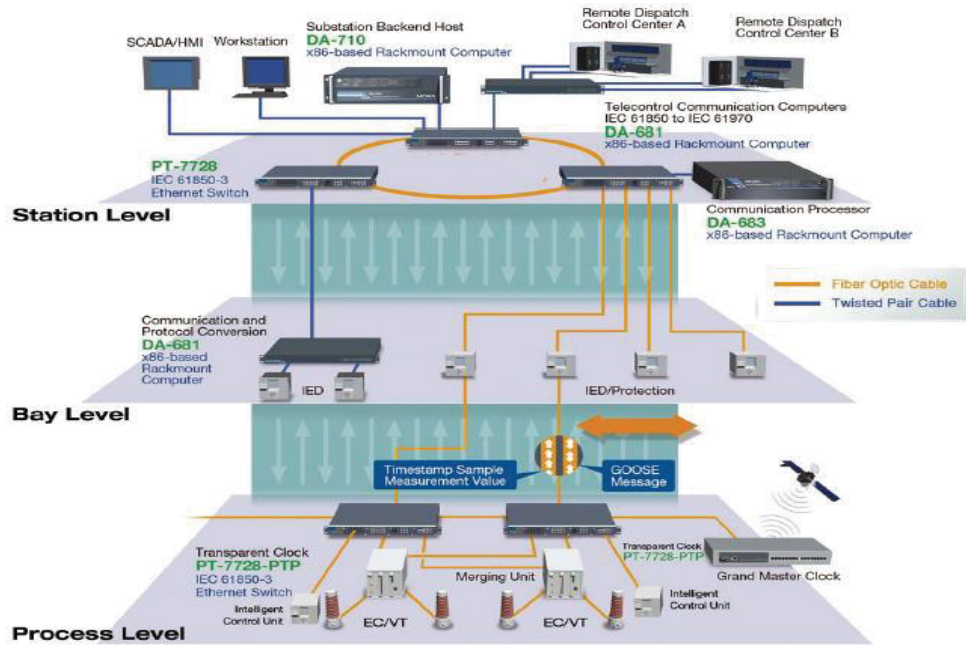


Figura 23. Subestación que Cumple la IEC 61850-2 con el IEEE1588 o IEC 61850-9-3.

Fuente: Moca Inc, 2011.Pag. 40.

:

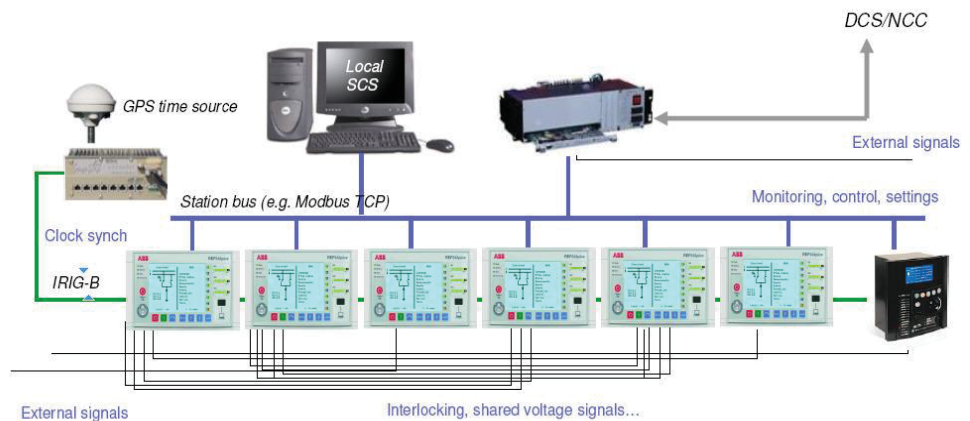


Figura 24. Subestación Tradicional con una Red Ethernet para Comunicación de Datos y otra para Sincronización de Tiempo.

Fuente: RANTA, 2008.Pag. 33.

