

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**SISTEMA DE SINCRONIZACIÓN PARA EL LABORATORIO FÍSICO
DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

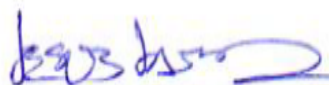
FAUSTO ANDRÉS CEVALLOS CORONEL

DIRECTOR: Prof. JESÚS AMADO JÁTIVA IBARRA, Ph.D.

Quito DM, octubre 2022

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Fausto Cevallos Coronel, bajo mi supervisión.




Prof. JESÚS AMADO JÁTIVA IBARRA, Ph.D.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

jesus.jativa@epn.edu.ec

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Fausto Cevallos Coronel, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.



Fausto Andrés Cevallos Coronel

AUTOR

fausto.cevallos@epn.edu.ec

DEDICATORIA

A todas esas personas que estuvieron en este proceso; principalmente a:

Mis padres: Fausto y Sandra

Mi esposa e hija: Kimmy y Adita

Mi hermana: Gaby

Mis abuelos: Fausto y Fanny

Windsor (+) y Marujita (+)

AGRADECIMIENTO

Con profundo sentimiento quiero agradecer a:

Dios, por ser el patrocinador de la vida;

Mis padres, por ser quienes me dieron la vida;

Mis amores, por ser quienes dieron sentido a mi vida;

Mi familia;

Mis amigos

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
INDICE DE FIGURAS	VII
INDICE DE TABLAS	IX
RESUMEN	X
ABSTRACT	XI
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.2 ALCANCE	2
2. MARCO TEÓRICO.....	3
2.1 MÁQUINAS GENERADORAS.....	3
2.1.1 MÁQUINA DE INDUCCIÓN (MI).....	3
2.1.2 MÁQUINA SINCRÓNICA (MS)	7
2.2 SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	11
2.2.1 LAS CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	13
2.2.2 PUESTA EN PARALELO DE CENTRALES DE GENERACIÓN	17
2.2.2.1 Condiciones de Sincronismo	18
2.2.2.1. Igualdad de secuencia de fases.....	19
2.2.2.1.1. Igualdad de magnitudes de voltaje.....	20
2.2.2.1.2. Igualdad de frecuencia	20
2.2.2.1.3. Igualdad entre los ángulos de cada fase.....	22
2.2.2.2 Relé 25	23
2.3 EL GENERADOR Y LA BARRA INFINITA DEL LABORATORIO FÍSICO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	26
2.3.1 Red de la Empresa Eléctrica Quito – Barra Infinita.....	26
2.3.2 El Generador KAL	28
3. EL SISTEMA DE SICRONIZACIÓN PARA EL LFSEP	30
3.1 Hardware	32
3.1.1. Pantalla LCD táctil	33

3.1.2.	Tarjeta microcontroladora STM	34
3.1.3.	Diagrama de conexiones de entradas y salidas	35
3.1.4.	Transformadores de potencial TP	36
3.1.5.	Circuito Impreso o PCB	36
3.2	Software	39
3.2.1.	Algoritmo.....	39
3.2.1.1.	Simulaciones del algoritmo.....	40
3.2.1.2.	Código de programación	42
3.3.	Adquisición y procesamiento de señales.....	42
3.3.1.	Procesamiento de la señal de voltaje	42
3.3.2.	Procesamiento de la señal de frecuencia.....	44
3.3.3.	Procesamiento para detección del ángulo entre fases.....	45
3.3.4.	Detección de la secuencia de fases	46
4.	PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	47
4.2.	Prueba de la detección y comparación de voltajes.....	47
4.3.	Prueba de la detección y comparación de frecuencias	49
4.4.	Prueba de la detección de secuencia de fases	50
4.5.	Prueba de la detección del ángulo de fase.....	51
4.6.	Prueba de la detección y confirmación de todas las condiciones de sincronismo.....	52
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	55
5.1.	CONCLUSIONES	55
5.2.	RECOMENDACIONES.....	56
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57
	ANEXOS	58

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Circuito equivalente de la MI.....	5
Figura 2. Partes constitutivas de la MS ya sea de rotor de polos salientes o lisos [1].....	8
Figura 3. Diagramas fasoriales del generador de polos salientes y polos lisos, basados en sus respectivos circuitos equivalentes	10
Figura 4. Potencia efectiva por tipo de central	16
Figura 5. Potencia efectiva por provincia	17
Figura 6. Esquema de un generador que alimenta a una carga de forma aislada.....	18
Figura 7. Esquema de dos generadores que alimentan juntos a una carga.....	18
Figura 8. Secuencia positiva (a) y secuencia negativa (b) en forma de onda sinusoidal...	19
Figura 9. Secuencia positiva (a) y secuencia negativa (b) en forma de fasores	19
Figura 10. Voltaje de la fase R de la conexión A y Voltaje de la fase U de la conexión B en un mismo periodo T.....	20
Figura 11. Generador en sincronismo con la Red Eléctrica.....	21
Figura 12. Comparación entre ondas de frecuencia de los dos Sistemas a conectar, hasta que T sea igual tanto en la fase R como en la fase U.....	21
Figura 13. Desfasaje entre los ángulos del voltaje.....	22
Figura 14. Esquema de conexión del relé 25	23
Figura 15. El relé 25 ABB SPAU 140C en vista frontal y vista lateral. 1MRS 752253-MUM ES. Versión A. ABB 2001	24
Figura 16. Diagrama de conexión del relé de verificación de sincronismo SPAU 140C. 1MRS 752253-MUM ES. Versión A. ABB 2001	25
Figura 17. Relé de protección de la interconexión combinada entre generador y barra infinita	26
Figura 18. Acometida principal o barra infinita del LFSEP	26
Figura 19. Motor de Corriente Continua del LFSEP.....	28
Figura 20. Circuito Equivalente de la máquina motriz identificando las bobinas de la Figura 18	28
Figura 21. Generador de Corriente Alterna del LFSEP	29
Figura 22. Grupo KAL conformado por un motor DC y un Generador AC.....	30
Figura 23. Sincronoscopio manual electromecánico.....	31
Figura 24. Dimensiones del monitor instalado	33
Figura 25. HMI con todas las variables que se pueden observar en tiempo real.....	33
Figura 26. Tarjeta micro controlada STM32	34
Figura 27. Diagrama y pines de conexión de entradas y salidas a la STM32.....	35
Figura 28. Diagrama unifilar del interior del TP	36
Figura 29. Circuito impreso correspondiente al Sistema de Sincronización implementado. Vista posterior	37
Figura 30. Circuito impreso correspondiente al Sistema de Sincronización implementado. Vista frontal	38
Figura 31. Diagrama de flujos correspondiente al algoritmo implementado	39
Figura 32. Circuito de medición y comparación del voltaje para el lado A. Lo mismo se simula para el lado B.....	40
Figura 33. Circuito de activación del relé que se encarga de activar el contactor	41
Figura 34. Circuito de alimentación para circuitos operacionales que necesitan +5 V	41
Figura 35. Comparador con filtro pasa bajos	41
Figura 36. Circuito indicador del cumplimiento de las Condiciones de Sincronismo mediante el encendido de un led	42
Figura 37. Diagrama unifilar para poder medir el voltaje con el TP	43

Figura 38. Forma de onda rectificada completamente	43
Figura 39. Forma de onda cuadrada de voltaje de fases iguales. R con U. S con V y T con W	44
Figura 40. Forma de onda cuadrada de ambos Sistemas conectados en donde $\xi\theta$ es el desfasaje	45
Figura 41. Forma de onda cuadrada de voltaje entre dos fases iguales. RS y ST comparada con UV y VW	46
Figura 42. Voltaje de RST	47
Figura 43. Voltajes iguales en ambos extremos medidos por el sincronoscopio manual .	48
Figura 44. Voltaje de UVW	48
Figura 45. Señal de voltaje rectificado del lado A	48
Figura 46. Señal de voltaje rectificado del lado B	49
Figura 47. Onda cuadrada de frecuencia en el lado A.....	49
Figura 48. Onda cuadrada de frecuencia en el lado B.	50
Figura 49. Frecuencia medida en el lado A y B por el sincronoscopio manual.....	50
Figura 50. Comparación de las señales entre RS y ST para verificar su secuencia.....	51
Figura 51. Onda cuadrada de los voltajes RS comparada con la de los voltajes ST.....	51
Figura 52. Visualización en pantalla de las variables eléctricas.....	52
Figura 53. Comprobación de lectura de variables eléctricas con el sincronoscopio manual	52
Figura 54. Comprobación de igualdad en los ángulos de fase sin cumplirse	53
Figura 55. Comprobación del cumplimiento de la igualdad entre ángulos de fase	53

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pérdidas de Potencia en la Máquina de Inducción	6
Tabla 2. Voltaje en los terminales de la Máquina Síncrona	9
Tabla 3. Potencia Activa y Reactiva de la MS	11
Tabla 4. Zonas seguras de operación del generador síncrono.....	11
Tabla 5. Fuentes de energía primarias que se pueden transformar en distintos tipos de energía	12
Tabla 6. Factores de diversidad utilizados en el Ecuador (ARCONEL, 2016)	15
Tabla 7. Potencia efectiva por tipo de fuente. Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano. ARCONEL 2018	16
Tabla 8. Valores de magnitudes que alcanzan la velocidad y condiciones de sincronismo	29
Tabla 9. Valores nominales a los que puede funcionar el generador síncrono	30
Tabla 10. Dispositivos y elementos del sincronoscopio manual	31
Tabla 11. Periféricos asociados al hardware del dispositivo	32
Tabla 12. Características del monitor instalado en el equipo de sincronización	34
Tabla 13. Tabla de variables de las conexiones en la STM con su respectivo puerto	35
Tabla 14. Características principales del transformador utilizado	36

RESUMEN

Se crea un sistema rápido y moderno, relacionando e interactuando Ingenierías de Control y Eléctrica para desarrollar un algoritmo capaz de evaluar magnitudes de frecuencia, voltaje y secuencia de fases, con el fin de establecer una conexión entre dos fuentes de generación de energía eléctrica, más conocida como sincronización o puesta en paralelo.

El diseño, construcción e implementación de un Sistema de Sincronización para el Laboratorio Físico de Sistemas Eléctricos de Potencia (LFSEP), aporta al estudio y análisis del comportamiento de un sistema eléctrico real y a escala, en condiciones estacionarias y dinámicas, permitiendo la comparación de magnitudes de voltaje y frecuencia, necesarios al momento de sincronizar, bien sea dos generadores o un generador con la red eléctrica.

El LFSEP ha sido construido con todos los elementos que forman parte de un sistema eléctrico, no solo de potencia sino también de control y protecciones. De tal manera que se cuenta con un grupo motor-generador con capacidad para emular unidades de generación hidráulica y térmica, un generador fotovoltaico y un emulador de generación eólica; transformadores principales, secundarios y de auxiliares; dos líneas de transmisión; cargas comerciales, industriales y residenciales; interruptores de seccionamiento, protecciones térmicas y un relé de distancia; sistema de control de velocidad; y, en desarrollo un sistema de control de voltaje.

Este trabajo contiene cuatro capítulos en los que se analiza y describe, como primer capítulo, la teoría acerca de las máquinas generadoras y sistemas de generación, que resultara en el punto de partida de los sistemas eléctricos de potencia. El segundo capítulo describe el desarrollo del hardware y software utilizado, para posteriormente realizar la construcción e implementación del equipo. Por último, se ejecutan pruebas de operación; y, en el cuarto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones.

PALABRAS CLAVE: Sistema digital de sincronización, Fuentes a escala de generación eléctrica, Laboratorio Físico de SEP.

ABSTRACT

A fast and modern system is created, relating and interacting Control and Electrical Engineering to develop an algorithm capable of evaluating magnitudes of frequency, voltage and phase sequence, in order to establish a connection between two sources of electricity generation, more known as synchronization or paralleling.

The design, construction and implementation of a Synchronization System for the Physical Laboratory of Power Electric Systems (PL-PES), contributes to the study and analysis of the behavior of a real and scaled Electric System, in stationary and dynamic weather conditions, allowing comparison of magnitudes of voltage and frequency, necessary at the time of synchronizing either two generators or a generator with the electrical network that will be called an infinite bar.

This work contains four chapters in which the theory about generating machines and generation systems, which would be the starting point of Power Electric Systems, is analyzed and described as the first chapter. The second chapter describes the development of the Hardware and Software used to subsequently carry out the construction and implementation of the equipment. Finally, the operation and performance tests are carried out and the necessary conclusions and recommendations are made.

The PL-PES has been built with all the elements that are part of an Power Electrical System, not only Power elements but also Control and Protection elements; In short, there are: hydraulic, thermal, solar and wind generation units; main, secondary and auxiliary transformers; lines of transmission; commercial, industrial and residential loads; sectioning switches and protections, both thermal and automatic relays; speed control systems to be able to control the Active Power generated and the voltage control system is under development to be able to control the Reactive Power that is sent to the system.

KEYWORDS: Synchronization digital system, Scaled sources of electric generation, Physical Power System Laboratory, PL-PES.

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica en el Ecuador constituye una parte fundamental en el desarrollo económico y en la evolución industrial, en donde el Estado es responsable de garantizar la provisión continua de este servicio bajo los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad, al menor costo posible. En 180 días se puede llegar a consumir 15.086 GWh: en la región Costa, un 62,2%, en la Sierra con un 34,7% y en la Amazonía con el 3,1%. (CRE, 2008, art. 30 y 314).

Para que esto suceda, se necesitan un gran contingente de Ingeniería en varias especialidades que se encargan del diseño y la construcción de Centrales de Generación de Energía Eléctrica en zonas estratégicas y de fácil contacto con las fuentes principales de energía. Toda vez que se culminen los procesos de construcción viene la puesta en funcionamiento, requiriendo una serie de equipos, dispositivos y algoritmos indispensables para poder garantizar parámetros de seguridad y confiabilidad al momento de generar, transmitir y distribuir electricidad; exactamente lo mismo se puede observar en el Laboratorio Físico de Sistemas Eléctricos de Potencia LFSEP, el cual está equipado con todo lo anteriormente mencionado.

El contar con un sistema de sincronización capaz de poner en paralelo dos fuentes de generación forma parte de cualquier Sistema Eléctrico de Potencia y gracias a grandes avances tecnológicos, se puede contar con microprocesadores capaces de realizar, de manera automática y manual, procesos complejos que reemplazan equipos electromecánicos. Además, el sistema desarrollado tiene la posibilidad de visualizar las variables eléctricas requeridas para la sincronización y así poder realizar un análisis del comportamiento del SEP, bien sea en estado estacionario o dinámico.

El poder estudiar a la Ingeniería Eléctrica en un mismo espacio físico, ha inspirado la construcción de un Laboratorio a escala capaz de simular un Sistema Eléctrico completo, contemplando todas sus características reales. Por lo tanto, el diseño y la construcción de un sistema de sincronización se convierte en el enlace necesario para la conexión de dos fuentes de generación, específicamente entre el grupo motor generador -KAL- y una barra infinita trifásica, que es un transformador de 300 kVA conectado a la red de la Empresa Eléctrica Quito.

1.1 OBJETIVOS

El objetivo general de este Proyecto Técnico es el de diseñar y construir un sistema de sincronización capaz de conectar el grupo motor generador-KAL- con la red eléctrica.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Diseñar un sistema digital que permita la puesta en paralelo de fuentes de generación, de manera automática o manual, mediante la verificación de las condiciones de sincronización.
- Desarrollar las interfaces de adquisición de señales de voltaje y la extracción de sus magnitudes, frecuencias y ángulos, así como de sus secuencias de fases.
- Desarrollar un algoritmo que permita medir y visualizar las señales de voltaje de las fuentes de generación.
- Construir un equipo portátil que cuente con una pantalla para visualizar las variables de sincronización.

1.2 ALCANCE

El presente trabajo de titulación tiene como finalidad desarrollar e implementar un sistema de sincronización de las fuentes de energía eléctrica instaladas en el Laboratorio Físico de Sistemas Eléctricos de Potencia de la Escuela Politécnica Nacional.

Este equipo está constituido con todos los elementos de medición y control que permitan, mediante software, realizar la sincronización manual y automática entre dos fuentes de generación bajo parámetros de secuencia de fases, voltaje, frecuencia y ángulo. También, permite la visualización en pantalla de manera digital de estas magnitudes, así como la medición de las corrientes de las fuentes y el cálculo de las potencias respectivas.

El software desarrollado tendrá también una sección virtual de adquisición de datos con sus respectivos procesos de acondicionamiento y registro de señales, que servirá para registrar los valores necesarios tanto para efectuar la sincronización entre sistemas, como para el cálculo de las potencias activa, reactiva y aparente en tiempo real. La barra infinita de este sistema eléctrico se tomará directamente desde una acometida conectada al transformador de 300 kVA, que alimenta el edificio de Química-Eléctrica de la EPN.

Se detallan los distintos elementos, equipos y conexiones con los que actualmente cuenta el Laboratorio, sus características y señalización, para de esa manera especificar sus alternativas de operación, así como la ubicación del sistema de sincronización.

2. MARCO TEÓRICO

El Ecuador, comprometido con la reducción paulatina del uso de combustibles fósiles y fuentes de energía no renovables, cuenta con -mayoritariamente- fuentes de energía renovables utilizadas para la generación eléctrica, estas son: las centrales hidroeléctricas, que generan el 92% de la energía eléctrica que consume el país, las eólicas que generan el 0,6%, las fotovoltaicas que generan el 0,4% y, como no renovables las térmicas que generan el 7%.