### 5.1.5 Emplear Cables Forros y Conectores que no Afecte las Emisiones Electromagnéticas

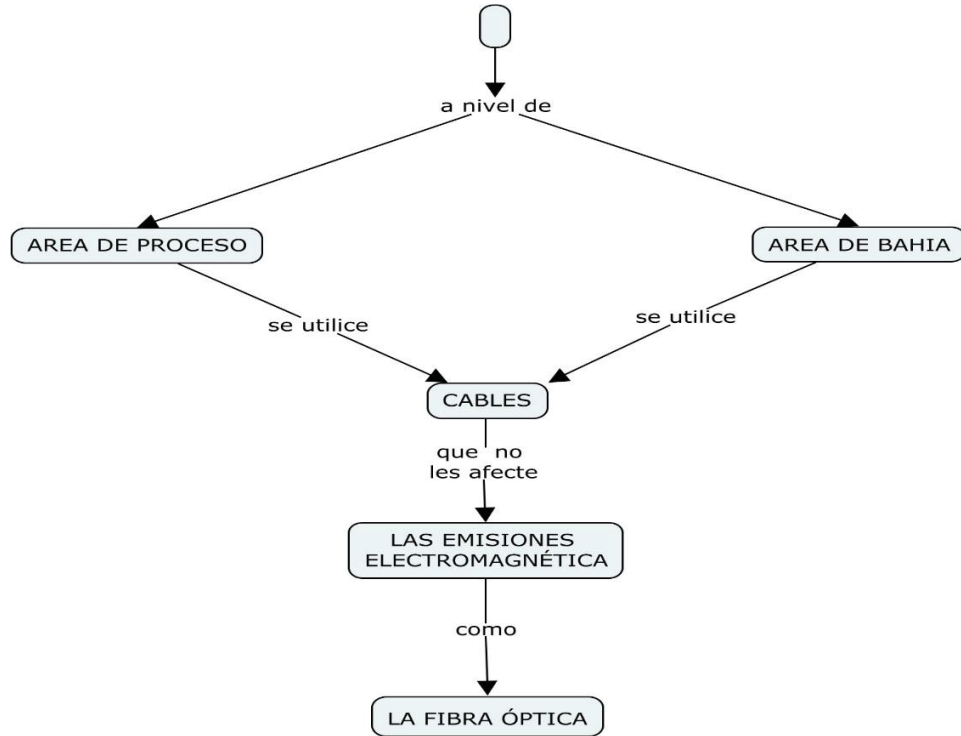
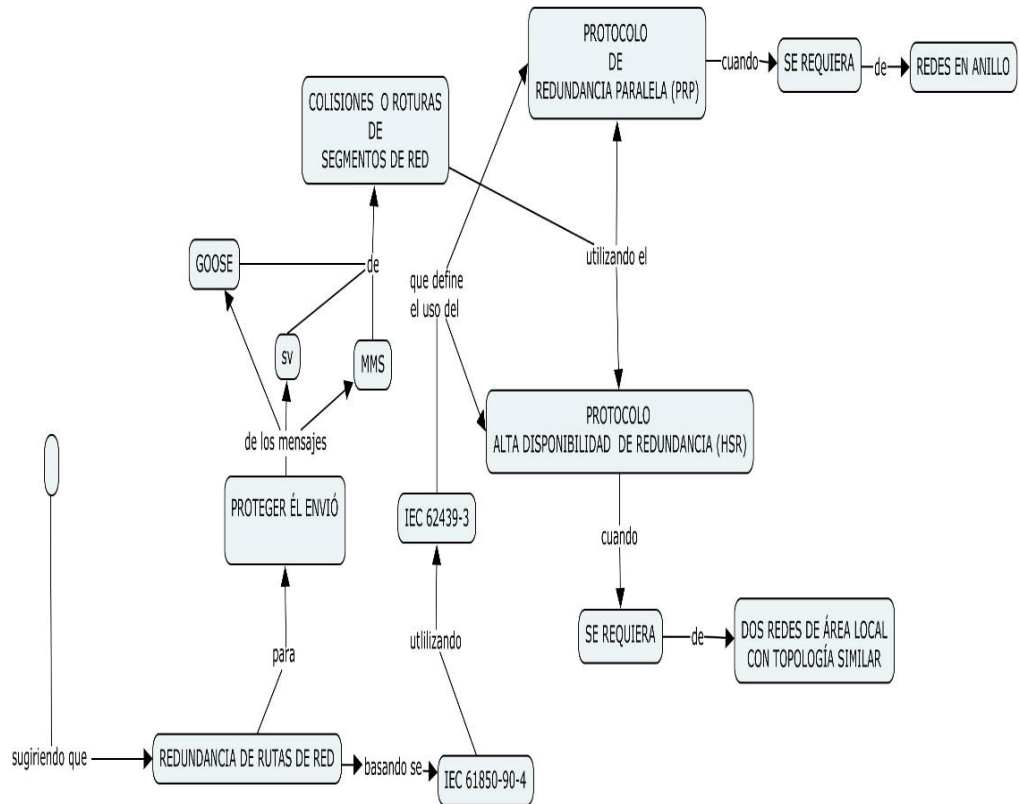


Figura 25. Parte del diagrama conceptual para el uso de cables, forros y conectores inmunes a las emisiones electromagnéticas. (Ver anexo B)

Según la Norma IEC 61850-90-4, los cables, forros y conectores en las zonas de bahía y proceso, no les debe afectar los niveles de ruido que producen las emisiones electromagnética (EMI),

El cable que cumple con estas características es la fibra óptica.

### 5.1.6 Aplicar Redundancia de Rutas de Red



**Figura 26. Parte del diagrama conceptual mostrando el uso de redundancia de rutas de red. (Ver anexo B)**

La Norma 61850-90-4 sugiere redundancia de rutas de red, para proteger el envío de los mensajes (GOOSE, SV, MMS, etc.) de colisiones o roturas de segmentos de red (Byres, 2014, p.5), en base a cualquiera de los dos protocolos (PRP o HSR) definidos en IEC 62439-3, ellos son:

- a) Protocolo de Redundancia Paralela (PRP).
- b) Protocolo Alta Disponibilidad de Redundancia (HSR).

Ambos protocolos utilizan dos puertos Ethernet idénticos para una conexión de red y se fundamentan en la duplicación de toda la información transmitida, si los enlaces o interruptores fallan, cumpliendo así todos los difíciles requisitos de automatización en las subestaciones.

## Protocolo de Redundancia Paralela PRP

Este protocolo se utiliza en sistemas en los cuales el dispositivo está conectado paralelo a dos redes de área local con topología similar y están completamente separadas para asegurar la independencia de fallo. Ambas redes funcionan equidistante, proporcionando así una recuperación de tiempo cero y una comprobación continua de la redundancia para evitar fallas (Ver figura 27). (LEUPP, 2016, p. 58).

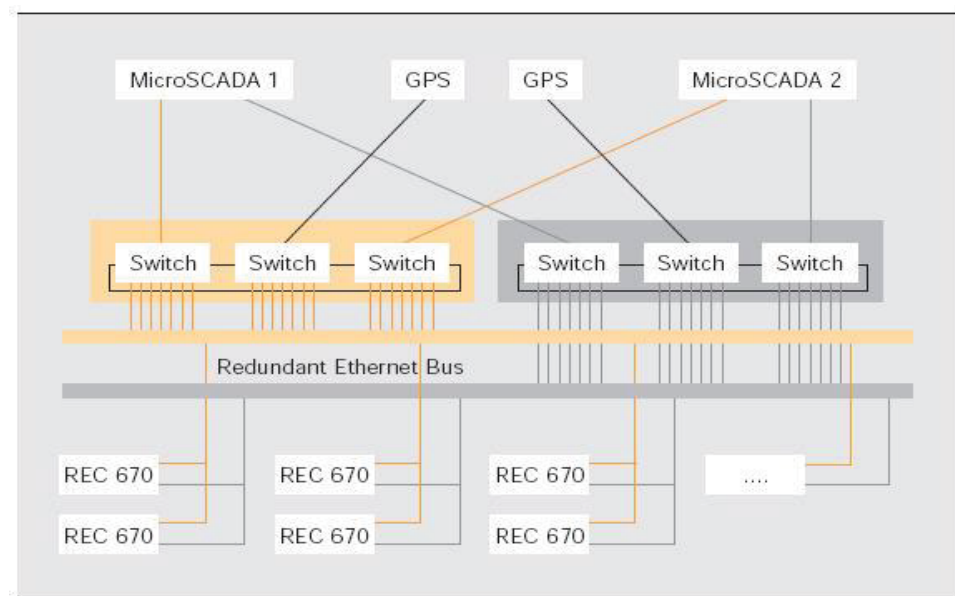


Figura 27. Topología de red con el Protocolo de Redundancia Paralela PRP.

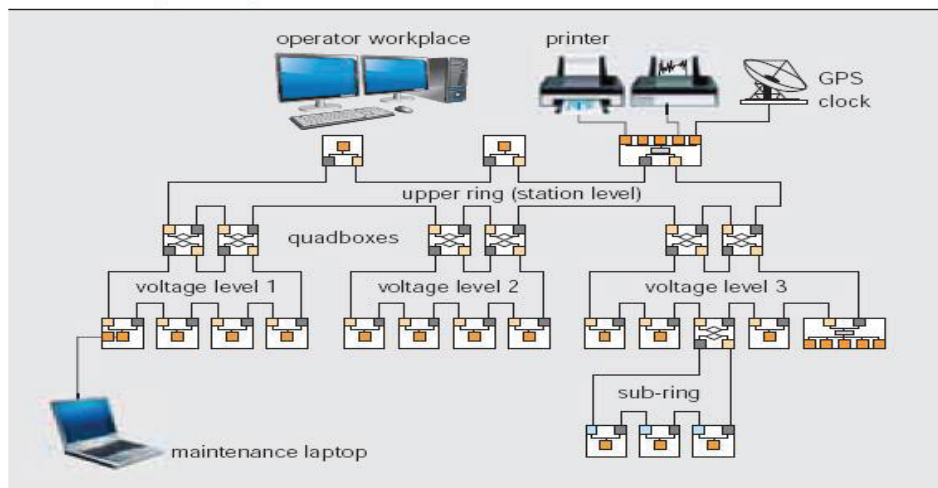
Fuente: LEUPP Peter. Pág.61.

## Protocolo de Alta Disponibilidad de Redundancia HRS

El protocolo de Alta disponibilidad de Redundancia HRS (IEC 62439-3) se aplica a redes en anillo, utilizando las dos direcciones en el anillo como dos LAN virtuales. Todos los nodos del anillo tienen dos puertos que se integran como un Switch, de manera que para cada trama enviada en un nodo, se envía dos tramas, una sobre cada puerto.

Ambos tramas circulan en direcciones opuestas sobre el anillo y cada nodo envía la trama que recibe de un puerto al otro. Cuando el nodo de origen recibe una trama que se envió, lo descarta para evitar bucles (Ver figura 28). (LEUPP, 2016, p. 58).

**Figura 28. Topología de Red con Protocolo de Alta Disponibilidad de Redundancia.**



HRS. Fuente: LEUPP Peter. Pág.61.