El desarrollo de la tecnología permite diseñar equipos automatizados de todo tipo, para este caso, equipos de medición y comparación de variables en tiempo real. Con estos datos - además de la utilidad de contar con un sistema de sincronización- se pueden realizar estudios sobre la Estabilidad de Voltaje y de la Frecuencia, en donde la determinación de la transferencia de Potencia y la realización de las curvas Potencia Voltaje (P-V) son los análisis más comunes.

Como parte del LFSEP se dispone de un grupo motor DC-generador AC (KAL) de aproximadamente 10 kVA (9,899 para ser exactos), y una acometida eléctrica trifásica que se conecta a un transformador DYn5 de 300 kVA. La necesidad de conectar estas fuentes se da para, en primer lugar, realizar el análisis correspondiente a la conexión y desconexión de un Sistema de Generación con la Red del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, para ser este caso provisto por la Empresa Eléctrica Quito y, en segundo lugar, para realizar estudios y análisis en estado estacionario y de estabilidad transitoria.

Se cuenta con la teoría correspondiente a las máquinas eléctricas en funcionamiento como motor y como generador ya que el grupo KAL está compuesto por ambos tipos de máquinas; las pérdidas de potencia y los diagramas fasoriales; las zonas seguras de operación del generador sincrónico y los Sistemas de Generación. Se revisa también las condiciones de sincronismo necesarias para la puesta en paralelo de Sistemas Eléctricos, así como su estudio de individual de cada una de estas condiciones.

2.1 MÁQUINAS GENERADORAS

2.1.1 MÁQUINA DE INDUCCIÓN (MI)

Las máquinas de inducción son las más comunes y utilizadas bien sea como motores o generadores ya que son equipos robustos y confiables de bajo mantenimiento. Los principales elementos constitutivos son el rotor y el estator.

El estator, formado por unas láminas de acero de alta permeabilidad -necesarias para reducir las pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas- es la parte estacionaria de la máquina de inducción, en donde se conduce el flujo electromagnético.

El rotor, formado por laminaciones de acero delgadas y ranuradas, es la parte que gira junto al eje de la máquina y se clasifica en dos tipos: rotor jaula de ardilla y rotor devanado.

Cuando el rotor gira, se induce el voltaje entregado por la fuente o fuerza electromotriz (*fem*) en donde daría paso a la circulación o, en este caso, producción de corriente para poder entregar energía eléctrica. Es necesario que exista un desfase en el estator de 120° entre sus devanados para poder producir un campo magnético que es de magnitud constante. Este se encuentra girando alrededor de la periferia del rotor a la velocidad de sincronismo, que viene dada por la siguiente ecuación:

$$N_s = \frac{120 \times f}{p} \quad (1)$$

Donde:

N_s =velocidad de sincronismo

f =frecuencia

p =número de polos

El giro del rotor únicamente se puede presentar cuando se cumpla la ecuación (1) lo que quiere decir que no existe una fuerza que logre frenar el giro. El sentido del giro lo define el campo rotativo en donde la única fuerza que podría aumentar e intentaría frenar el giro del rotor sería el par o torque de carga, obviamente con el aumento o disminución de esta.

Al ser una máquina de inducción (máquina asincrónica), su velocidad no puede ser la velocidad del sincronismo ya que eso significaría que no existe fuerza electromotriz inducida, por ende, ninguna corriente circulante. El movimiento relativo entre la velocidad de sincronismo y la velocidad del rotor se denomina deslizamiento, indicada en la ecuación (2).

$$S = \frac{N_s - N_m}{N_s} \quad (2)$$

Donde:

S = deslizamiento

N_s =velocidad de sincronismo

N_m =velocidad del rotor

Si el deslizamiento es igual a 1, significa que el rotor no se mueve. Mientras que si el deslizamiento tiende a 0 significa que el rotor está acercándose a la velocidad de

sincronismo. La velocidad de una máquina de inducción tendría una velocidad constante en condiciones de estado estacionario.

Para poder realizar una modelación equivalente a la de la máquina de inducción, se deben tomar en cuenta ciertas condiciones y consideraciones que influyen en la correcta operación de este tipo de máquinas; condiciones como las pérdidas en el cobre y núcleo del estator, pérdidas en el cobre del rotor y las pérdidas diversas.

Esto se puede observar detalladamente en la Figura 1., en donde se tiene que:

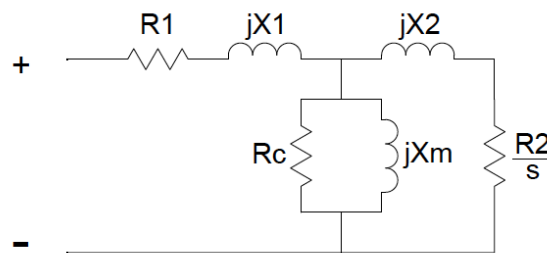


Figura 1. Circuito equivalente de la MI

Donde:

R_1 : resistencia del devanado del estator

X_1 : reactancia de dispersión del devanado del estator

R_c : resistencia equivalente de la pérdida en el núcleo

X_m : reactancia de magnetización

R_2/s : resistencia efectiva

X_2 : reactancia de dispersión

V : voltaje aplicado

Desde el arranque hasta su estado de operación en condiciones normales, la máquina de inducción presenta varias pérdidas que pueden ser calculadas siguiendo la Tabla 1. Pérdidas de Potencia en la Máquina de I.

Cabe mencionar que este análisis se realiza cuando la máquina de inducción es alimentada mediante un circuito balanceado, además, para todo cálculo se debe recordar que el sistema siempre es visto en por unidad y así evitar la multiplicación por 3 veces los valores de un análisis monofásico.

Tabla 1. Pérdidas de Potencia en la Máquina de Inducción

Potencia de entrada	$P_{en} = V \times I \times \cos(\theta)$
Pérdidas en el cobre	$P_{cu} = 3 \times I^2 \times R_1$
Pérdidas en el núcleo	$P_{FE} = 3 \times I^2 \times R_C$
Pérdidas en el entrehierro	$P_{ag} = \frac{3 \times I^2 \times R_2}{S}$ $P_{ag} = P_{en} - P_{cu} - P_{FE}$
Pérdidas en el rotor	$P_{rot} = S \times P_{ag}$
Potencia desarrollada	$P_d = P_{ag} - P_{rot} = P_{ag}(1 - S)$

Se puede determinar el par o torque desarrollado por el motor:

$$T_d = \frac{P_d}{\omega_m} = \frac{P_{ag}}{\omega_s} \quad (3)$$

La diferencia entre la potencia desarrollada y las perdidas por fricción y resistencia al viento, es lo que se conoce como potencia de salida:

$$P_{sal} = P_d - P_{rot} \quad (4)$$

La magnitud de la corriente circulante en el rotor se define en la ecuación(5):

$$I = \frac{E_{ind}}{\sqrt{X_2^2 + \frac{R^2}{S}}} \quad (5)$$

Dónde:

I: Corriente que circula por el rotor

E_{ind} : Voltaje inducido por el estator en el rotor

X_2 : Reactancia de dispersión del rotor

R_2/s : resistencia efectiva del rotor

Cuando una máquina de inducción absorbe energía eléctrica de la red y la transforma en energía mecánica, funciona como motor. Si transforma la energía mecánica de su rotación en energía eléctrica, entonces está funcionando como generador.

En funcionamiento como motor el rotor gira en el sentido de rotación del campo magnético producido por las corrientes trifásicas del estator, la velocidad mecánica del rotor se encuentra entre cero y la velocidad de sincronismo. Como generador, si una máquina motriz acciona a la máquina de inducción para su giro, a una velocidad mayor que la velocidad de sincronismo, se tendrá una nueva velocidad relativa entre el campo magnético y la velocidad del rotor, como resultado el deslizamiento se vuelve negativo es decir opera como generador. Esto quiere decir que este tipo de máquinas son perfectas en donde se requiera una velocidad constante.

Esta velocidad puede ser controlada –hoy en día con sistemas micro procesados- bajo parámetros de regulación del deslizamiento, de la frecuencia o del número de polos, y se puede determinar la siguiente ecuación (6):

$$Nm = Ns \cdot (1 - s) = \frac{120 \cdot f}{p} \cdot (1 - s) \quad (6)$$

Donde:

Nm = velocidad mecánica del rotor

Ns = velocidad sincrónica

s = deslizamiento

f = frecuencia

p = número de polos

Para mantener su campo magnético estático, el generador de inducción (asincrónico) debe consumir reactivos de la red, es decir estos generadores solo entregan Potencia Activa [P] y, al igual que los transformadores de potencia, su capacidad nominal se expresa en megavatios (MW), razón por la cual el factor de potencia es directamente proporcional a la potencia generada.

2.1.2 MÁQUINA SINCRÓNICA (MS)

Compuestas por un estator y un rotor que en condiciones de estado estacionario trabajan a velocidad constante y frecuencia constante, siendo los generadores sincrónicos los más utilizados para suministrar energía eléctrica al mundo entero. Opera a velocidad del sincronismo [Ns] - que bajo los principios de la Ley de Faraday y la Ley de Lenz- se sabe

que el flujo magnético inducido en la armadura –ubicada en el estator- es proporcional a N_s , mientras tanto en el rotor se genera campo magnético al momento de alimentarlo con corriente continua, lo que produce el giro a la misma velocidad que el campo producido por el estator.

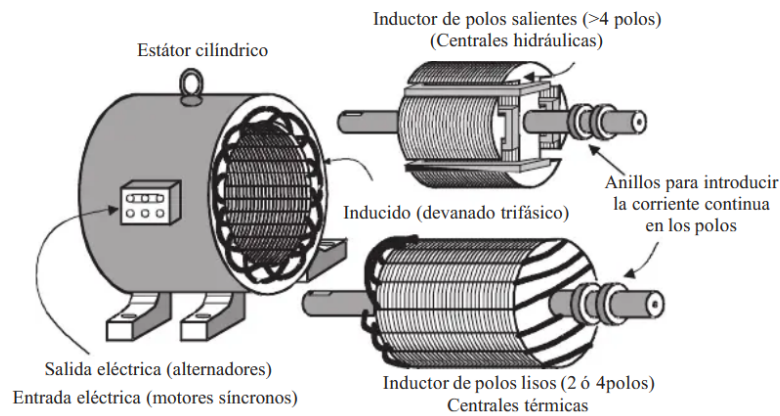


Figura 2. Partes constitutivas de la MS ya sea de rotor de polos salientes o lisos [1]

El estator debe ser compuesto por material ferromagnético en donde su longitud axial del núcleo es corta para máquinas de bajas velocidades –varios polos-, y la longitud axial es larga para máquinas de altas velocidades –pocos polos-. En cambio, el rotor al que se induce corriente continua, tiene igual número de polos que la armadura y existen de dos tipos: De rotor cilíndrico y de rotor de polos salientes.

Es necesario poder variar –o controlar- la cantidad de corriente continua que se necesita para la excitación de la máquina, mediante la absorción de corriente desde una fuente externa –como una batería- o, en base a un transformador de excitación y dispositivos de estado sólido –autoexcitación-.

Cuando la máquina entra en operación, genera voltaje –generador- o fuerza electromotriz –motor-, dándole el nombre de E y se lo calcula según la ecuación (7):

$$E = \sqrt{2} \cdot \pi \cdot f \cdot Lac \cdot Ic \quad (7)$$

Donde:

f = frecuencia que circula por la armadura

Ic = corriente que circula por el campo

Lac = flujo de dispersión entre la armadura y el rotor

Tomando como referencia la ecuación (7), se pueden deducir circuitos equivalentes de las distintas máquinas, así como sus respectivos diagramas fasoriales; también se nota que el

voltaje generado –que no es lo mismo que el voltaje en terminales- es directamente proporcional a la corriente de campo.

Tabla 2. Voltaje en los terminales de la Máquina Síncrona

Motor Polos Salientes	Motor Rotor Cilíndrico
$V_t = E + I_a R_a + j I_d X_d + j I_q X_q$	$V_t = E + I_a (R_a + j X_s)$
Generador Polos Salientes	Generador Rotor Cilíndrico
$V_t = E - I_a R_a - j I_d X_d - j I_q X_q$	$V_t = E - I_a (R_a + j X_s)$

El sentido de la corriente determina el funcionamiento de la máquina síncrona, cuando funciona como motor la corriente ingresa hacia la máquina, mientras en funcionamiento como generador la corriente es inyectada desde la armadura. Se toma en consideración a la resistencia de armadura (R_a), esta resistencia es el producto de las pérdidas que se tienen en el devanado de armadura. También se debe tomar en cuenta a la reactancia síncrona (X_s), la cual relaciona la reactancia de dispersión de la armadura y la reactancia de magnetización efectiva del devanado de armadura, dando como resultado los voltajes en los terminales de la máquina, tal y como indica la Tabla 2.

Para realizar el diagrama fasorial de las máquinas síncronas se toma de referencia el voltaje terminal y se asume arbitrariamente como ángulo de 0° y se debe considerar que el rotor tiene un entrehierro más grande en la región entre los polos, así como la componente de la reactancia síncrona a lo largo del eje polar (eje d) comúnmente se llama reactancia síncrona del eje directo X_d , y la otra componente a lo largo del eje entre los polos (eje q) se denomina reactancia síncrona del eje de cuadratura X_q , por tanto la corriente de armadura circulante también es descompuesta en los 2 ejes.

La componente directa I_d produce el campo a lo largo del eje directo y está en atraso respecto del E en 90° , mientras la componente de cuadratura I_q produce el campo a lo largo del eje q y está en fase con E.

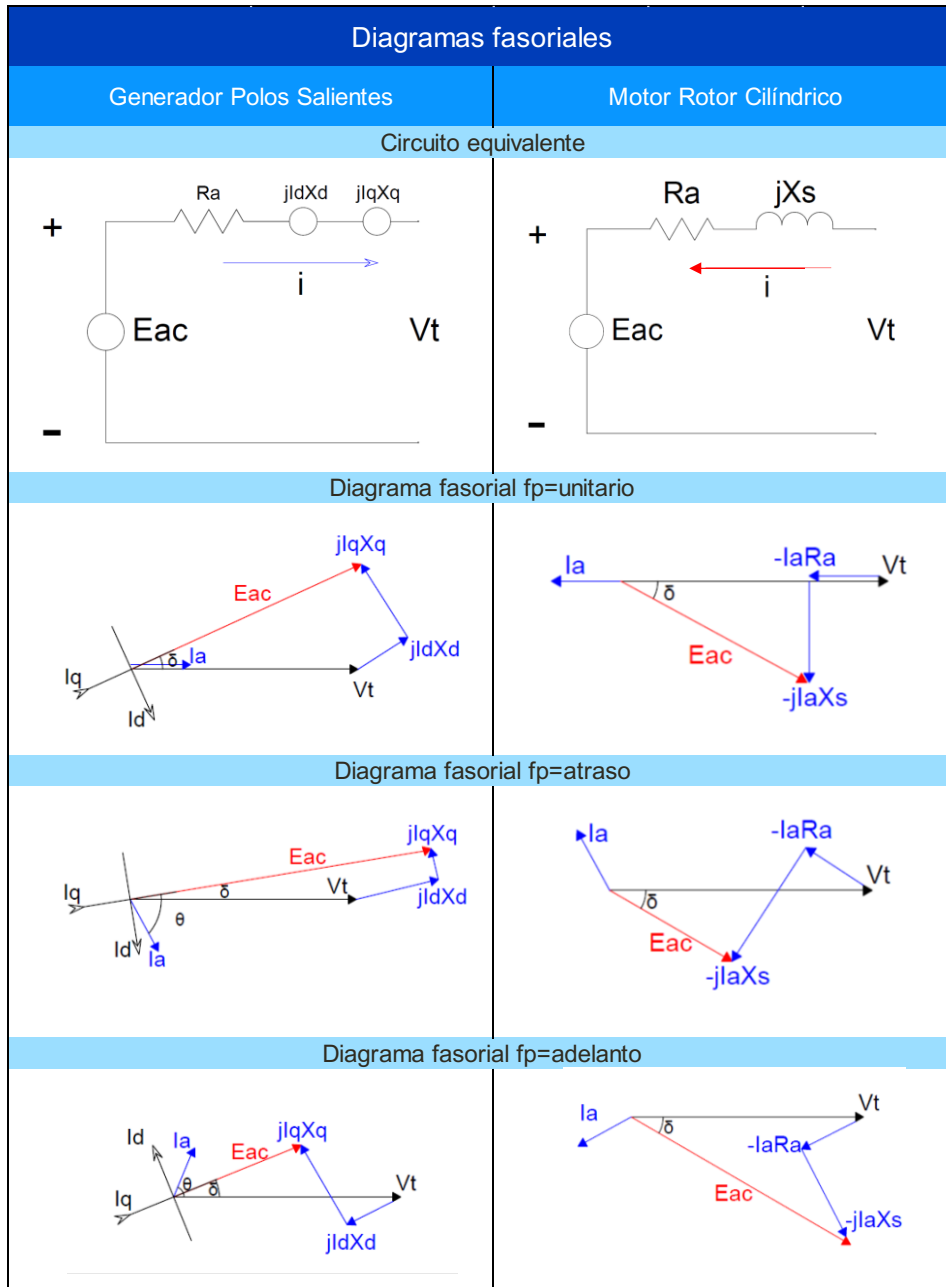


Figura 3. Diagramas fasoriales del generador de polos salientes y polos lisos, basados en sus respectivos circuitos equivalentes

Cuando en una máquina síncrona el voltaje generado es mayor al voltaje terminal, se dice que la máquina está en condición de sobreexcitación, y si el voltaje terminal es mayor está en condición de subexcitación.

La potencia activa P y reactiva Q de una máquina síncrona viene dada por la Tabla 3.
Potencia Activa y Reactiva de la MS

Tabla 3. Potencia Activa y Reactiva de la MS

Polos Salientes	Rotor Cilíndrico
$P = \frac{Vt \cdot E}{X_d} \text{sen}\delta + \frac{Vt^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen}2\delta$	$P = \frac{Vt \cdot E}{X_s} \text{sen}\delta$
$Q = \frac{Vt \cdot E}{X_d} \text{cos}\delta - \frac{Vt^2}{X_d} \text{cos}^2\delta - \frac{Vt^2}{X_q} \text{sen}^2\delta$	$Q = \frac{Vt \cdot E}{X_s} \text{cos}\delta - \frac{Vt^2}{X_d}$

Para el caso del generador sincrónico con el que cuenta el LSEP, esta P y Q varían constantemente acorde a la demanda -demanda a escala residencial e industrial activada por medio de un centro de control de cargas- y es necesario que se encuentren operando en zonas seguras, determinadas por los límites mecánicos y eléctricos de la máquina. Los primeros, relacionados con la turbina o grupos turbina-generador, en este caso la máquina motriz y grupo motor-generador; y los segundos, relacionados con la limitación térmica de los bobinados de la máquina. La máquina sincrónica tiene algunos otros límites resumidos en la Tabla 4. Zonas seguras de operación del generador sincrónico:

Tabla 4. Zonas seguras de operación del generador sincrónico

Límites mecánicos	Límites eléctricos
Límite por potencia mecánica máxima	Límite por corriente de armadura
	Límite por corriente de campo máxima
Límite por potencia mecánica mínima	Límite por corriente de campo mínima
	Límite de estabilidad en estado estable

Los generadores sincrónicos cuando están trabajando subexcitados, trabajan con factor de potencia en adelanto y se encuentran absorbiendo reactivos, mientras que cuando están trabajando con factor en atraso se encuentran en sobreexcitación y por tanto entregan potencia reactiva al sistema eléctrico.

2.2 SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Un sistema de generación de energía eléctrica es un conjunto de elementos y dispositivos complejos capaces de producir la cantidad necesaria de electricidad de manera segura y confiable.

En la actualidad y con el avance de la investigación, se ha podido definir claramente a dos tipos de Sistemas de Generación: Renovables y No Renovables.

Los Recursos Renovables son aquellos que se encuentran en la naturaleza en condiciones que, tomando como línea de tiempo el promedio de vida de un ser humano, se regeneran gracias a procesos rápidos y precisos. Esto puede dar la sensación de que son ilimitados o que no se agotan, pero son muy buenos para aprovecharlos y transformarlos en energías secundarias.

Para el caso de los Recursos No Renovables se puede decir que no se regeneran en un periodo de tiempo ni corto ni mediano, es decir, su proceso de regeneración dura muchos, pero muchos años, por lo que su aprovechamiento se ve limitado hasta el momento que se agoten.

Tabla 5. Fuentes de energía primarias que se pueden transformar en distintos tipos de energía

TIPO	RECURSO PRIMARIO	TIPO DE ENERGÍA
RENOVABLES	SOL	SOLAR TÉRMICA
		SOLAR RADIANTE
	RÍOS	HIDRÁULICA
	VIENTO	EÓLICA
	OCÉANOS	MAREOMOTRIZ
		ÚNDIMOTRIZ
	TIERRA	GEOTÉRMICA
MATERIA ORGÁNICA	BIOMASA	
NO RENOVABLES	DERIVADOS FÓSILES	PETRÓLEO
		GAS NATURAL
		CARBÓN
	MATERIAL RADIOACTIVO	URANIO
		TORIO

Se puede observar en la Tabla 5., los Recursos Naturales se derivan en base a su recurso primario y el tipo de energía al que este se puede transformar para poder aprovecharla en energía eléctrica.

2.2.1 LAS CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Formadas principalmente de máquinas sincrónicas, las Centrales de Generación son un conjunto de dispositivos, elementos y equipos capaces de transformar la energía de algún recurso –bien sea renovable o no- en energía eléctrica, componiéndose de sistemas de generación, sistemas de transformación, sistemas de sincronización, sistemas de protecciones, sistemas auxiliares, entre otros.

Geográficamente el Ecuador se encuentra en una zona privilegiada para explotar al máximo los recursos hídricos, con un Potencial Hidroeléctrico Teórico Medio de 91.000 MW, en donde se han desarrollado y se vienen desarrollando algunos proyectos de generación hidroeléctrica, y, dado el aumento progresivo de la demanda por parte de los consumidores, lo óptimo e idóneo es la construcción de Centrales Hidroeléctricas, que realizadas de una manera transparente y profesional, se justifican totalmente por sobre otra Central cuya fuente de energía no sea el agua.

Esto se debe a que la Energía Eléctrica no es almacenable en su totalidad de generación, es decir, se genera lo que la demanda solicita para así despachar la potencia requerida al momento justo que se la consume. Es por ello -y gracias al avance matemático- que se realizan despachos óptimos desde la generación hacia la carga en cada uno de los diferentes tipos de centrales con las que el Ecuador cuenta, recordando la ubicación del país, se tiene todas las fuentes primarias de energía para la transformación en energía eléctrica y se las ha intentado explotar en su mayoría con varios proyectos eléctricos mencionados posteriormente.

Toda central de generación de energía eléctrica tiene como objetivo el servir los requerimientos de la demanda -determinada completamente por la carga- transformando cualquier fuente de energía primaria en una secundaria, como es la energía eléctrica. La caracterización de las centrales viene determinada por algunos parámetros como:

- a) Potencia Instalada. - es la suma de todas las potencias nominales de todos los grupos generadores que conforman la central.
- b) Potencia Efectiva. – es la carga máxima que pueden tomar todos los grupos generadores que conforman la central, en condiciones que en ese momento prevalezcan.
- c) Potencia Disponible. – es la suma de la potencia efectiva de los generadores que tengan la posibilidad de dar servicio durante un periodo de tiempo dado.

- d) Potencia Nominal. – es la suma de todas las potencias que vienen de dato de placa de los generadores disponibles.
- e) Potencia Indisponible. – es la suma de todas las potencias nominales de los generadores que se encuentren fuera de servicio por causas programadas o bien sea porque no puedan operar a potencia nominal por alguna falla.
- f) Potencia Reservada. – es la diferencia entre la potencia disponible y la potencia generada. Se diferencian dos tipos:
- Potencia Reservada Fría. – Reserva de potencia que se encuentra en máquinas que están disponibles pero paradas
 - Potencia Reservada Rodante. - Reserva de potencia que se encuentra en máquinas que están funcionando por debajo de su potencia nominal
- g) Potencia Generada Mínima. – es la mínima potencia generada por una central durante un periodo de tiempo.
- h) Potencia Generada Media. – es la potencia que puede generar una central considerando la energía primaria media disponible durante un periodo de tiempo.
- i) Potencia Generada Máxima. – es la máxima potencia generada por una central durante un periodo de tiempo.
- j) Energía Generada. – es la potencia generada por la central durante un determinado periodo de tiempo.
- k) Energía Firme. – es la cantidad de energía que puede ser entregada de forma inmediata garantizando todos los insumos que se requieran para su generación.
- l) Factor de Planta. – es la relación entre la energía real producida durante un periodo de tiempo respecto a la energía máxima que se puede producir durante el mismo periodo.

$$Fp = \frac{E_{real}}{E_{pmax}} \% \quad (8)$$

- m) Factor de Disponibilidad. – según la regulación ARCONEL 069/16, el factor de disponibilidad mensual por central generadora será $F_{s,x}$.

$$Fd, x = \sum_{t=1}^T \frac{P_{disponible,x}}{P_{efectiva,x}} \quad (9)$$

Donde:

Fd, x= Factor de disponibilidad mensual de una central en X mes

Pefectiva, x= Potencia efectiva declarada de una central en X hora

Pdisponible, x= Potencia disponible de una central en X hora

T= Horas del mes de análisis

Tabla 6. Factores de diversidad utilizados en el Ecuador (ARCONEL, 2016)

TIPO	TECNOLOGÍA	Fd
HIDRÁULICA	Embalse	0,92
	Pasada	0,9
TÉRMICA	Vapor	0,8
	Gas	0,8
	MCI	0,8

- n) Factor de Capacidad. – es la relación entre la capacidad de adaptación de la central de generación existente a la demanda máxima prevista en un año.

$$Fcap = \frac{P_{nominal}}{D_{max}} \quad (10)$$

- o) Horas Equivalentes. – es la relación entre la energía real generada a la potencia nominal de la central de generación.

$$He = \frac{E_{real}}{P_{nominal}} \quad (11)$$

- p) Factor de Utilización. – es la relación entre las Horas Equivalentes de la central de generación a lo largo de 8760 horas (un año).

$$Fut = \frac{He}{8760} \% \quad (12)$$

Estos parámetros permiten conocer todas las características y especificaciones técnicas que se requieren en el estudio de la ingeniería eléctrica para así poder realizar diseños o determinar estudios específicos. La Tabla 7. Potencia efectiva por tipo de fuente. Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano. ARCONEL 2018 presenta la potencia nominal y efectiva por tipo de fuente de energía, correspondiente al sector eléctrico ecuatoriano:

Tabla 7. Potencia efectiva por tipo de fuente. Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano. ARCONEL 2018

TIPO DE FUENTE	TIPO DE CENTRAL	TIPO DE UNIDAD	POTENCIA NOMINAL	POTENCIA EFECTIVA	
			MW	MW	%
RENOVABLE	HIDRÁULICA	Hidráulica	5066,4	5036,43	62,58
	BIOMASA	Vapor	144,3	136,4	1,69
	FOTOVOLTÁICA	Fotovoltaica	27,63	26,74	0,33
	EÓLICA	Eólica	21,15	21,15	0,26
	BIOGÁS	MCI	7,26	6,5	0,08
Total Renovable			5266,74	5227,22	64,94
NO RENOVABLE	TÉRMICA	MCI	2011,44	1613,6	20,05
		Gas	921,85	775,55	9,64
		Vapor	461,87	431,74	5,36
Total No Renovable			3395,16	2820,89	35,05
TOTAL			8661,9	8048,11	99,99

La Tabla 7., refleja una potencia efectiva de 8048,11 MW con una producción mayoritaria por parte de las hidroeléctricas de 5036,43 MW, correspondiente al 62,58%, respecto al total de potencia efectiva a nivel nacional. Por otro lado, están las centrales térmicas no renovables, dentro de las cuales los motores de combustión interna (MCI) tienen la mayor participación, esto es 1613,60 MW que corresponde a un 20,05 % en relación con el total nacional.

Es importante mencionar que de los 1587,09 MW de potencia efectiva de las centrales ubicadas en la provincia de Napo el mayor porcentaje corresponde a la central Coca Codo Sinclair.

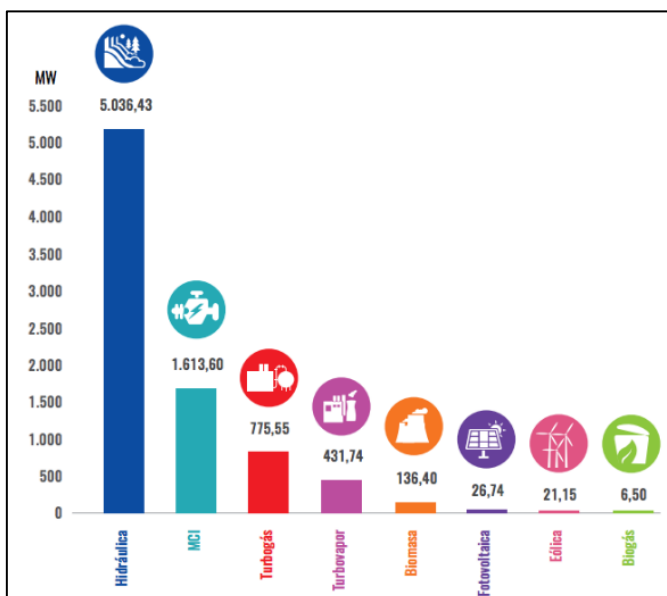


Figura 4. Potencia efectiva por tipo de central

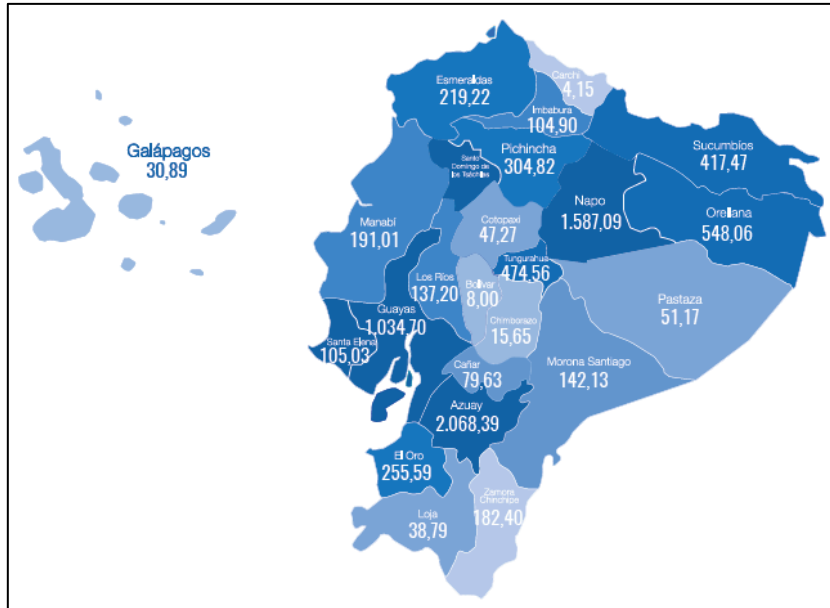


Figura 5. Potencia efectiva por provincia

En la Figura 4., se puede notar la potencia efectiva con la que cuenta el Ecuador dependiendo de sus tipo de Central, prevaleciendo las Centrales Hidroeléctricas. La Figura 5., muestra los datos de potencia efectiva de las Centrales de Generación eléctrica según el lugar geográfico en donde fueron instaladas, la mayor parte se encuentra en la provincia del Azuay, Napo y Guayas, predominando las Centrales de Generación de Energía Renovable en las dos primeras; mientras que en Guayas, prevalece la Generación de Energía No Renovable, como es el caso de las Centrales Térmicas. (ARCONEL 2018).

2.2.2 PUESTA EN PARALELO DE CENTRALES DE GENERACIÓN

En el Ecuador -país dotado con fuentes de energía primarias de todo tipo- se tienen poblaciones o comunidades aún lejos del alcance de la interconexión al Sistema Nacional (SNI) ya sean por factores económicos, que puede resultar muy costoso llevar la energía hacia esos sectores; como factores ambientales, que resulta muy grave el impacto a la naturaleza y reservas nacionales que implicaría el llevar la energía hacia esos sectores. Es por ello que se realizan proyectos energéticos aislados y explotando la fuente de energía más sobresaliente dependiendo su ubicación geográfica, con el único fin de poder generar electricidad. A esto se conoce como generación aislada y si, existen varios generadores operando en esta condición, viene siendo el principio del proceso de sincronización entre generadores ya que una sincronización se la debe realizar necesariamente sin carga.

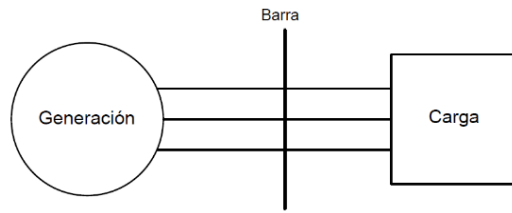


Figura 6. Esquema de un generador que alimenta a una carga de forma aislada

Pero, ¿qué pasa cuando las poblaciones crecen y se convierten en ciudades? Eso significa mayor demanda eléctrica que un solo generador no puede satisfacer, por lo tanto, se requiere el apoyo de más unidades generadoras aportando a la generación, que como se había mencionado, en el país se cuenta mayoritariamente con generadores sincrónicos.

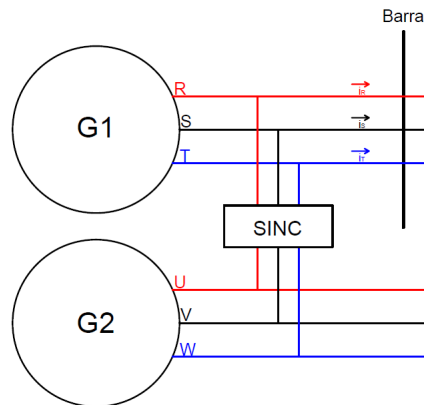


Figura 7. Esquema de dos generadores que alimentan juntos a una carga

Para el caso de este país, no solo se tienen varios generadores conectados entre sí, sino que se cuenta con complejos de generación eléctrica distribuidos a lo largo y ancho del territorio, como es el caso de HidroPaute, que consta de cuatro Parques de Generación con varios Generadores en cada Parque, lo que implica que se puede alternar el funcionamiento de los generadores acorde a necesidades de demanda o de mantenimientos (conectándolos y desconectándolos), sin afectar las condiciones de funcionamiento del Sistema Eléctrico, en pocas palabras mayor confiabilidad en el SEP.

2.2.2.1 Condiciones de Sincronismo

Para que lo que muestra la Figura 7. se pueda realizar, se necesitan ciertas condiciones que permitan que cualquier sistema de sincronización coincida en magnitudes con el otro, caso contrario, se producirían afectaciones severas a todo equipo sometido a la conexión.