### 5.1.7 Efectuar Pruebas

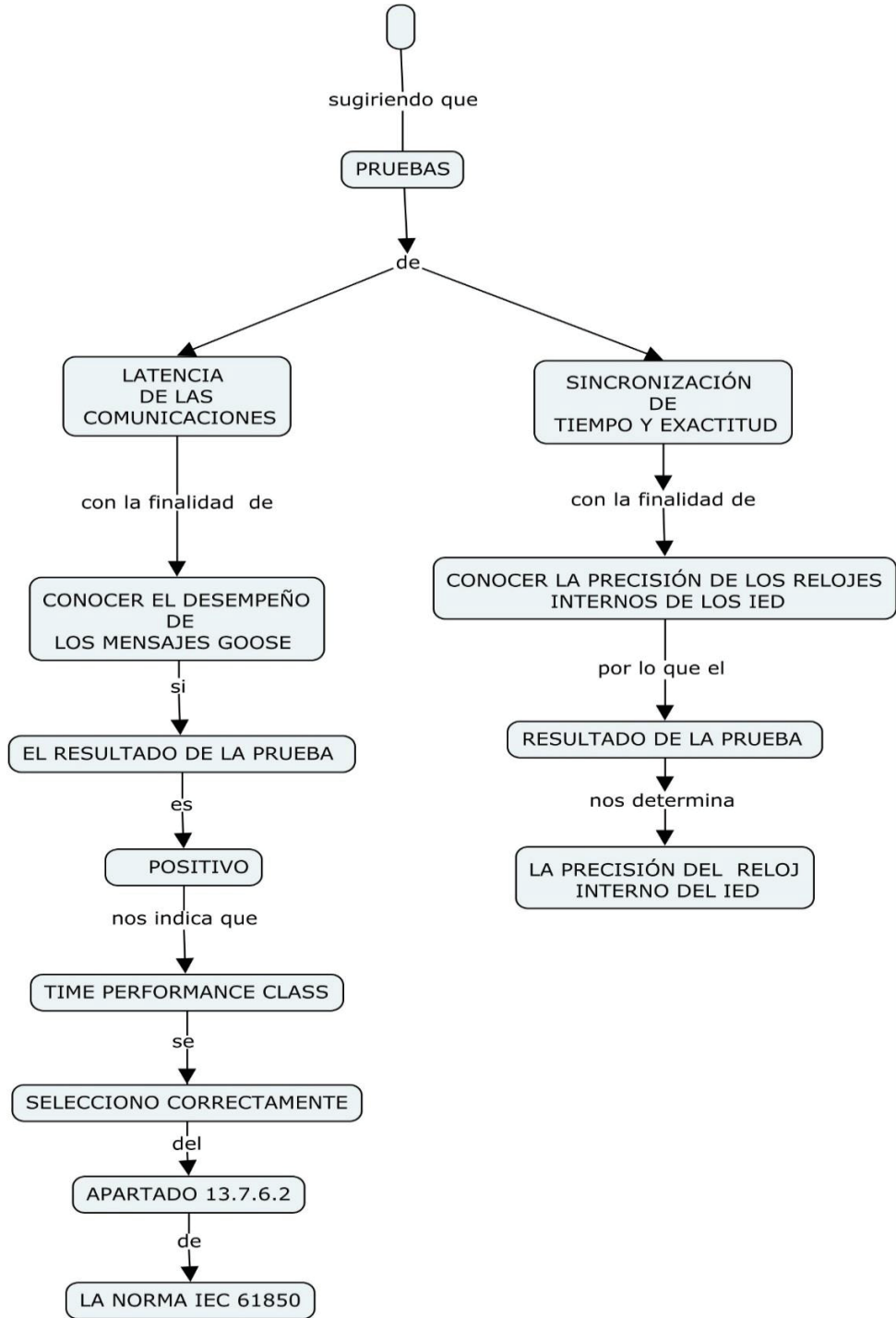


Figura 29. Parte del diagrama conceptual para realización de pruebas.

(Ver anexo B)

La finalidad de las pruebas es conocer el desempeño de los mensajes, GOOSE emitidos por los IED y la presión de los relojes internos de los IED debido a que la norma IEC 61850-10 define los parámetros que determinan el desempeño de los mensajes y la metodología de las pruebas así como también los formatos de estas.

Las pruebas que se expondrá para el presente trabajo son:

- a) Prueba de latencia de las comunicaciones.
- b) Prueba de sincronización de tiempo y exactitud.

#### **a) Prueba de Latencia de los Mensajes GOOSE**

Estas pruebas se emplean con el fin de precisar la latencia de salida de los mensajes (GOOSE rápidos de tipo1A) de un IED a otro IED, para compararlos con los tiempos de desempeño de los mensajes GOOSE definidos por la IEC 61850-5(apartado 8.2.3), si los resultados de las pruebas son iguales o menores a los definidos por la Norma, nos indica que se definió correctamente la presión de tiempo y la Norma de sincronización (definida en el literal 5.0.1 y 5.0.2). (IEC 61850-10,2021, p. 71).

Para efectuar la prueba se requiere de un equipo de prueba como el CMC 850 de OMICRON, instalado en la red Ethernet de los IED (Ver figura 30).

La prueba radica en que cuando un equipo de pruebas(CMC 850) genera un mensaje SV( Sampled Values ), que contiene las intrusiones, el IED reaccione y envíe el mensaje GOOSE(de disparo, arranque o

cierre, etc. ) a través de la red. El equipo de prueba al estar conectado y suscrito en la red de los IED, recibe los mensajes enviados por IED y define la latencia de salida de los mensajes GOOSE (IEC 61850-10,2021, p. 78).

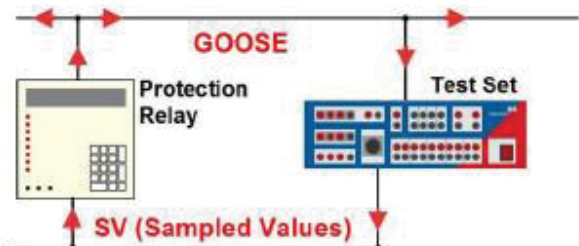


Figura 30. Prueba de latencia de los mensajes GOOSE.

Fuente: CAVALHEIRA.Pág. 3.

## b) Prueba de Sincronización de Tiempo y Exactitud

El alcance de esta prueba es determinar la exactitud del tiempo de estampado de los IED, para comparar la exactitud de los relojes internos (proporcionada por el fabricante de los IED) de manera que los tiempos de estampado, tienen que ser iguales o menores a los tiempos de rendimiento de clase definido en el apartado 5.0.1 (IEC 61850-10,2021, p. 76).

Para realizar la prueba de sincronización de tiempo y exactitud, se requiere de un sistema de prueba (Ver figura 31), que consiste en un generador de eventos y time master (Reloj Transparente), cada uno de ellos debe estar conectado a una fuente de reloj externo común (Reloj Maestro) con la finalidad de que el generador de señales inicie la producción de eventos físicos dentro del IED, estos eventos son registrados en el IED con una etiqueta de tiempo. Por otra parte el



anализador de eventos recupera la marca de tiempo de cada evento de los IED y el tiempo registrado por el generador de señales, luego calcula la desviación estándar en base 1000 eventos de la diferencia entre el generador de señales y analizador de eventos, para definir la exactitud del tiempo de estampado de los IED (IEC 61850-10,2021, p. 77).

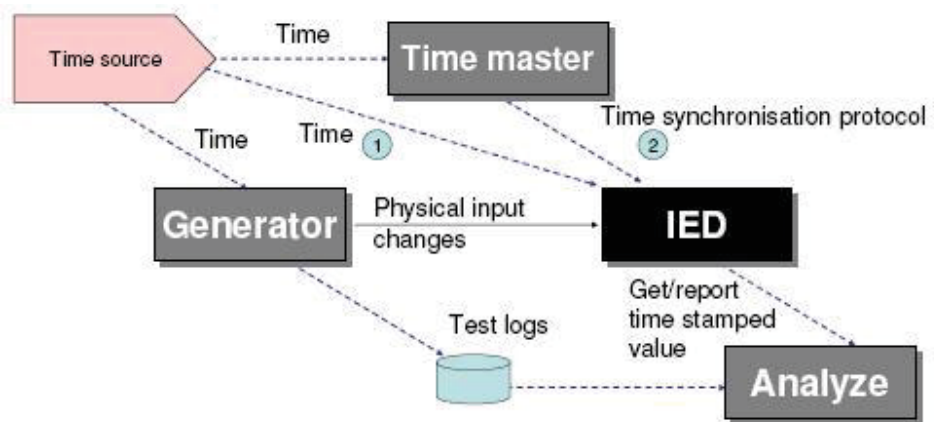


Figura 31. Prueba de Configuración y Sincronización de Tiempo. Fuente: IEC.  
Fuente: IEC 61850-10 .Pág. 77.