Las condiciones de sincronismo son:

- La secuencia de fases deberá ser la misma en ambos lados

- El voltaje debe coincidir, lo más cercano a la igualdad, en ambos lados
- La frecuencia de ambos sistemas a conectarse deberá ser la misma, o lo más cercano a la igualdad
- Los ángulos entre las fases de ambos lados deberán coincidir

2.2.2.1. Igualdad de secuencia de fases

La secuencia de fases se la puede analizar en forma de fasores o de ondas sinusoidales. Básicamente es el resultado del orden de aparición de las fases a lo largo del tiempo, se tiene la secuencia positiva cuando el voltaje de la fase R aparece primero, siguiendo el voltaje de la fase S y por último el de la fase T; la secuencia negativa cuando primero parece R, luego T y luego S.

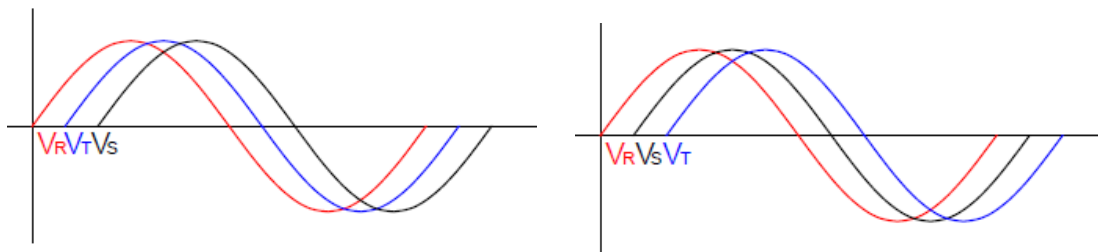


Figura 8. Secuencia positiva (a) y secuencia negativa (b) en forma de onda sinusoidal



Figura 9. Secuencia positiva (a) y secuencia negativa (b) en forma de fasores

Esto indica que el valor instantáneo de voltaje, en magnitud y fase, debe ser igual en ambos extremos a sincronizar. Si se tuviera una secuencia positiva en un extremo y en el otro una negativa, la diferencia de voltaje provocada por el desfase de 120° entre ellas, sería tan grande que daría lugar a una falla que dañaría los equipos y los generadores.

Existen otros métodos para la comprobación de la secuencia de fases de un sistema trifásico. El secuencímetro, constituido por focos o lámparas que se encienden gradualmente acorde al sentido del flujo que existe entre las bobinas del generador, es muy

utilizado en prácticas de laboratorio principalmente, incluso se lo utiliza como dispositivo portable para saber el sentido de la secuencia de cualquier sistema trifásico.

2.2.2.1.1. Igualdad de magnitudes de voltaje

Otro requisito para el sincronismo es la igualdad de voltajes en ambos lados de la conexión, en su defecto, la diferencia entre el voltaje de la fase R (lado A) con el voltaje de la fase U (lado B) deberá ser muy pequeño, en el orden de los decimales, para evitar que se genere un flujo grande de corriente en el campo, perturbando a los generadores. Si no se tiene igualdad entre los voltajes se lo debe regular desde un sistema automático que es el AVR, o desde uno manual que sería una resistencia variable, ambas con el fin de regular la corriente que circula por el campo en los generadores y así poder aumentar o disminuir el voltaje en los terminales.

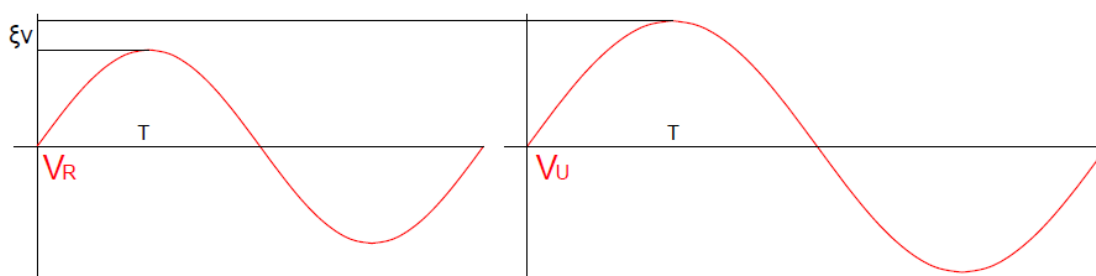


Figura 10. Voltaje de la fase R de la conexión A y Voltaje de la fase U de la conexión B en un mismo periodo T

Antes de que se realice la conexión entre el lado A y el lado B, se puede variar el voltaje aplicando un control sobre la corriente de campo, variándola hasta que el voltaje o su ξv sea lo más cercano a cero entre voltaje de fase iguales. Para el caso de las Centrales Hidroeléctricas que cuentan con un control automático de voltaje se lo denomina AVR por sus siglas en inglés de Automatic Voltage Regulator. Para el caso de la operación a través de una máquina motriz, se debe ejercer el control mediante una resistencia variable que regula la cantidad de corriente que circula por el campo, de forma manual.

Cuando se realiza la sincronización entre el lado A y el lado B, es decir se interconectan, la regulación o control del voltaje se lo realiza para poder variar la Potencia Reactiva que demanda la carga.

2.2.2.1.2. Igualdad de frecuencia

Si se hace base en la Figura 7., es preciso y necesario el tener la misma frecuencia en ambos generadores, para ello se regula la velocidad a la que rotan cada uno de ellos, y

dependiendo el caso, se lo puede realizar de forma manual o automática, actuando directamente sobre el par o torque de la máquina motriz.

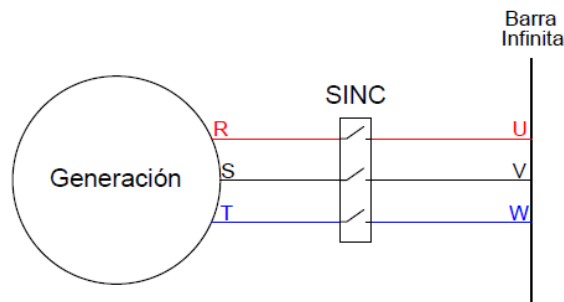


Figura 11. Generador en sincronismo con la Red Eléctrica

Existe otra posibilidad como muestra la Figura 11., que sería igualar la frecuencia de un solo generador que se va a conectar a una barra infinita. Para el caso de este país, la barra infinita o el SEP funciona a 60 [Hz] para lo cual se deberá regular la velocidad de rotación en el generador ya que el otro extremo estaría necesariamente funcionando, en condiciones normales de operación, a 60 [Hz].

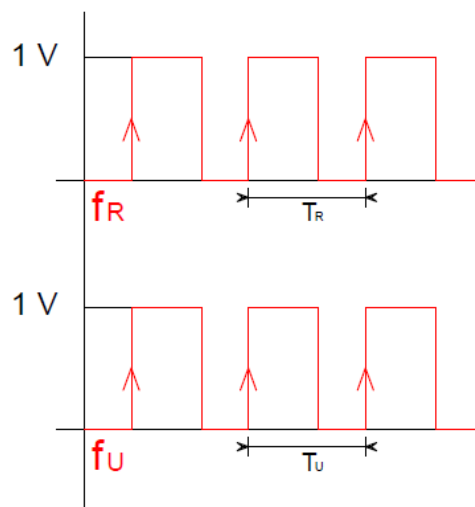


Figura 12. Comparación entre ondas de frecuencia de los dos Sistemas a conectar, hasta que T sea igual tanto en la fase R como en la fase U

Significa que con la señal sinusoidal del voltaje se puede medir la cantidad de veces que la parte positiva y la parte negativa de la onda se encuentran en 1 segundo. En otras palabras, en 60 Hz se tiene 60 repeticiones de estas ondas en el periodo T de 1 segundo.

También se debe conocer que, cuando un generador sincrónico se sincroniza o entra en paralelo con el Sistema Eléctrico o Barra Infinita, la frecuencia y el voltaje en los terminales

de ambos Sistemas a conectar, permanecen fijos. Se necesitaría de una perturbación fuerte como una variación de voltaje como para que pueda alterar que estas magnitudes varíen.

Si se necesitara, antes del sincronismo, regular la frecuencia para que sean iguales, como lo muestra la Figura 12., se debe controlar el ingreso de –en el caso de las hidroeléctricas-caudal a través de las válvulas de paso. Si se necesitara realizar lo mismo, pero a través del control de la velocidad de una máquina motriz, se aplica directamente control al torque mecánico, regulado las revoluciones con las que gira. En ambos casos, ya después del sincronismo, se regula y controla la Potencia Activa del sistema ya interconectado.

2.2.2.1.3. Igualdad entre los ángulos de cada fase

El ángulo que se tiene entre cada una de las fases de cualquier sistema, varía por ciertas condiciones de operación de la fuente o generador con el que se cuenta. De manera ideal este desfase es de 120° . Si se observa la Figura 13. se nota que siempre se tendrá una diferencia angular entre fases que se quieren interconectar, es decir fases iguales, pero para que se cumpla el requisito de sincronización entre Sistemas, es necesario que ese desfase no exista, lo que significa que el ángulo comprendido entre el voltaje R y el voltaje U tiene que ser cero.

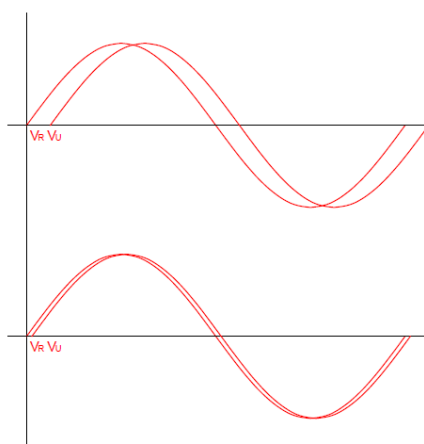


Figura 13. Desfase entre los ángulos del voltaje

Si se analiza la operación por separado de los generadores que sean parte de un SEP estos vendrán con distintos ángulos de voltaje, pero necesariamente deben tener un desfase de 120° entre ellas, en cambio al analizar la operación de generadores que se quieren conectar entre si –sincronizar- se debe realizar la verificación que, entre fases iguales, el desfase sea cero o lo más cercano a cero, lo que se traduciría en que se debe esperar la respuesta de las ondas de voltaje en ambos lados del proceso de sincronización a que se acerquen a ser iguales.

Al momento que se identifican que las dos fases ubicadas en ambos extremos, A y B, coincidan en ángulo, es decir se acerque a cero, es cuando se comprueba que esta condición de sincronismo se cumple, caso contrario no podría realizarse la sincronización.

2.2.2.2 Relé 25

El relé de verificación de sincronismo o Relé 25 es un equipo que permite o no el acople de dos sistemas de potencia, enviando una señal para el cierre de un interruptor de acople, más conocido como disyuntor o interruptor de potencia. Esta señal se activa cuando el ángulo de desfase, la frecuencia de deslizamiento y la diferencia de voltaje sean menores o iguales o los valores de ajuste introducidos previamente [5].

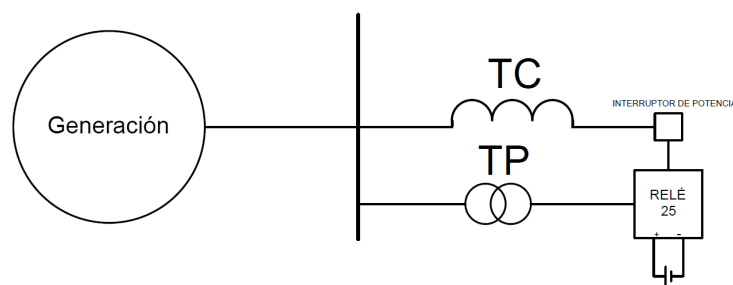


Figura 14. Esquema de conexión del relé 25

Como se puede apreciar en la Figura 14., el correcto esquema de conexión del relé es mediante Transformadores de Potencia conectados en paralelo y Transformadores de Corriente conectados en serie. El relé cuenta con una fuente de alimentación DC independiente y alimentada desde otro circuito, con el fin de precautelar el funcionamiento de los Sistemas de Protecciones por más que exista una perturbación en el Sistema de Potencia que involucre su desconexión.

Existen algunos modelos y marcas para relés de sincronización como es el caso del ABB SPAU 140C que tiene la posibilidad de comprobar las condiciones de sincronismo para que puedan actuar los interruptores de potencia principal y secundario. Además, cuenta con la posibilidad de abrir los interruptores de potencia ante la detección de alguna perturbación en el SEP, desconectando a los generadores que estén involucrados para evitar su avería o daño. La capacidad de abrir el disyuntor cuando los generadores ya están en conexión y operación con sistema eléctrico, lo realiza a través de la medición y comparación de la corriente alterna, ya que, si se producen perturbaciones como subidas y bajadas de voltaje o subidas y bajadas de frecuencia ante condiciones de conexión o desconexión abrupta de carga, este relé envía la señal de desconexión como manera de protección.

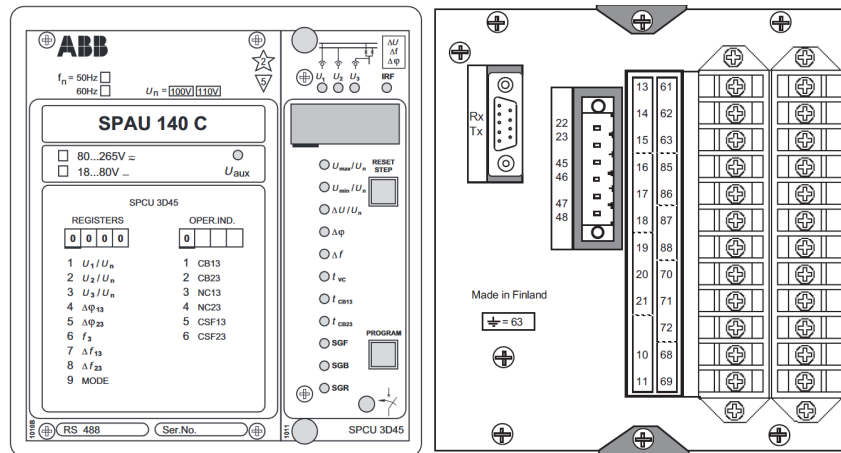


Figura 15. El relé 25 ABB SPAU 140C en vista frontal y vista lateral. 1MRS 752253-MUM ES. Versión A. ABB 2001

Este equipo, al igual que el diseñado y construido en este trabajo, basa su funcionamiento en sistemas micro procesados, permitiendo la verificación de las condiciones de sincronización entre redes (como es el caso del cierre de una malla o anillo de un SEP), entre barras que constituyan a sistemas eléctricos diferentes y se los necesite conectar, y entre generadores que se requieran poner en paralelo con el SEP.

Estos relés también pueden ser utilizados en aplicaciones industriales en donde se tenga la necesidad de sincronizar sistemas de generación propios con la red eléctrica bien sea para igualar magnitudes con las del sistema a conectar o bien sea para aportar con potencias activas y reactivas al sistema a conectar, claro está cuando la demanda propia de la industria esté plenamente satisfecha.

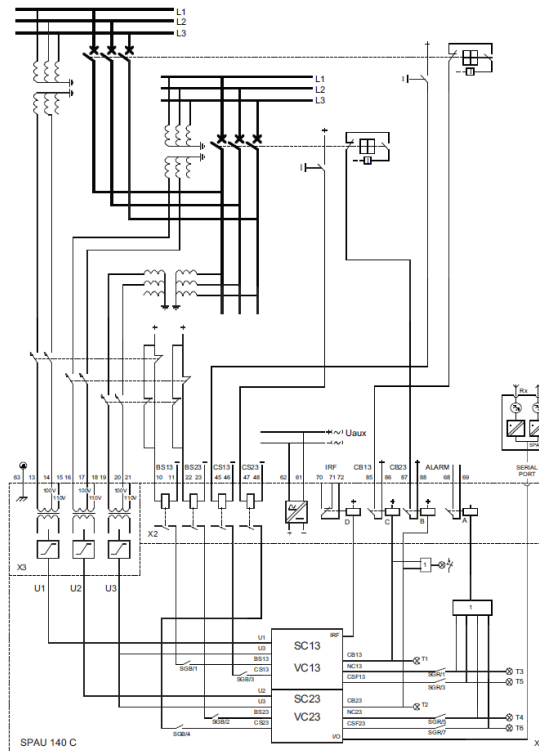


Figura 16. Diagrama de conexión del relé de verificación de sincronismo SPAU 140C. 1MRS 752253-MUM ES. Versión A. ABB 2001

ABB tiene entre sus productos muchos más módulos de verificación de sincronismo o relés 25, sin embargo, el SPAU 140C es el equipo con mayor capacidad y mayores aplicaciones en el campo de la ingeniería eléctrica. Entre los que se pueden mencionar está el módulo SPCU 3D45 o el gabinete SynchRotact 5, utilizado en Centrales de mediana Capacidad.

Existen también relés de protección de interconexión de sistemas como es el caso del SEL – 700GT, diseñado y fabricado por la Industria Schweitzer Engineering Laboratories con sus siglas en inglés SEL, y es un dispositivo capaz de brindarle protección a toda la interconexión establecida por la sincronización entre el generador sincrónico y la barra infinita. Es decir que, en primer lugar, realiza una lectura de las magnitudes de voltaje y frecuencia del lado A y del lado B con el fin de establecer la sincronización de forma automática y, en segundo lugar, una vez que se haya establecido la conexión, realiza las lecturas de la magnitud de la corriente con el fin de enviar una señal de desconexión por alguna variación que supere en límites inferiores y superiores a los establecidos y configurados, dando una extra protección no solo a la sincronización entre sistemas sino también a la interconexión posterior, cumpliendo así con lo establecido en la norma IEEE 1574.