## CAPITULO VI

### Resultado de Hipótesis, Conclusiones y Recomendaciones

#### 6.0 RESULTADO DE HIPÓTESIS

- La hipótesis alterna sobre la falta de estándares de tiempo en El Salvador, influye en la producción de energía eléctrica es rechazada, ya que los Estándares permiten cumplir con los requerimientos de la Unidad de Transacciones (UT) o adoptar tecnologías como la Smart Grid, pero no incrementa ni disminuye la producción de energía eléctrica en El Salvador, mientras que la hipótesis de investigación referente al nivel de producción de energía eléctrica en El Salvador, no está determinado por los Estándares de tiempo por lo tanto es aceptada.

- La hipótesis alterna sobre la falla en los servidores de tiempo, perjudica la producción de energía eléctrica en El Salvador, es rechazada, dado que la producción de energía eléctrica en el salvador no depende de los servidores de tiempo, pero la falta de esto ocasiona: incumpliendo del reglamento de Operación de Transmisión, las subestaciones automatizadas con la Norma IEC 61850 quedan sin protecciones eléctrica, no hay registro cronológico de eventos, etc. De manera que la hipótesis de investigación sobre el nivel de producción de energía eléctrica en El Salvador, no es afectado por los servidores de tiempo, por tanto es aceptada.

-

- La hipótesis alterna acerca de los problemas de sincronía de tiempo, afectan la producción de energía eléctrica en El Salvador es rechazada , debido a que la sincronización de tiempo no afecta el incremento o se disminución de la producción de energía eléctrica lo que ocasiona es que los medidores de energía de las unidades generadoras tengan un desfase con respecto a los de la unidad

de transacción, ocasionando un incumplimiento del reglamento, además el registro de las horas de paro o arranque por fallas que llevan las empresas generadoras de energía, tendrán discrepancia con los que tenga la Unidad de Transacción (UT) esto influirá en el pago de energía producida o cobros por energía no suministrada de manera que la hipótesis de investigación sobre la producción de energía eléctrica, no está determinado por la sincronía del tiempo es aceptada.

- La hipótesis alterna acerca de la mala identificación de los parámetros de referencia (Tecnología, conexión a la red, tipo de protocolo de sincronización tiempo y resolución de tiempo requerida en los equipos, etc.) que se utilizan para la selección de un servidor de tiempo, afecta el funcionamiento correcto de los servidores de tiempo, esta hipótesis alterna es aceptada, porque en la autorización de subestaciones por medio de la IEC 61850 una mala definición de parámetros ocasiona daños en los equipos eléctricos (como generadores , transformadores , seccionadoras, etc.) debido a que no se cumplirá con los tiempos transferencia de los mensajes (GOOSE rápidos de tipo1A) entre los IED, de manera que la hipótesis de investigación el funcionamiento de los servidores de tiempo, no está determinado por los parámetros de referencia, es rechazada.

## 6.1 CONCLUSIONES

- La sincronización de tiempo en las Empresas de Generación de Energía Eléctrica requiere la implementación de un servidor de tiempo o, además de un infraestructura que apoye al servidor de tiempo, esta infra estructura de red Ethernet con Relojes Transparentes o Relojes de Frontera y el servidor de tiempo tiene que cumplir con Estándares y Normas, para cumplir con las exigencia de presión de tiempo exigidas por dispositivos electrónicos inteligentes (IED) y medidores de energía comercial.
  
- Para poder Implementar un servidor de tiempo en base a la IEC 61850 en las plantas de generación de energía eléctrica se requiere:
  - a) Determinar el tiempo de rendimiento de clase (Time Performance Class) por medio de la metodología expuesta en el apartado 5.
  
  - b) Seleccionar el Reloj Maestro que se utilizara como servidor de tiempo y los Relojes Transparentes.
  
  - c) Emplear el protocolo PTP para la sincronización de tiempo.
  
  - d) Utilizar cables que no les afecte el ruido electromagnético.
  
  - e) Hacer pruebas de latencia e inexactitud.

- La sincronización de tiempo es muy importante , por lo que una mala definición de presión de tiempo del servidor de tiempo y los relojes ocasionaría que los dispositivos electrónico inteligentes de control (IED) responsables de la protección del generador , transformadores principales o líneas de transmisión, no respondan como se requiere ocasionando daños parciales o totales en los equipos que estos protegen.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- Las Empresas de Generación de Energía Eléctrica en El Salvador deben implementar la Norma IEC 61850 porque:

a) Garantiza una mayor precisión de tiempo en los registradores de eventos que en las unidades remotas que la unidad de transacciones utiliza para sus auditorías internas en las empresas de generación de energía eléctrica.

b) Pueden certificar sus tiempos de conexión y desconexión de las unidades de generación de red de distribución, por disturbios de la red, salidas de emergencia o paro programados etc., ante demandas de incumplimiento de contratos por energía eléctrica no suministrada.

c) Tienen la garantía que sus medidores de energía comercial cumplen con los requerimientos de precisión exigidos por la Unidad de Transacciones.

d) Se facilita la integración a las redes Smart Grid, al implementarse a nivel nacional o Centro Americano.

## ANEXOS

### Anexo A: Formulario

INSTRUMENTO PARA RECOLECTAR INFORMACION SOBRE LA METODOLOGÍA QUE SE UTILIZA AL EVALUAR Y SELECCIONAR EL SERVIDOR DE TIEMPO QUE PERMITE LA SINCRONIZACION DEL TIEMPO EN EQUIPOS DE LA INDUSTRIA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR, A TRAVÉS DE LA RED DE DATOS.

#### Indicaciones:

- Lea cuidadosamente cada pregunta y subraye la respuesta o respuestas que considere conveniente.

1) Para sincronizar la hora en su servidor de tiempo, ¿Qué servicio utiliza?:

- a) Servicio de internet
- b) Servicio satelital (GPS)
- c) Otros, ¿cuál? \_\_\_\_\_

2) Que tipo de puerto utiliza su servidor de tiempo, para sincronizar la hora en los equipos del sistema de protección eléctrica (protección de generador, protección de transformadores principales, protección de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial?

- a) Serial
- b) Ethernet
- c) Puertos BNC
- d) Otros, ¿cuál? \_\_\_\_\_

3) ¿Qué protocolos utiliza su servidor de tiempo, para sincronizar la hora en los equipos del sistema protección eléctrica (protección de generador, protección de transformadores principales protección de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial?

- a) NTP
- b) SNTP
- c) IRIG B
- d) Otros, ¿cuál? \_\_\_\_\_

4) ¿Qué tipo de puerto de conexión utiliza su servidor de tiempo para sincronizar la hora en los PLC, secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería?

- a) Serial
- b) Ethernet
- c) Puertos BNC
- d) Otros, ¿cuál? \_\_\_\_\_

5) ¿Qué protocolo es utilizado en su servidor de tiempo para sincronizar la hora de los PLC, Secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería?

- a) NTP
- b) SNTP
- c) IRIG B
- d) Otros, ¿cuál? \_\_\_\_\_



6) ¿Qué tipo de estándar o Normativa ha implementado para sincronizar el servidor de tiempo en los equipos de protección eléctrica (protección de generador, protección de transformadores principales protección de líneas de transmisión, etc.) y medidores de energía comercial?

- a) IEEE 1588
- b) IEC 61850 -9-5
- c) IEC 60870-5-101
- d) Otros, ¿cuál? \_\_\_\_\_
- f) Ninguno

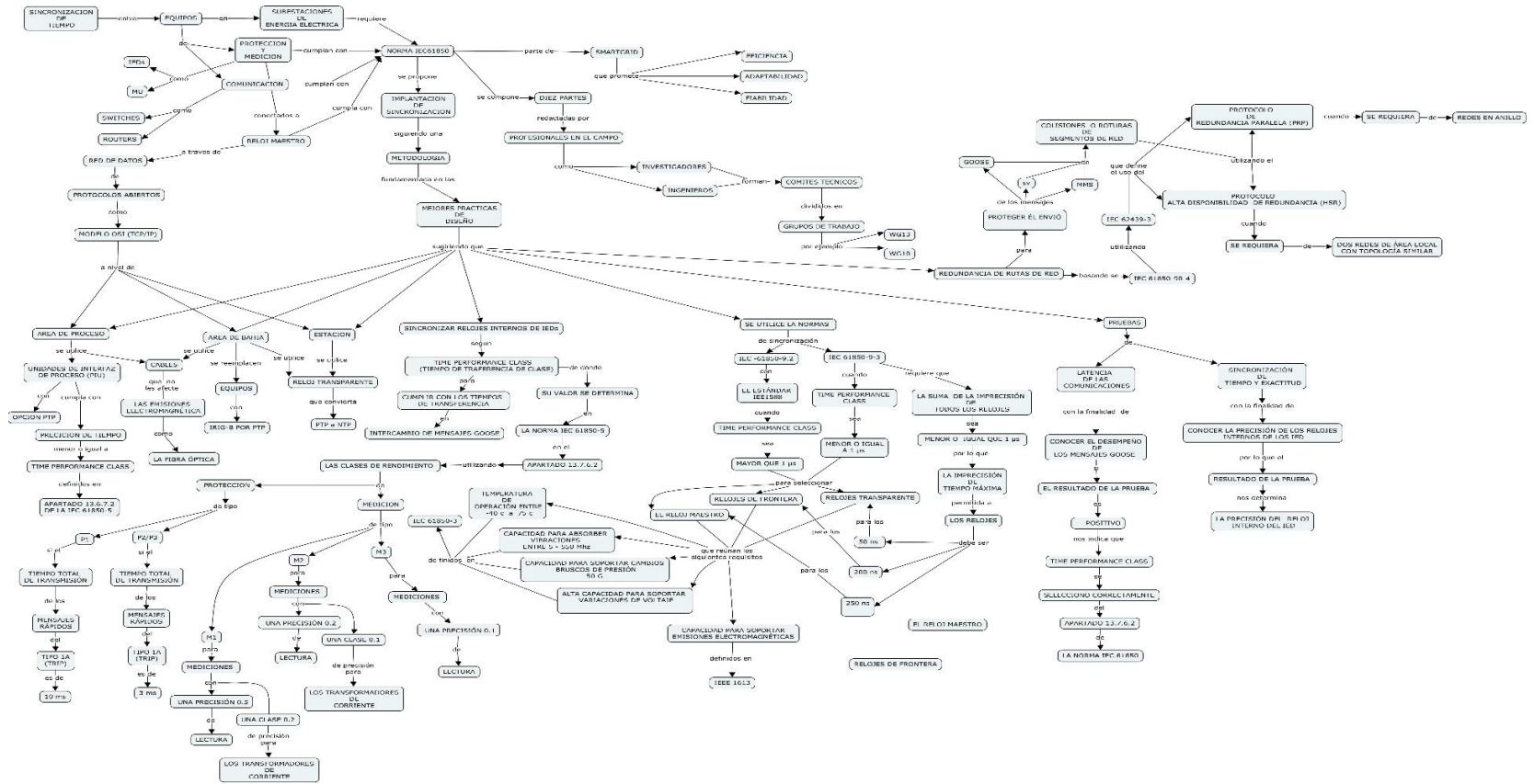
7) ¿Qué tipo de estándar o Normativa ha implementado para sincronizar el servidor de tiempo para sincronizar la hora de los PLC, Secuenciadores de eventos, PC de monitoreo y de ingeniería?

- a) IEEE 1588
- b) IEC 61850 -9-5
- c) IEC 60870-5-101
- d) Otros, ¿cuál? \_\_\_\_\_
- f) Ninguno

8) ¿Tiene instalado en su red Ethernet de sincronización de tiempo, alguno de los siguientes componentes que se comuniquen con el protocolo PTP?