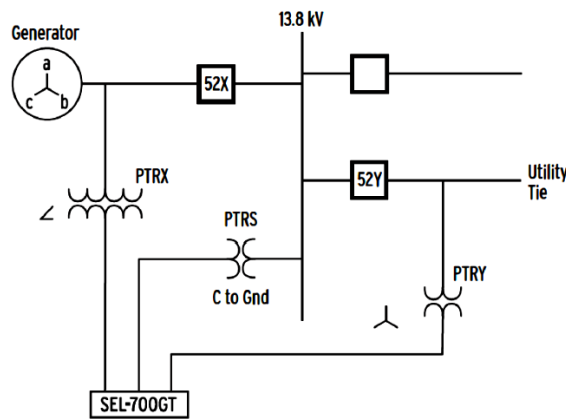


Figura 17. Relé de protección de la interconexión combinada entre generador y barra infinita

2.3 EL GENERADOR Y LA BARRA INFINITA DEL LABORATORIO FÍSICO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.3.1 Red de la Empresa Eléctrica Quito – Barra Infinita

El Laboratorio Físico de Sistemas Eléctricos de Potencia LFSEP se encuentra ubicado en el 7mo piso del Edificio Q/E (Edificio N° 17) de la Escuela Politécnica Nacional EPN, en donde se realizó el diseño y la instalación de una acometida trifásica que cumple con las normas establecidas, a grosso modo por el Ministerio de Energía y en cada Cantón las jurisdicciones de estas normas siempre las establecen las empresas distribuidoras.

El diagrama trifilar que muestra la Figura 18., detalla la conexión que se realizó desde el transformador de 300 kVA, que se conecta y entrega energía eléctrica a todo el edificio, hasta el Tablero Principal de Distribución del LFSEP.

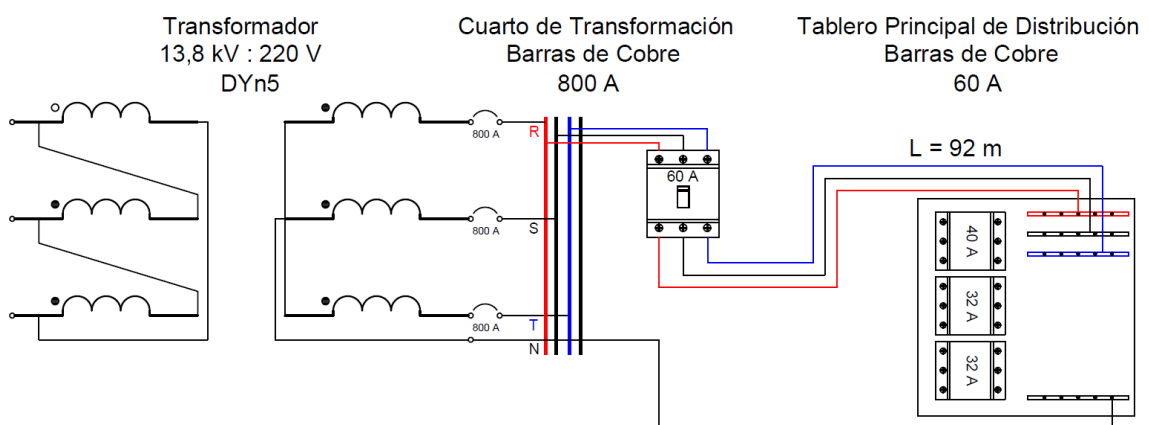


Figura 18. Acometida principal o barra infinita del LFSEP

Para instalar el correcto calibre del conductor que se requería implementar en la instalación, se necesitaban los cálculos tanto de circulación de corriente hacia la carga como los cálculos de la caída de voltaje, que no es más que la diferencia entre el voltaje de la alimentación y el voltaje de la carga referido al voltaje nominal, dado que la distancia es mayor a 50 metros. A partir de la sumatoria de todas las potencias nominales de todos los equipos a conectarse en esta red, se realizan los cálculos necesarios para poder conocer la siguiente información importante:

$$Caída\ de\ voltaje = \frac{|V_{alimentación}| - |V_{carga}|}{|V_{carga}|} \quad (13)$$

Para poder encontrar el correcto porcentaje de caída de voltaje en la barra infinita del LFSEP se realizaron dos observaciones: la primera relacionada al consumo energético por parte del Edificio 17 de Química-Eléctrica, ya que sus niveles de voltaje varían según la hora del día y según el día de la semana y, la segunda, relacionada al balance de cargas conectadas, que lastimosamente no está balanceada.

Si se reemplazan los valores medidos en la ecuación (13), se tiene que:

$$Caída\ de\ voltaje = \frac{220 - 213}{213} \quad (14)$$

$$Caída\ de\ voltaje = 0,032\ V$$

$$\%RV = Caída\ de\ voltaje \times 100\% \quad (15)$$

$$\%RV = 0,032 \times 100$$

$$\%RV = 3,2\%$$

El valor resultante de la ecuación (15) no es permitido por las normas de la EEQ por lo que se instaló el siguiente número de calibre de conductor, más específicamente se instaló un calibre AGW#6 y no como se había diseñado que, para una circulación de corriente de hasta 40 A, es más que justificado la instalación de un calibre de conductor AWG#8. Se debe tomar en cuenta que el material del conductor también influye en la circulación de dicha corriente, obligando así al aumento del calibre de igual manera. Con ese antecedente y luego de instalar el conductor de Aluminio THHN #6 AWG, se cuentan con niveles de voltaje óptimos en el Tablero Principal de Distribución del LFSEP bien sea con o sin carga.

2.3.2 El Generador KAL

El grupo motor generador que se encuentra instalado y operando en el LFSEP está conformado por una máquina motriz de corriente continua que es la encargada de generar el movimiento rotacional bien sea en condiciones de simulación del movimiento que causa el flujo de caudal de agua, como es el caso de las Turbinas Hidroeléctricas; un movimiento causado por la inyección de agua en estado de ebullición, como es el caso de las Turbinas a Vapor y un movimiento rotacional causado por ciclos termodinámicos como es el caso de las turbinas a gas.

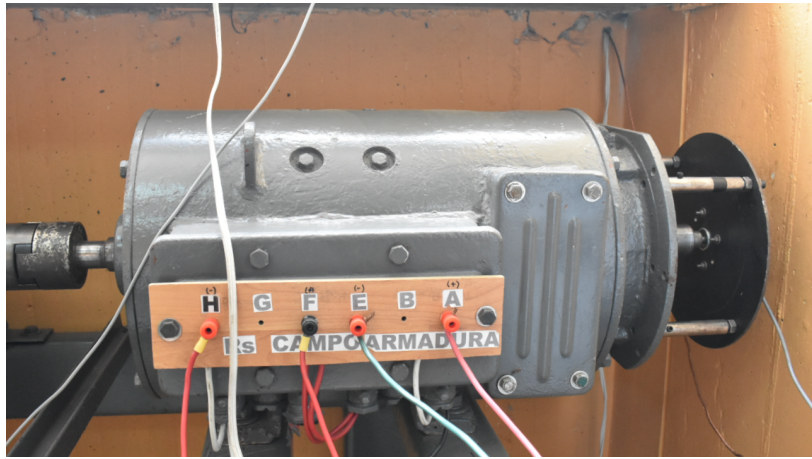


Figura 19. Motor de Corriente Continua del LFSEP

Siguiendo el circuito equivalente de la Figura 20. se puede observar que es necesario la inducción de corriente tanto en el campo como en la armadura, para la parte del campo de sebe inducir un voltaje de 12 V_{DC} y para la armadura un voltaje de 120 V_{AC}.

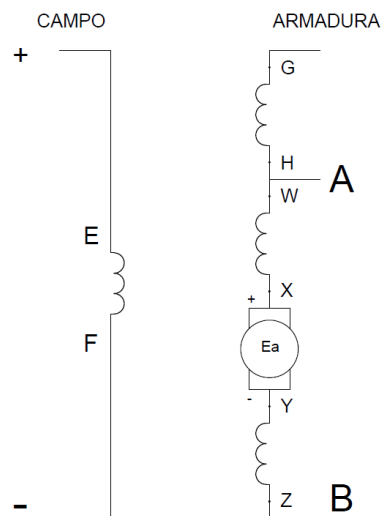


Figura 20. Circuito Equivalente de la máquina motriz identificando las bobinas de la Figura 18

Por medio de la velocidad a la que se encuentre operando el motor, se establece una relación con la generación que pueda dar el generador, el cual es capaz de conectarse a la red del LFSEP de forma aislada, dando la posibilidad de alimentar tanto los transformadores, líneas de transmisión y Centro de Control de Cargas que se interconectan para conformar la red del LFSEP.

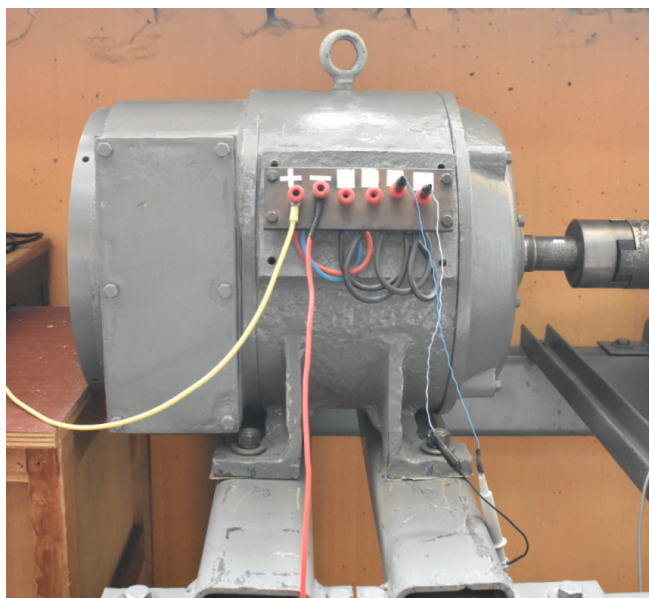


Figura 21. Generador de Corriente Alterna del LFSEP

Este generador tiene la capacidad de alcanzar la velocidad del sincronismo siempre y cuando los voltajes y corrientes de campo y armadura se encuentren establecidos bajo las condiciones de la Tabla 8., y siguiendo los datos propios del grupo KAL.

Tabla 8. Valores de magnitudes que alcanzan la velocidad y condiciones de sincronismo

Referencia	Variable	Valores	Magnitud de medida
Voltaje de Campo	V_c	186	V_{DC}
Voltaje de Armadura	V_a	130	V_{DC}
Corriente de Campo	I_c	5,15	A
Corriente de Armadura	I_a	1,07	A
Velocidad de rotación	S	1200	rpm

Dando como resultado los siguientes valores nominales a los que el generador puede funcionar, detallados en la Tabla 9.

Tabla 9. Valores nominales a los que puede funcionar el generador sincrónico

Referencia	Variable	Valores	Magnitud de medida
Constante de inercia	H	3,19	seg
Factor de amortiguamiento	D	0,64078	$\frac{p.u. MVA}{p.u. rad/seg}$
Factor de Potencia	fp	0,7536	
Potencia Base	S _B	9,899	kVA
Voltaje Base	V _B	25,4	V
Reactancia en eje directo	X _d	18,32	Ω
Reactancia en eje de cuadratura	X _q	17,51	Ω
Resistencia de armadura	R _a	0,205	Ω

El conjunto entre motor y generador se encuentra unido por medio de un eje de acero a través de la conexión de una brida tal y como muestra la Figura 22.

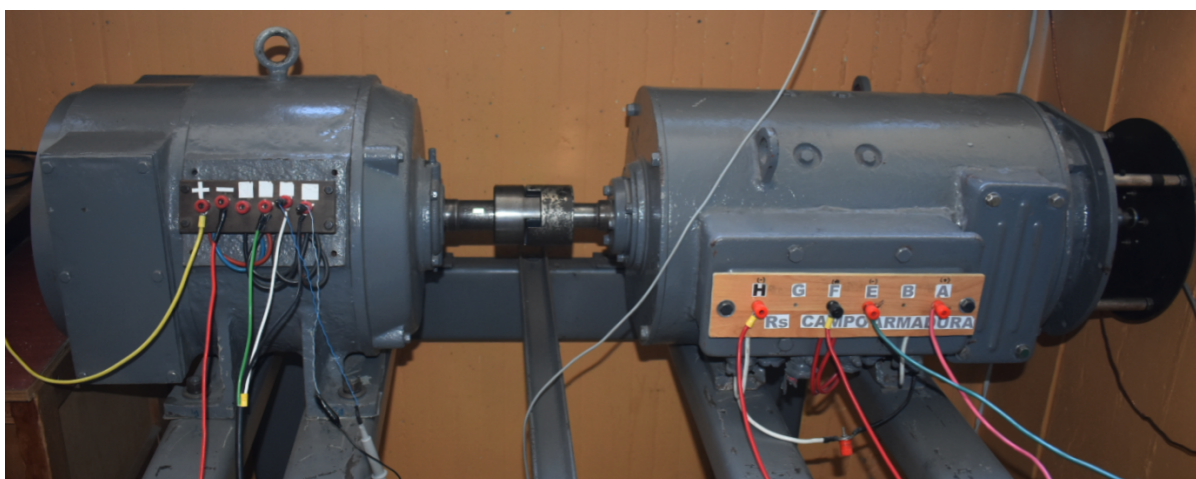


Figura 22. Grupo KAL conformado por un motor DC y un Generador AC

3. EL SISTEMA DE SICRONIZACIÓN PARA EL LFSEP

Un sincronoscopio es un instrumento que permite visualizar el desfase existente entre dos sistemas por medio de una aguja giratoria y tres focos incandescentes, tal y como muestra la Figura 23., siendo este el equipo con el que el LFSEP realizaba las sincronizaciones de manera manual. Este desfase se puede observar por medio de variables analógicas de voltaje y frecuencia, además de tener que observar una aguja giratoria que indica que ambos sistemas se encuentren listos para ser interconectados, es cuando se debía presionar un pulsador que produce el cierre de un contactor.



Figura 23. Sincronoscopio manual electromecánico

Para poder entender de mejor manera al sincronoscopio manual electro mecánico, se realiza la Tabla 10., en la cual se detallan los elementos constitutivos con cantidades y funciones de cada uno de ellos, con el fin de identificar el modo de operación a través de sus componentes.

Tabla 10. Dispositivos y elementos del sincronoscopio manual

Cantidad	Dispositivos o Elementos	Función
2	Voltímetros	Medir el voltaje del lado A y del lado B.
3	Frecuencímetros	Medir la frecuencia del lado A y del lado B.
1	Aguja giratoria	Si la frecuencia es mayor a 60 Hz la aguja gira hacia la derecha. Si la frecuencia es menor a 60 Hz la aguja gira hacia la izquierda.
3	Focos incandescentes	Se encienden completamente si la diferencia entre voltajes de ambos lados se acerca a la igualdad.
1	Pulsador de marcha	El momento que se visualicen las condiciones de sincronismo, se aplasta este botón para enviar señal de voltaje a las bobinas del contactor.
1	Pulsador de paro	Saca del sincronismo en cualquier momento. No se activa si el contactor no está enclavado.
1	Contactor	Conecta ambos el lado A y el lado B mediante contactos.

En las pantallas que muestran el voltaje se observan dos agujas, cuyo movimiento es producido por el paso de corriente sobre una bobina, más conocido como galvanómetro. Estas agujas están graduadas en voltios y se puede observar unas puntas que se intentan unir a medida que se regule el voltaje en ambos extremos.

Para el caso del LFSEP el voltaje del lado A corresponde a la conexión con el grupo motor generador –KAL- y el lado B corresponde a la conexión con la barra infinita. Cuando se haya regulado el voltaje del generador y su diferencia de potencial se acerque a la igualdad es cuando ambas puntas se ponen en la misma posición; así mismo pasa con la magnitud de la frecuencia solo que las mediciones analógicas se traducen en vibraciones de una lengüeta de acero que cambia de posición.

Este trabajo desarrolla un Sistema de Sincronización automático en una placa controlada por un microprocesador, permitiendo la comparación de magnitudes de voltaje y frecuencia y también la visualización en pantalla de las condiciones de sincronización en tiempo real. Es decir, un Sistema digital capaz de procesar alrededor de 8000 muestras de datos en un segundo para que se pueda verificar de manera rápida y segura el cumplimiento de las condiciones necesarias para la conexión del generador con la barra infinita.

Se debe añadir que este dispositivo físico tiene la capacidad de identificar la secuencia en la que están ambos Sistemas conectados, diferenciándolo notablemente del sincronoscopio electro mecánico manual.

3.1 Hardware

Como parte de los periféricos de entrada, lectura y salida que se requieren en la construcción de este equipo denominado Sistema de Sincronización se puede revisar la Tabla 11. en donde se describen por su tipo y denominación.

Tabla 11. Periféricos asociados al hardware del dispositivo

Tipo	Denominación
Entrada	Pantalla LCD de 3,5" táctil
	Pulsador de Marcha
	Pulsador de Paro
	Borneras para RST y UVW
Lectura	Circuito Impreso controlado por la STM32
Salida	Pantalla LCD de 3,5" táctil

3.1.1. Pantalla LCD táctil

Esta pantalla es la encargada de visualizar la Interfaz Hombre Máquina o HMI, por sus siglas en inglés de Human Machine Interface, en donde se realiza un esquema sencillo, amigable y didáctico al momento de ejecutar al Sistema de Sincronización. Al ser táctil, permite la interacción directa en el ingreso de condiciones hacia el sistema de manera rápida y eficaz. En la Figura 24., se puede ver un esquema de esta pantalla con sus dimensiones y en la Tabla 12., se muestran sus características principales como para poder dar un detalle de datos al momento de querer relacionar esta pantalla con el Sistema de Sincronización construido.