- a) Grandmaster Clock (GMC)
- b) Boundary Clock o de Frontera (BC)
- c) Swith Transparent
- d) Otros, ¿cuál? \_\_\_\_\_
- e) Ninguno

# Anexo B: Diagrama Conceptual de Metodología de Sincronización de Tiempo



## BIBLIOGRAFIA

BAUMGARFHER, Bernhard. RIESCH. Christian. SCHENK, Wolfgang. *IEC 61850-9-3 Will simplicity supersede complexity*.OMICRON. 2015.16p. [consultado 01 octubre 2016] disponible en: <https://www.omicron-lab.com/knowledge-applications/articles-use-cases/iec-61850-9-3-will-simplicity-supersede-complexity.html>

BERNAL, Cesar A. *Metodología de la Investigación*, 3ª ed. Bogotá: Education, 2010. 320p. ISBN 978-958-699-128-5.

BYRES Eric, ENG P. *Substation Communications Design Legacy to IEC 61850 Best Practices*. Belden,2014. 8P. [Consultado 11 Noviembre 2016] disponible en: [https://scadahacker.com/library/Documents/ICS\\_Protocols/Belden%20-%20Substation%20Communications%20Design%20Legacy%20to%20IEC%2061850%20Best%20Practices.pdf](https://scadahacker.com/library/Documents/ICS_Protocols/Belden%20-%20Substation%20Communications%20Design%20Legacy%20to%20IEC%2061850%20Best%20Practices.pdf)

CAVALHEIRA Carvalheira y CORONEL. Jesús. *Pruebas de sistemas de protección en subestaciones basadas en comunicaciones según la Norma IEC 61850*.OMICRON. 7P [Consultado 24 Diciembre 2016] disponible en: [https://www.omicronenergy.com/fileadmin/user\\_upload/pdf/papers/PotM-2015-06-Pruebas-en-subestaciones-basadas-comunicaciones-IEC61850-ESP.pdf](https://www.omicronenergy.com/fileadmin/user_upload/pdf/papers/PotM-2015-06-Pruebas-en-subestaciones-basadas-comunicaciones-IEC61850-ESP.pdf)

CEDIEL MARTINEZ, Julián Andrés. CAPARRO RESTREPO, Jaime Hernán. *Aspectos generales en la automatización de una subestación eléctrica y empleo del protocolo de comunicaciones IEC 61850*. Proyecto de grado. Colombia, Universidad Industrial de Santander, 2010, 170p.

COULOURIS, George, DLLIMORE, Jean y Kinberg Tim. *Sistemas Distribuidos: conceptos y diseño*. 3ª ed. Madrid: Addison Wesley, 2001. 726p. ISBN 84-7829-049-4.

CHOU Gary, LIN Hunter y CHEN Bruce. *A Primer on Obtaining IEC 61850-3 Certification for Embedded Computers*. Moxa Inc, 2009. 6P [Consultado 24 Diciembre 2016] disponible en:

[http://support.elmark.com.pl/moxa/katalogi/White\\_papters/A%20Primer%20on%20Obtaining%20IEC%2061850-3%20Certification.pdf](http://support.elmark.com.pl/moxa/katalogi/White_papters/A%20Primer%20on%20Obtaining%20IEC%2061850-3%20Certification.pdf)

ESCUADERO, Lazaro A. *La medición del tiempo a lo largo de la historia*. 1ª ed. España: Editorial Circulo Rojo, 2014. 558p. ISBN 978-84-9076-682-8.

FRADE BLAS, Beatriz. *Implantación y Evolución de las Smart Grids en España*. Trabajo de fin de grado. España, Escuela superior y técnica de ingenieros de minas, 2014, 98p.

FERNADEZ AVILES, Alba Carmita. *El protocolo IEC 61850 en la automatización de subestaciones*. Tesis de maestría .Universidad de cuenca, Ecuador, 2015, 200p.

GOBIERNO DE EL SALVADOR. *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción El Salvador*. El salvador.2011.486p.

HERNANDEZ CÁRDENAS, Javier Andrés. *Sincronización de una red de datos usando el protocolo IEEE1584*. Proyecto de fin de carrera. España, Universidad de Castilla, 2008, 98p.

IEC 61850-5. *Communication requirements for functions and device models*. Primera Edición. IEC, 2003. 131 P.

IEC 61850-10. *Conformance testing*. Segunda Edición. IEC, 2012. 81 P.

KIRRMANN Hubert, TOURNIER Jean. *Coexistence of IEEE 1588, C37.238 and 802.1AS, Issues and Recommendations*. IEEE, 2012. 6P [Consultado 26 Noviembre 2016] disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6336633/>

LA RED MARTINEZ, David Luis. *Sistemas operativos en línea*. Santander (España). El Cid Editor, 2001. [Consulta: 05 de Febrero de 2015] disponible en : <http://site.ebrary.com/lib/cbues/reader.action?docID=10065067>

LEUPP Peter y RYTOFT Claes. *Special Report IEC 61850*. ABB, 2016. 63P

[Consultado 24 Diciembre 2016] Disponible en:

[http://www.abb.com/AbbLibrary/DownloadCenter/?CategoryID=rootabb\\_review&ShowResultsTab=True&DocumentKind=Report&SortBy=DocKind#&&/wEXAQUDa2V5BcoBM8KwOUFBQzgxNTEyNMKxQnVtcGxlc3MgRXRoZXJuZXQgcmVkdW5kYW5jeSBmb3lqc3Vic3RhdGlvbnMgd2l0aCBJRUMgNjE4NTAuQUJCwrHCsVJlcG9ydMKxwrFUwrHCsTDCsWVzwrJlbsKxMTA5wrFTVsKxwrEywrFUwrEwwrHCsTDCsTHCsTlwrrEyMMKxMcKxwrHCscKxwrFyb290YWJiX3Jldmld8KxwrHCscKxMTHCsKxwrHCsTXCsKxMMKxU1bCscKxMCIKgs5JBnufhtWXL5alrWqF/v3U](http://www.abb.com/AbbLibrary/DownloadCenter/?CategoryID=rootabb_review&ShowResultsTab=True&DocumentKind=Report&SortBy=DocKind#&&/wEXAQUDa2V5BcoBM8KwOUFBQzgxNTEyNMKxQnVtcGxlc3MgRXRoZXJuZXQgcmVkdW5kYW5jeSBmb3lqc3Vic3RhdGlvbnMgd2l0aCBJRUMgNjE4NTAuQUJCwrHCsVJlcG9ydMKxwrFUwrHCsTDCsWVzwrJlbsKxMTA5wrFTVsKxwrEywrFUwrEwwrHCsTDCsTHCsTlwrrEyMMKxMcKxwrHCscKxwrFyb290YWJiX3Jldmld8KxwrHCscKxMTHCsKxwrHCsTXCsKxMMKxU1bCscKxMCIKgs5JBnufhtWXL5alrWqF/v3U)

LINDSTROM Frankz Peter, LOPEZ ACOSTA, Mario. *Aspectos relevantes para la configuración de una red IEC 61850 para su operación y mantenimiento*. Paraguay: CIGRÉ, 2012.8P [Consultado 26 Noviembre 2016] disponible en:

[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjw5JSz6MvQAhVMKiYKHQ7rCPwQFggiMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.cigre.org.py%2Findex.php%2F2014-03-19-13-47-38%2Fblog%2Fcategory%2F130-c3-desempeno-ambiental-del-sistema%3Fdownload%3D1100%3Apapers-seseps-2000-al-2012&usg=AFQjCNGUZ\\_aLguT9XvtxALzi0iIAQafHOg&sig2=Nsb2JvL7pyCF7q4777VFVw](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjw5JSz6MvQAhVMKiYKHQ7rCPwQFggiMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.cigre.org.py%2Findex.php%2F2014-03-19-13-47-38%2Fblog%2Fcategory%2F130-c3-desempeno-ambiental-del-sistema%3Fdownload%3D1100%3Apapers-seseps-2000-al-2012&usg=AFQjCNGUZ_aLguT9XvtxALzi0iIAQafHOg&sig2=Nsb2JvL7pyCF7q4777VFVw)

MOXA Inc.Substation. *Technical Guide Book.IEC 61850-3 and IEEE 1588 in smart substations*. 2011.68P [Consultado 24 Diciembre 2016] disponible en:

<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwi0yLeGoY7RAhUSfiYKHWe1BzsQFggZMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.modelec.nl%2Ffile.php%2F2186%2Fsubstation%2520technical%2520guid%20ebook.pdf&usg=AFQjCNH8OCO9I83iv30CV9DLKPTSPteumQ&sig2=TKmtNzK6hXJ03yuR7910Wg&bvm=bv.142059868,d.eWE>

PRIETO ORDOÑEZ, John Freddy. *Aplicabilidad de la Norma IEC 61850 en sistemas Scada en la red de Transmisión Eléctrica de Colombia*. Trabajo de grado. Colombia, Universidad de la Salle Ingeniería Eléctrica, 2011,78p.

RANTA, Antti Hakala. *Enhanced protection functionality with IEC 61850 and GOOSE*. Singapore. ABB, 2008.38P.

[Consultado 24 Diciembre 2016] disponible en:

[http://www02.abb.com/global/sgabb/sgabb005.nsf/bf177942f19f4a98c1257148003b7a0a/e81bb489e5ae0b68482574d70020bf42/\\$FILE/B5\\_G2\\_Enhanced+protection+functionality+with+IEC+61850+and+GOOSE.pdf](http://www02.abb.com/global/sgabb/sgabb005.nsf/bf177942f19f4a98c1257148003b7a0a/e81bb489e5ae0b68482574d70020bf42/$FILE/B5_G2_Enhanced+protection+functionality+with+IEC+61850+and+GOOSE.pdf)

ROMERO, Fernando L. *Sincronización de Relojes en Ambientes Distribuidos*. Tesis (Maestría en Redes de Datos). Buenos Aires, Instituto de Investigación en Informática LIDI, 2009, 118p.

TANENBAUM, Andrew y STEEN, Van Maarten. *Sistemas Distribuidos Principios y Paradigmas*. 2ª ed. México: Pearson Education, 2008. 704p. ISBN 978-970-26-1280-3.

TOLOZA, Juan Manuel. *Algoritmos y técnicas de tiempo real para el incremento de la precisión posicional relativa usando receptores GPS estándar*. Tesis (Doctorado en Ciencias Informáticas). La Plata, Universidad Nacional de La Plata, 2012, 213p. [Consulta: 20 de Mayo de 2015].

UREÑA CALDERÓN, Carlos. *Diseño de un sistema para sincronizar el reloj interno de las protecciones de línea y grabadores de eventos presentes en las subestaciones de ICE*. Informe de proyecto de graduación, Costa Rica, Instituto tecnológico de Costa Rica, 2005, 213p.

## Glosario

DTSS	Digital Time Synchronization Service.
GLONASS	GLObal NAvigation Satellite System.
GMT	Greenwich Meridian Time.
GNSS	Global Navigation Satellite System.
G PS	Global Positioning System.
ICS	Internet Clock Service.
MHz	Megahertz (Unidad de medida de la Frecuencia).
NTP	Network Time Protocol.
PTP	Precision Time Protocol.
SNTP	Single Network Time Protocol.
TAI	International Atomic Time.
UIT	Unión Internacional de Telecomunicaciones.
UTC	Coordinated Universal Time.
SAS	Substation Automation System.
IED	Dispositivos electrónicos inteligentes (Intelligent Electronic Device).
ACSI	Abstract Communication Service Interface.
SCL	Lenguaje de Configuración de Subestación.
MMS	Manufacturing Message Specification.
CFE	Comisión Federal de Electricidad de México.