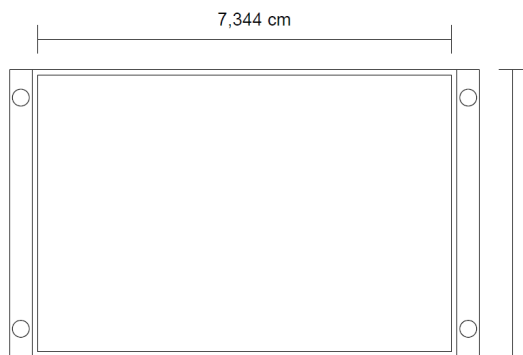


Figura 24. Dimensiones del monitor instalado

Además, el monitor táctil tiene una dimensión en su diagonal de 3,5" (8,9 cm) permitiendo el diseño de la siguiente interfaz:

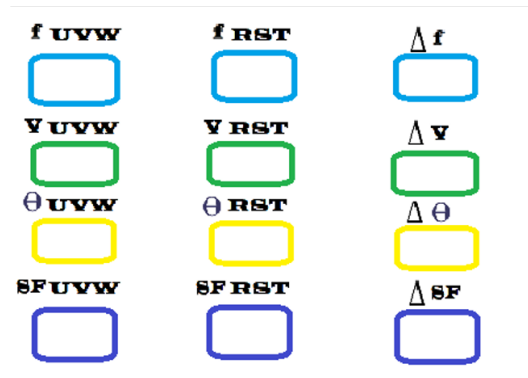


Figura 25. HMI con todas las variables que se pueden observar en tiempo real

Como se puede observar en la Figura 25., el HMI indica si la secuencia entre el lado A es la misma que la del lado B, desplegando un símbolo "+" para el caso de la secuencia positiva y un símbolo "-" para el caso de la negativa en las casillas SF_{RST} y SF_{UVW} respectivamente. También se visualizan los valores de frecuencia y voltaje para ambos lados y se permite el

ingreso de un porcentaje de error o épsilon de voltaje y frecuencia, con el cual se ejecutan ordenes más específicas antes del proceso de sincronización.

Tabla 12. Características del monitor instalado en el equipo de sincronización

	Descripción	Magnitud
Modulo	Nextion	
Resolución	480 X 320	pixeles
Conexión	RX y TX para imagen	pinos
Tipo	TFT con panel táctil resistivo	
Interfaz	TTL de 4	pinos
Memoria flash	16	Mb
Área visual	7,344 X 4,896	cm
Brillo	0 – 180	nit
Voltaje	5	V
Corriente	145	mA

3.1.2. Tarjeta microcontroladora STM

Los microprocesadores AVR se derivan de los microcontroladores RISC del fabricante estadounidense ATMEL y como parte de estas tarjetas micro controladas se tiene a la STM32 cuya arquitectura es de 32 bits. RISC (Reduced Instruction Set Computer) es una clase de diseño para una Unidad Central de Procesamiento (CPU) de instrucciones fijas y almacenamiento reducido, posibilitando segmentar de forma paralela las instrucciones que se le envíen, para así reducir los accesos a la memoria que pueden ocasionar retrasos en la verificación de algoritmos, más que nada industriales. Si son aplicaciones muy simples se recomienda usar el Arduino, con su microprocesador ATMEga.

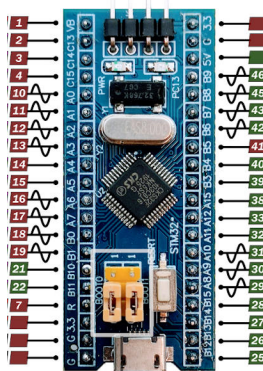


Figura 26. Tarjeta micro controlada STM32

En la Tabla 13., se puede identificar los puertos que se utilizaron en este trabajo, relacionando las variables de la programación con las variables de la STM32, dando como resultado una tabla de variables y conexiones presentada a continuación.

Tabla 13. Tabla de variables de las conexiones en la STM con su respectivo puerto

PUERTO	VARIABLE	COMENTARIO
A9	TX	Receptor TX para el HMI
A10	RX	Receptor RX para el HMI
B3	RELÉ	Salida de señal de cierre del Contactor
B4	LED1	Indicador de la condición de voltaje
B5	LED2	Indicador de la condición de secuencia de fases
B6	LED3	Indicador de la condición de frecuencia
B7	LED4	Indicador de la condición de ángulos de fase
A6	A1	Señal de comparación para la compuerta XOR
A5	A2	Secuencia de Fase para el lado B (UVW)
A4	A6	Secuencia de Fase para el lado A (RTS)
A3	A4	Frecuencia entre las A y B
A2	A5	Ángulo de Fase entre A y B
A1	A3	Voltaje de Fase para el lado B (UVW)
A0	A0	Voltaje de Fase para el lado A (RTS)

3.1.3. Diagrama de conexiones de entradas y salidas

Las conexiones que se realizan en la STM32 tanto a la entrada como a la salida se las visualiza en la Figura 27., relacionando los pines mostrados con los de la Tabla 13., dejando al lado derecho de la STM32 a las variables de entrada y al lado izquierdo las de salida.

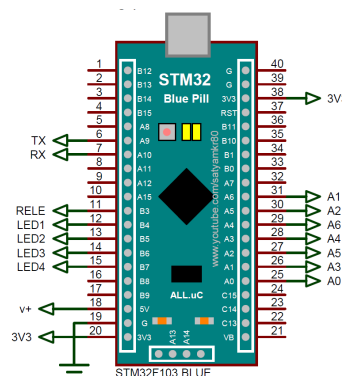


Figura 27. Diagrama y pines de conexión de entradas y salidas a la STM32

3.1.4. Transformadores de potencial TP

Este dispositivo es más conocido como Transformador de Potencial, y es el encargado de recibir el voltaje de entrada, entre dos fases, y convertirlo en una señal muy pequeña de corriente, exactamente de hasta 2 mA, mediante la conexión de una resistencia de 820 kΩ en serie.

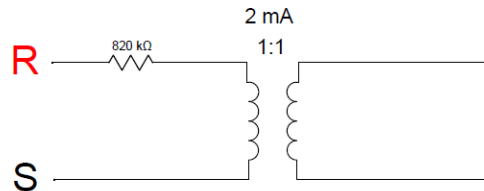


Figura 28. Diagrama unifilar del interior del TP

Al tener una relación de 1:1 entre bobinados, se conecta otra resistencia en paralelo al lado secundario para nuevamente tener voltaje a la salida. La resistencia debe ser variable para que se pueda alcanzar el valor máximo de 1 V en su salida.

Como especificaciones técnicas o características del TP utilizado para la medición de voltajes, se tiene los datos de la Tabla 14.

Tabla 14. Características principales del transformador utilizado

Característica	Detalle
Modelo	ZMPT101B
Primario	2 mA
Secundario	2 mA
Relación de transformación	1000:1000
Rango de voltaje de operación	0 - 1000 V
Rango de corriente de operación	0 - 2 mA
Error permitido	-0,3% < f < 0,2%
Voltaje de aislamiento a 1 seg	4000 V
Aplicación	Medición de voltaje
Temperatura de operación en °C	-40 a 60

3.1.5. Circuito Impreso o PCB

Para que todo el conjunto de elementos electrónicos como las resistencias, operacionales, compuertas lógicas, relé de disparo y demás, puedan contar con la comunicación correcta, se debe realizar una placa de circuito impreso o PCB por sus siglas en inglés de Printed Circuit Board.

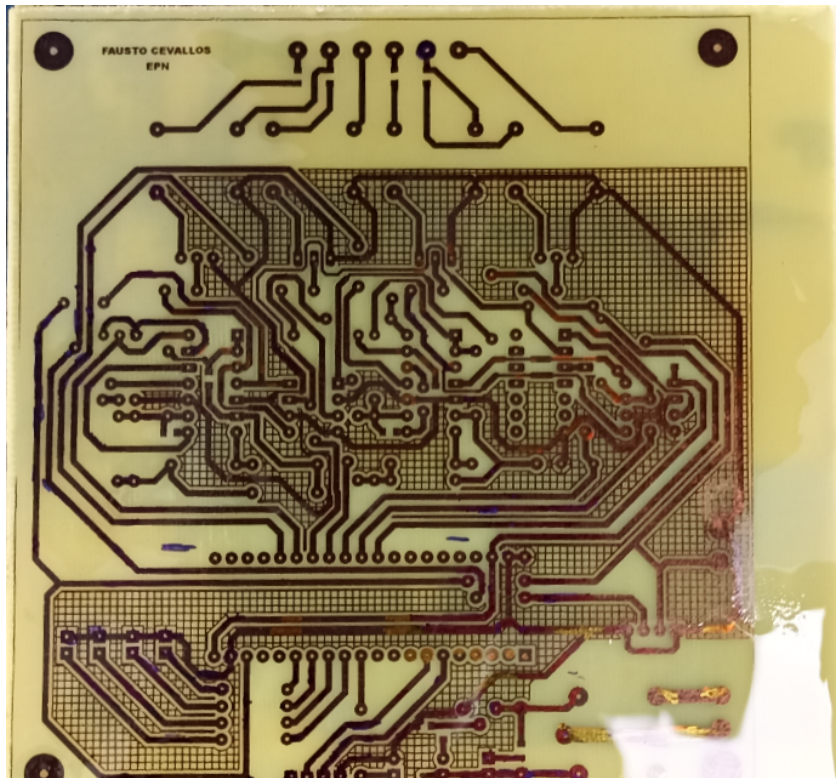
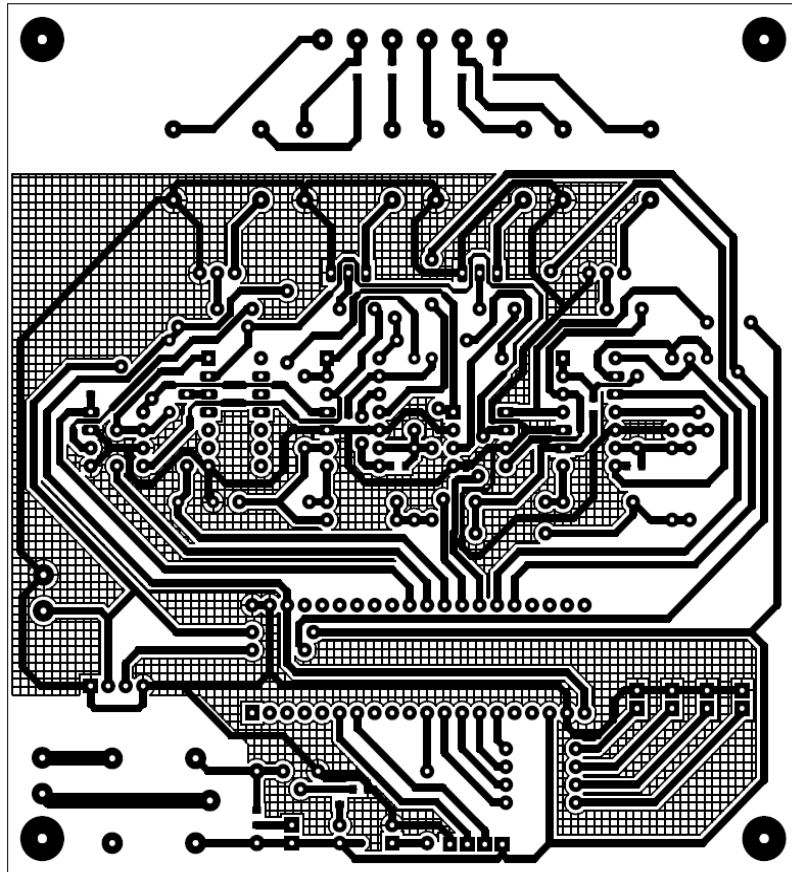


Figura 29. Circuito impreso correspondiente al Sistema de Sincronización implementado. Vista posterior

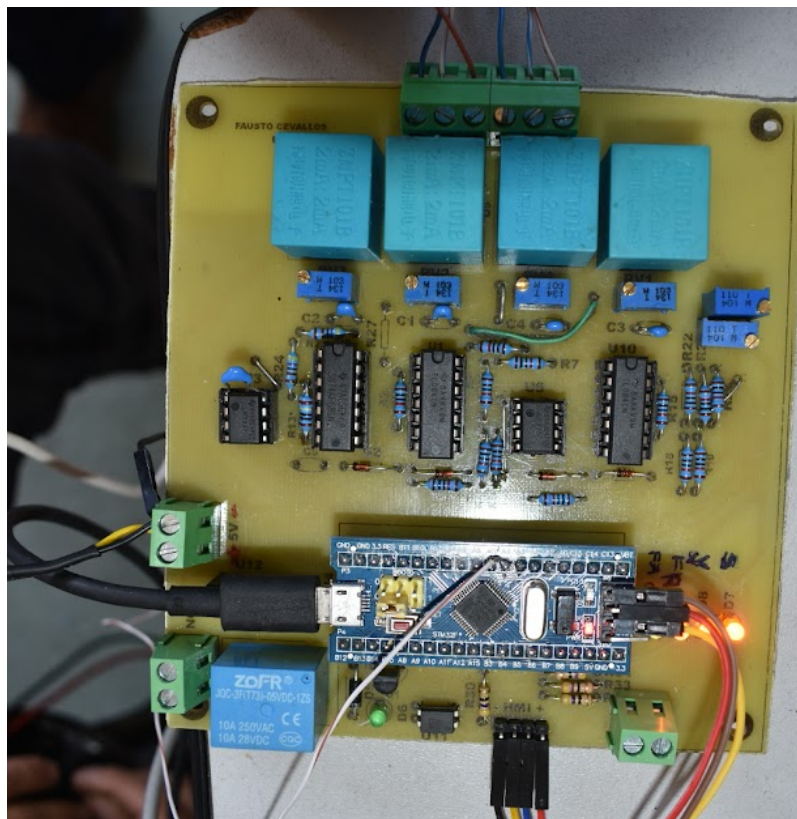
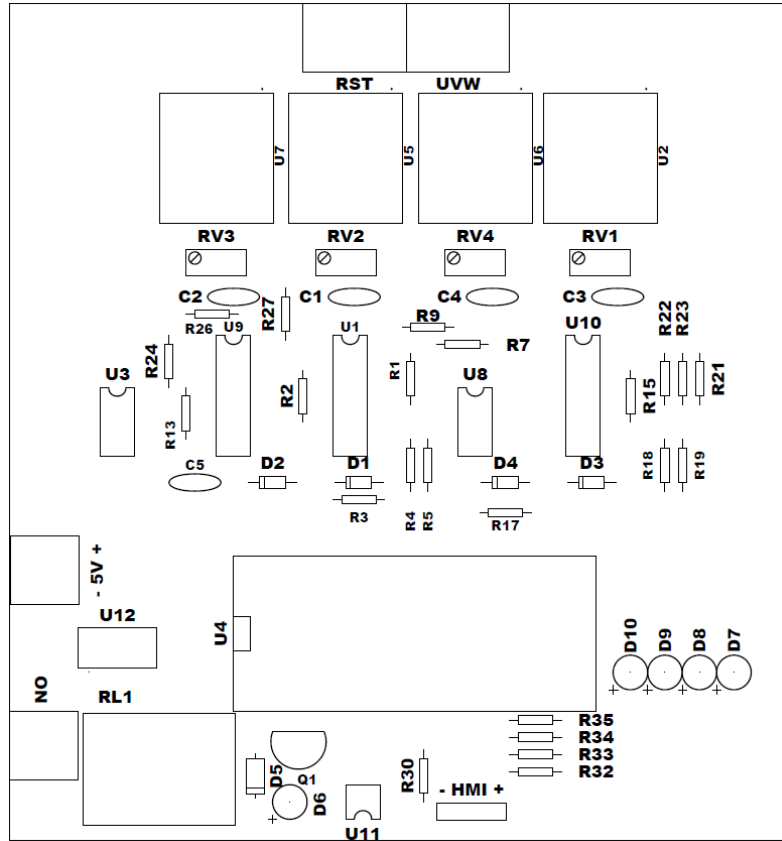


Figura 30. Circuito impreso correspondiente al Sistema de Sincronización implementado. Vista frontal

3.2 Software

El software está desarrollado en el entorno Arduino IDE de la STM32 que se basa en lenguaje C o C++, logrando un algoritmo práctico y eficiente al momento de realizar la sincronización entre dos sistemas eléctricos, incluso la aplicación en el área de la Ingeniería Eléctrica es enorme ya que la detección, medición y comparación de magnitudes eléctricas son mecanismos muy utilizados en distintos casos de estudio.

Como parte del desarrollo del código del programa desarrollado e implementado se debe entender las dos condiciones de operación del Sistema de Sincronización que son manual y automática.

3.2.1. Algoritmo

Para poder establecer el modo manual de operación del Sistema de Sincronización digital, se debe seguir el algoritmo de la Figura 31., notando como única diferencia del modo de operación automática, el cierre del contactor a través de un botón. En el modo de operación manual se puede decidir, el instante del tiempo en que se puede oprimir el botón de Marcha y en el modo automático se realiza la sincronización en el instante del tiempo exacto que se cumplan todas las condiciones del algoritmo que se muestra.

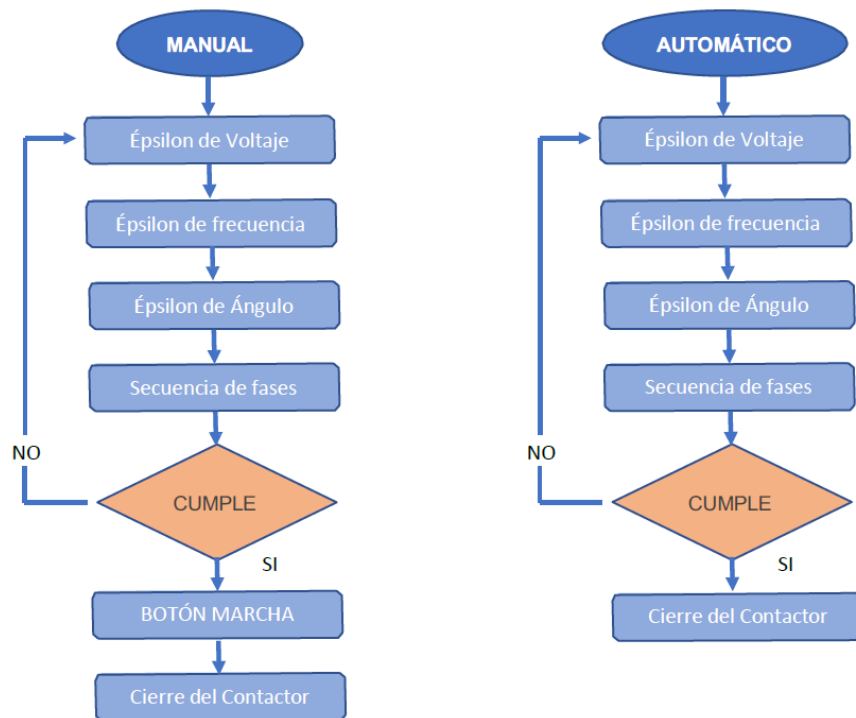


Figura 31. Diagrama de flujos correspondiente al algoritmo implementado

3.2.1.1. Simulaciones del algoritmo

Las simulaciones se desarrollaron en el software Proteus debido a la implementación de la instrumentación electrónica que permite simular el programa, ya que los operacionales para la comparación de las señales, las compuertas lógicas, diodos, resistencias y capacitores se las debe previamente simular para la construcción de la placa física.

Al necesitar medir las magnitudes de voltaje y de frecuencia en ambos lados de la sincronización, se realiza un circuito electrónico de mediciones de magnitudes trifásicas a partir de dos transformadores de potencial, que al pasar por una resistencia variable se obtiene el voltaje, se lo rectifica y se obtiene el voltaje resultante que lee la tarjeta micro controlada. En la Figura 32., se muestra el circuito para el lado A, de las fases RST, y para el lado B se hace exactamente lo mismo solo que no es preciso redundar con la misma imagen.

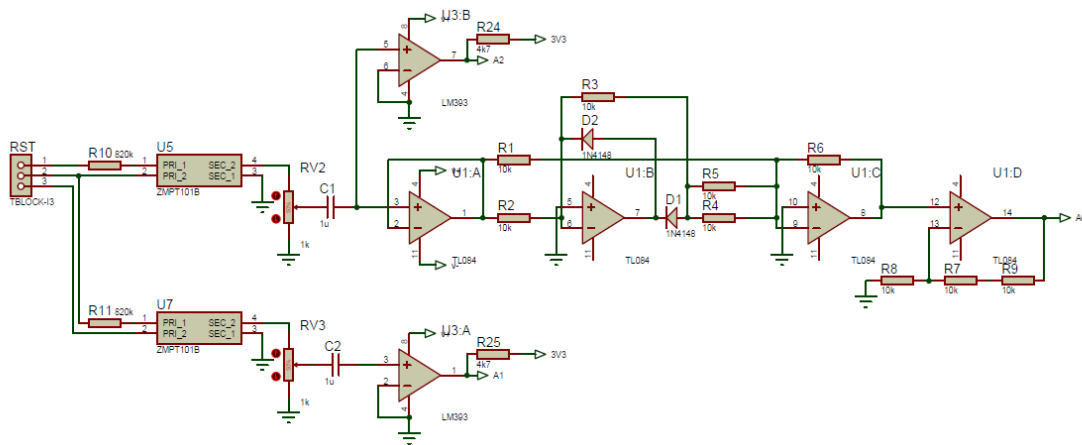


Figura 32. Circuito de medición y comparación del voltaje para el lado A. Lo mismo se simula para el lado B

La

Figura 33., muestra la protección por medio de un circuito de optoacoplamiento con el fin de aislar la etapa de control con la etapa de potencia. La etapa de potencia de la placa incluye el relé de disparo que envía una señal de 220 V_{AC}, y al trabajar con un voltaje de hasta 5 V_{DC}, es preciso realizar la protección a través de un optoacoplador.

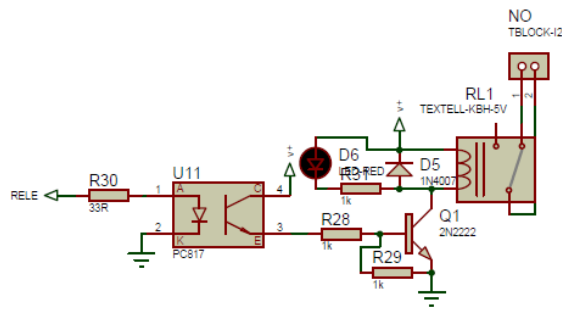


Figura 33. Circuito de activación del relé que se encarga de activar el contactor

Ya que la tarjeta STM32 necesita una fuente de alimentación de corriente continua, se realiza un circuito capaz de recibir y distribuir un voltaje de 5 V que es el encargado de activar tanto la tarjeta como sus periféricos que así lo requieran.

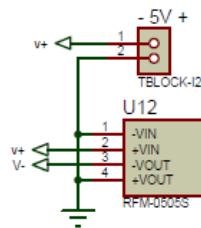


Figura 34. Circuito de alimentación para circuitos operacionales que necesitan +-5 V

Toda vez que se tengan las señales en ambos lados, se las compara por medio del comparador 74HC85 de 4 bits, mostrado en Figura 35.

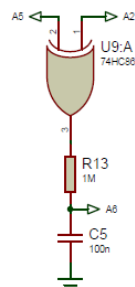


Figura 35. Comparador con filtro pasa bajos

El cumplimiento de las condiciones de sincronización se las puede verificar con la utilización de luces indicadoras, colocando la resistencia adecuada según el color del led.

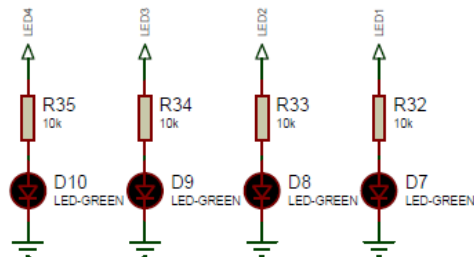


Figura 36. Circuito indicador del cumplimiento de las Condiciones de Sincronismo mediante el encendido de un led

3.2.1.2. Código de programación

El código de programación desarrollado combina toda la teoría aquí referida y genera un algoritmo rápido y eficaz al momento de leer y analizar todas las magnitudes tanto de voltaje como de frecuencia, para posteriormente realizar los límites y comparaciones necesarias.

El código implementado se lo puede revisar en el Anexo B.

3.3. Adquisición y procesamiento de señales

Lo que se desarrolla en este trabajo corresponde a un conjunto de elementos electrónicos y de arreglos de teoría de circuitos capaces de poder medir, verificar y comparar a las magnitudes de voltaje, frecuencia y ángulo entre fases. Se puede verificar de igual manera que la secuencia de fases se encuentre correctamente conectada en ambos lados.

El orden de procesamiento de las señales que se van a mencionar a continuación realmente no tiene importancia ya que el algoritmo implementado realiza un barrido de todas las señales necesarias en un tiempo de 1 milisegundo, lo que no tendría impacto ni relevancia en el orden de la señal que detecta.

3.3.1. Procesamiento de la señal de voltaje

Para poder realizar las mediciones de los voltajes que ingresan al Sistema de Sincronización construido, se utilizan transformadores de corriente conectados en paralelo a dos de las tres fases con las que se cuenta. Estas señales pueden ser analógicas o digitales y pueden ser analizadas para el efecto, la única diferencia es que al procesar señales analógicas se tiene

la posibilidad de medir la magnitud de la señal de forma continua; y de forma digital en donde se cuenta con dos valores o flancos, el de subida y el de bajada.

Estos transformadores tienen una relación entre espiras del lado primario con las del lado secundario de 1:1 y miden una corriente de máximo 2 mA, que si se conecta una resistencia en el secundario de este transformador, tal y como muestra la Figura 37., la resultante será la magnitud del voltaje, recordando la Ley de Ohm en donde el voltaje (V) es el resultado de la multiplicación entre la corriente (I) y la resistencia (R). Para el caso de este trabajo esta resistencia es variable, permitiendo la calibración para cualquier sistema de generación.

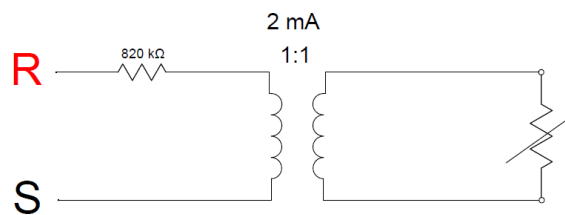


Figura 37. Diagrama unifilar para poder medir el voltaje con el TP

Al basarse en la teoría, se debería hacer acondicionamientos de señales, pero dada la relación de transformación y divisores de voltaje regulables que se utiliza, la señal resultante ya es la requerida. A esta señal resultante se la debe rectificar para poder procesar a la senoide completa sin preocuparse de los valores negativos, ya que el único interés de medición son los valores rms, ubicados por encima del eje cero en cualquier señal sinusoidal.

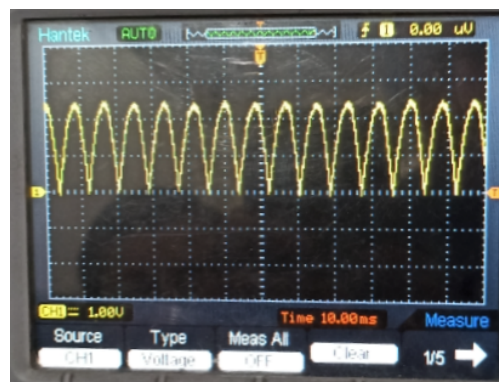


Figura 38. Forma de onda rectificada completamente

Una vez que se tenga la señal rectificada y amplificada, se procede a calcular el valor RMS del voltaje mediante la ecuación (16):

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{V_{n1}^2 + V_{n2}^2 + V_{n3}^2 + \dots + V_n^2}{n}} \quad (16)$$

El número de muestras que el algoritmo puede procesar viene dado por la frecuencia de 60 Hz en donde:

$$T = \frac{1}{f} \quad (17)$$

Y si $f=60$ entonces T sería igual a 0,01666667 seg, o su equivalente de 16,666667 mseg, por lo que se tendrían 16mil muestras en 1 segundo. A esta señal se la rectifica a la mitad con el afán de tener 8mil muestras en 1 milisegundos que para el caso del cálculo del V_{RMS} , el número de muestras de voltaje es 8000. Cabe recordar que la señal de voltaje viene de forma analógica y se requiere un convertidor análogo-digital AD para que pueda ser leída por el micro.

3.3.2. Procesamiento de la señal de frecuencia

Para poder identificar la frecuencia correcta de los sistemas eléctricos a sincronizar, se requiere contar la cantidad de veces que la onda sinusoidal de voltaje, ya analizado en el punto anterior, cruza por el eje cero. Método conocido como la detección de cruces por cero.

Para tener una muestra precisa en la detección de estos cruces, se la transforma en onda cuadrada ya que es muy difícil encontrar una senoide con características ideales en donde se presentarían huecos en las detecciones bien sea por picos falsos en las señales por la interferencia de ruidos o por desplazamientos de la señal que eviten detectar los cruces que pasan por el eje cero.

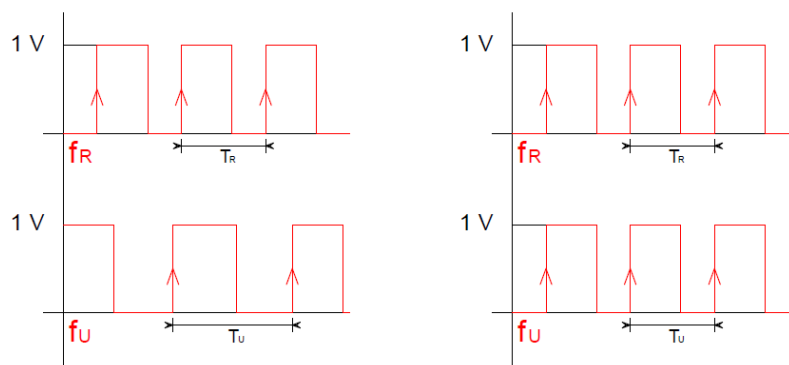


Figura 39. Forma de onda cuadrada de voltaje de fases iguales. R con U. S con V y T con W

Es por tal razón que, al contar con una onda cuadrada, necesariamente se visualiza todo lo correspondiente a un periodo T que se encuentre cruzando por el eje cero.

Como se muestra en la Figura 39., lo que se quiere es detectar los flancos de subida que se puedan presentar en un periodo T y compararlos con los flancos de subida que se generan en el otro extremo, con el afán de tener una igualdad entre flancos de señales en ambos lados a sincronizar.

3.3.3. Procesamiento para detección del ángulo entre fases

La diferencia angular entre las fases de ambos lados conectados al Sistema de Sincronización se la puede identificar de igual manera por medio de la comparación de señales cuadradas obtenidas al momento de realizar las mediciones de voltaje, sin la necesidad de calcular los valores en las que estas se diferencien. Lo que se detecta es si las formas de onda empiezan iguales, dando como resultado que la diferencia angular entre fases es cero, tal y como muestra la Figura 40., en donde se puede apreciar cómo se tiene una diferencia angular entre la fase RS del lado A con la fase UV del lado B, imposibilitando la sincronización ya que esta es una condición fundamental para poner en paralelo a los dos Sistemas de Potencia.

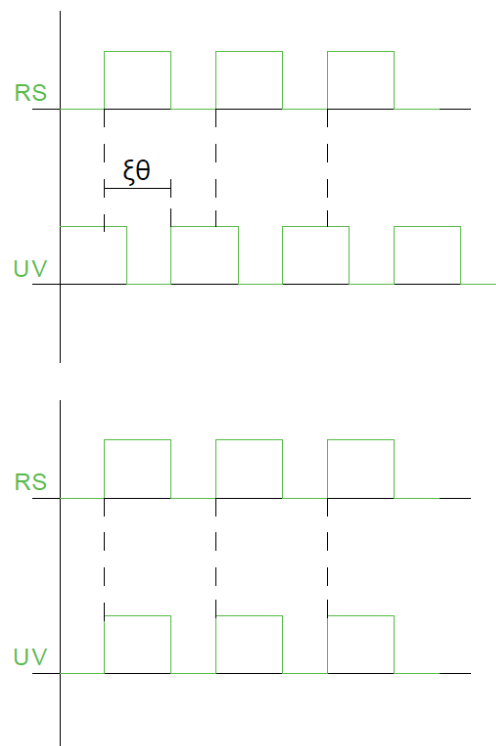


Figura 40. Forma de onda cuadrada de ambos Sistemas conectados en donde $\xi\theta$ es el desfase

Este $\xi\theta$ deberá coincidir con el Sistema conectado en el lado A con el Sistema conectado en el lado B a menos que se ingrese por el usuario un porcentaje permisible que habilite al algoritmo a detectar, caso contrario la diferencia angular entre fases iguales deberá ser cero.

3.3.4. Detección de la secuencia de fases

Al tener perfectamente identificadas las señales de voltaje en ambos extremos, se detectan los ahora los flancos de bajada entre extremos conectados al Sistema de Sincronización. Esto se realiza muy fácilmente aplicando la siguiente condición:

Si en la comparación de las formas entre los voltajes RS y ST coincide con el flanco de bajada en 0, la secuencia de ese Sistema será positiva, es decir RST.

Si en la comparación de las formas entre los voltajes RS y ST coincide con el flanco de bajada en 1, la secuencia de ese Sistema será negativa, es decir RTS.

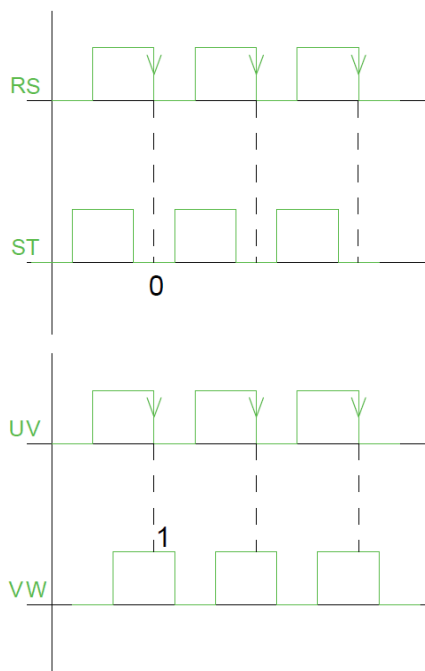


Figura 41. Forma de onda cuadrada de voltaje entre dos fases iguales. RS y ST comparada con UV y VW

Lo mismo pasa en la comparación de las fases entre UV y VW, tal y como muestra la Figura 41., que si el flanco de bajada coincide en 0 la secuencia es positiva y si coincide en 1 la secuencia es negativa. Ambas secuencias deben ser las mismas en ambos extremos de la conexión, recordando que uno de esos extremos es la red de la EEQ en donde su secuencia siempre es positiva.

4. PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se detallan los resultados que se obtuvieron de las pruebas realizadas en la conexión de dos SEPs como son el Grupo KAL y la Barra Infinita. Para tener una referencia de comprobación de los resultados, se utiliza el sincronoscopio manual electromecánico con el que se validan las condiciones de sincronismo que este equipo pueda medir, ya que cabe recordar, este sincronoscopio no permite detectar la correcta secuencia a las que están conectadas las fases en ambos lados.

4.2. Prueba de la detección y comparación de voltajes

Se observa la señal sinusoidal del voltaje de las fases conectadas en un extremo de la conexión, es decir del lado A. La onda que se observa ya tiene el valor de 3,3 V que se había mencionado en la metodología referente a la adquisición de señales.

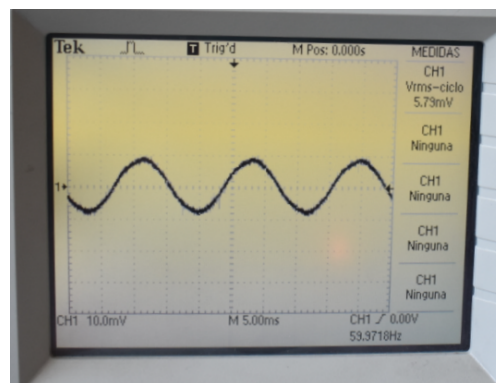


Figura 42. Voltaje de RST

En la Figura 43. se identifican los valores de voltaje medidos por el sincronoscopio manual a través de los galvanómetros que, si las puntas están muy separadas entre sí, se necesita una regulación del voltaje hasta que sus puntas estén prácticamente juntas para poder tener la condición necesaria para el sincronismo, como es contar con los voltajes iguales en el lado A y en el lado B.

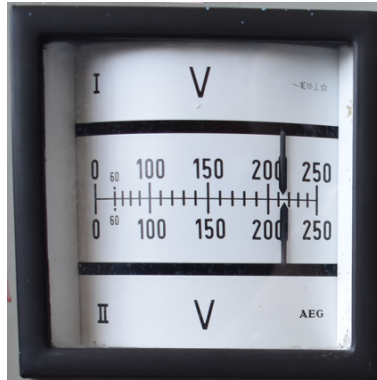


Figura 43. Voltajes iguales en ambos extremos medidos por el sincronoscopio manual

Se tiene la forma de onda sinusoidal del lado B, en la Figura 44., en donde se puede apreciar como contiene ruido, producido por la distorsión de la onda generada por el grupo KAL.

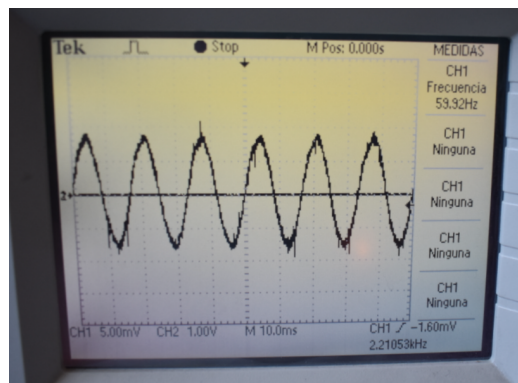


Figura 44. Voltaje de UVW

Como se había mencionado es preciso rectificar estas señales por medio de un rectificador de onda completa para medir únicamente en la parte positiva de la señal, obteniendo los resultados mostrados en la Figura 45.

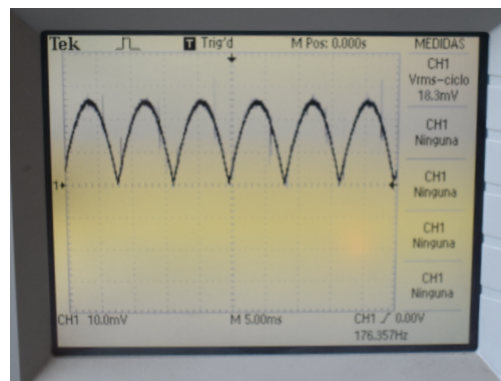


Figura 45. Señal de voltaje rectificado del lado A

Así mismo se puede comprobar la rectificación de la onda para el lado B, mostrado en la Figura 46.

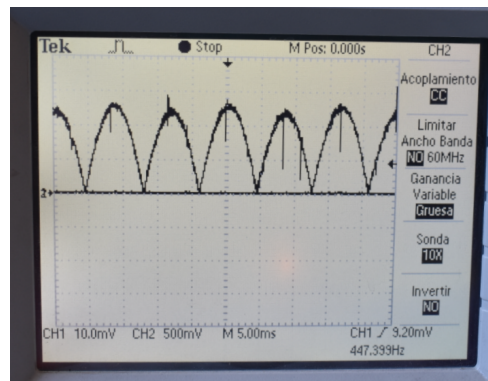


Figura 46. Señal de voltaje rectificado del lado B

4.3. Prueba de la detección y comparación de frecuencias

Para continuar con el proceso de sincronización tal y como se menciona en la teoría correspondiente al análisis de las señales obtenidas, se sabe que para encontrar los flancos correctos al procesar la señal de la frecuencia, se debe tener una señal cuadrada, tal y como muestra la Figura 47.

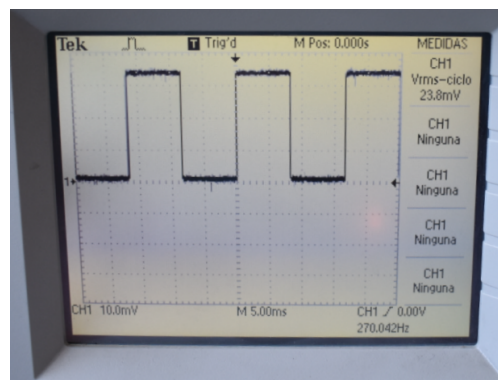


Figura 47. Onda cuadrada de frecuencia en el lado A

A través de esta onda cuadrada del lado A, necesaria para la detección de los flancos de subida, se la compara con la Figura 48., que es la onda cuadrada del lado B, garantizando la igualdad de las frecuencias como establece una de las condiciones necesarias para el sincronismo.

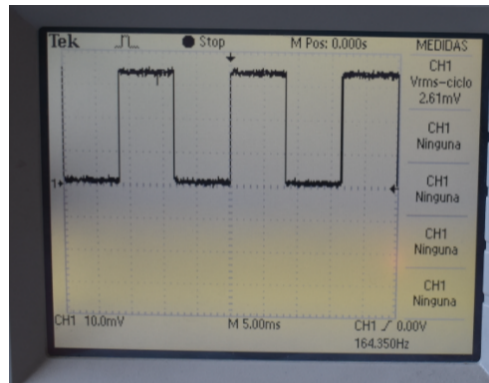


Figura 48. Onda cuadrada de frecuencia en el lado B.

Por otro lado, se observa en la Figura 49., como se comparan los valores de la frecuencia por medio del sincronoscopio manual para corroborar con la comparación realizada por el sincronoscopio digital. Los resultados en el lado A, el lado de barra infinita, se aprecia una frecuencia de 60 Hz, mientras que en el lado B, el lado de la generación sincrónica, una frecuencia de 59 Hz hasta que se establece en 1200 rpm.



Figura 49. Frecuencia medida en el lado A y B por el sincronoscopio manual

4.4. Prueba de la detección de secuencia de fases

El Sistema de Sincronización es capaz de detectar la secuencia a la cual se conecten los sistemas en ambos lados, como uno de los lados es la barra infinita, la secuencia está establecida por el sistema eléctrico, en cambio, la secuencia de lado A, el de la generación, puede variar según la conexión que se realice en los bornes de este equipo.

Se muestra en pantalla el tipo de secuencia al que se encuentran los sistemas y se puede apreciar en la Figura 50., las formas de onda de los voltajes de fase RS comparadas con los voltajes de fase ST en donde se recuerda que si coinciden sus flancos de bajada con el cruce por cero de la señal, la secuencia es positiva, caso contrario la secuencia es negativa.

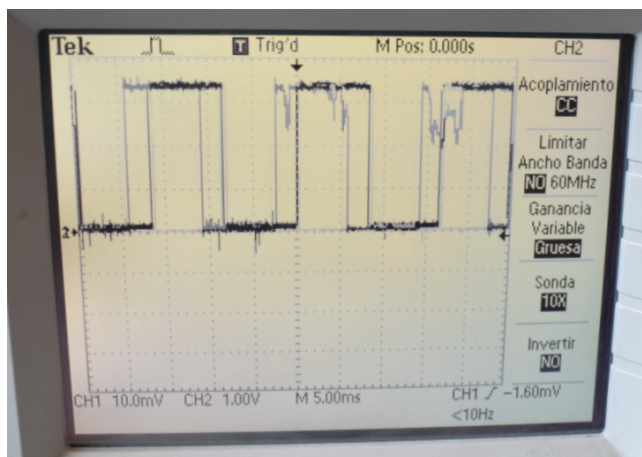


Figura 50. Comparación de las señales entre RS y ST para verificar su secuencia

4.5. Prueba de la detección del ángulo de fase

Se comprueba la correcta detección en la diferencia entre los ángulos de las fases RS con UV y ST con VW, que, según la teoría referenciada en este trabajo, deben coincidir y ser igual a cero entre ellos, por lo que la forma de onda del lado A se superpone a la del lado B, detectando la condición necesaria para el sincronismo. Si las formas de onda no se superponen, el Sistema de Sincronización detecta que existe una diferencia angular, imposibilitando la sincronización.

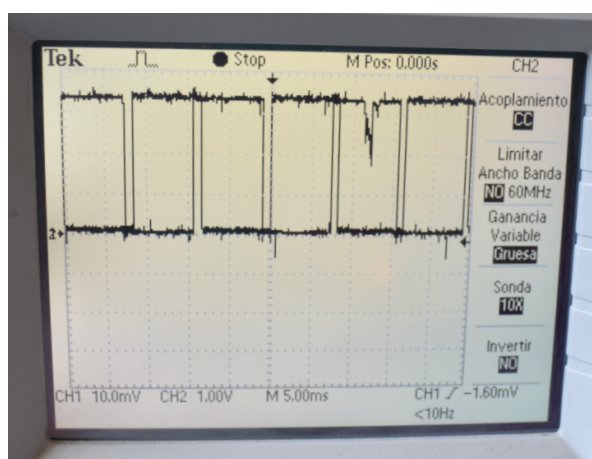


Figura 51. Onda cuadrada de los voltajes RS comparada con la de los voltajes ST

4.6. Prueba de la detección y confirmación de todas las condiciones de sincronismo

Primeramente, se deben encender los sistemas eléctricos a poner en paralelo, bien sea la barra infinita o el generador. Enseguida el Sistema de Sincronización digital muestra en pantalla los valores en tiempo real de todas las condiciones de sincronización, tal y como se puede observar en la Figura 52., confirmando la lectura de magnitudes eléctricas.

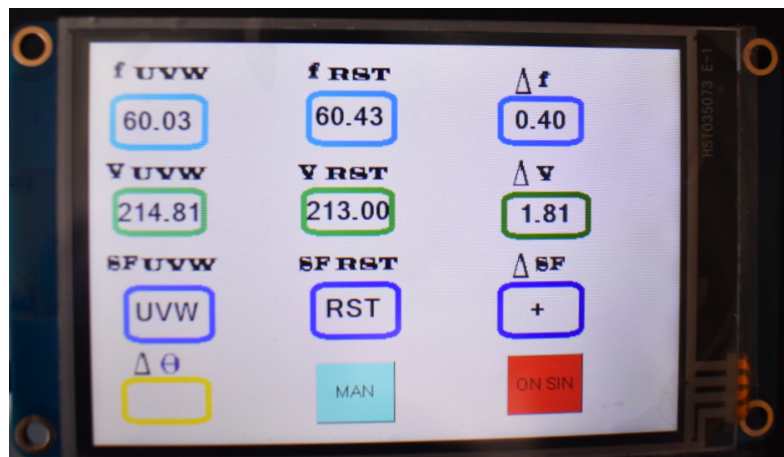


Figura 52. Visualización en pantalla de las variables eléctricas

Estos valores se comprueban con el sincronoscopio electromecánico manual, tal y como se puede apreciar en la Figura 53., mostrando los mismos valores que lee el Sistema de Sincronización digital.



Figura 53. Comprobación de lectura de variables eléctricas con el sincronoscopio manual

Se muestra en la Figura 54., la forma de onda encargada de la comprobación de la resultante entre los ángulos de las fases conectadas, que es la última comprobación requerida para que el circuito electrónico encargado del disparo del relé, mande a cerrar el contactor, notando que la señal mostrada no cruza por el eje de referencia, lo que indica que esa condición no se cumple en ese instante de tiempo.

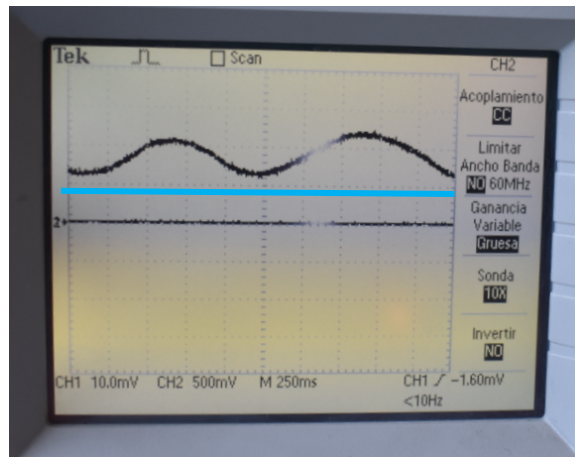


Figura 54. Comprobación de igualdad en los ángulos de fase sin cumplirse

Por otro lado, se tiene la señal presentada en la Figura 55., que refiere a la misma onda de la Figura 54., pero en otro instante del tiempo, en donde se muestra que desfasaje ya es cero, observando una señal que baja de la referencia, lo que indica que se cumple la condición en ese instante.

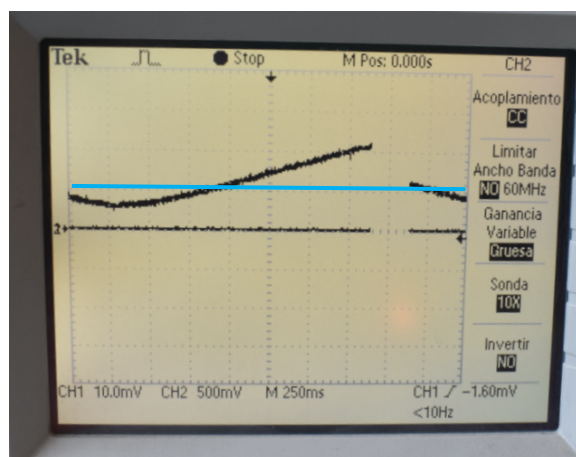


Figura 55. Comprobación del cumplimiento de la igualdad entre ángulos de fase

Los resultados obtenidos son los esperados, observando ciertos comportamientos de los sistemas a interconectar que difieren de las pruebas simuladas que se realizaron ya que, y tal como funciona en los análisis de ingeniería, la simulación no necesariamente es lo que va a suceder al momento de probar el equipo físico.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Se comprueba la medición y visualización de magnitudes eléctricas, como son la magnitud y ángulo del voltaje, así como la frecuencia, para poder comparar y verificar las condiciones de sincronismo y así cumplir con el objetivo de este proyecto.
- El LFSEP cuenta con un Sistema de Sincronización ágil y moderno, que permite la interconexión entre el grupo motor generador y la barra infinita.
- El diseño e instalación de este equipo de laboratorio permite realizar el sincronismo de forma manual o automática, a través de una interacción amigable con el usuario y en periodos muy cortos de tiempo.
- Se comprueba que el muestreo de las magnitudes eléctricas necesarias para la sincronización es tan veloz, que se pueden analizar gran cantidad de datos como demandan los estudios en estado estacionario.
- Las lecturas de los voltajes y las frecuencias de ambos sistemas a poner en paralelo se realizan de manera analógica, lo que significa que se tendrá más exactitud en la interpretación de señales necesarias en el proceso de sincronización.
- Los métodos de comparación se realizan en forma digital, lo que reduce las posibilidades a interpretar estos valores en dos estados, ceros y unos.
- La medición de voltaje es la más importante ya que es el punto de partida para establecer condiciones de sincronización correctas, si no se realiza una buena medición o se interpretan erróneamente las formas de onda como todo el proceso de sincronización estaría incorrecto.
- Es interesante poder enlazar dispositivos electrónicos con dispositivos de potencia ya que su interpretación es totalmente diferente, en este caso necesaria, para la elaboración de este proyecto.
- El programa desarrollado se encarga de la correcta detección de las condiciones de sincronización, permitiendo la sincronización del generador con la barra infinita, visualizando en tiempo real las magnitudes requeridas.

- La exactitud de las tomas de las muestras de los voltajes tanto en lado A como en el lado B deben ser correctas y sin señales de ruidos que interfieran, ya que estas señales son el inicio y el fin de la detección y comparación del algoritmo realizado.
- Este equipo didáctico cuenta con la capacidad de verificar las conexiones que se realicen entre los voltajes de los sistemas a sincronizar, específicamente muestra la secuencia en la que están ambos sistemas, característica que no disponen los sincronoscopios electromecánicos de laboratorio.

5.2. RECOMENDACIONES

- Como se requieren tomar muestras de señales lo más parecidas a la senoide es preciso corregir las ondas analizadas con la colocación de filtros pasa altos y pasa bajos, según el flanco que se desea detectar, evitando el muestreo incorrecto y por ende el funcionamiento incorrecto del algoritmo implementado.
- Para tener un mejor resultado al momento de la sincronización, es preciso realizar una regulación tanto de voltaje (incidiendo directamente sobre la corriente de campo de generador), como de la frecuencia (incidiendo directamente sobre la velocidad de giro de la máquina motriz), mediante dispositivos electrónicos automáticos.
- Si se quieren obtener valores precisos, se recomienda realizar las sincronizaciones siempre y cuando el grupo motor generador del LFSEP no se encuentre a una temperatura de operación elevada.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] CHAPMAN, S. J. "Máquinas Eléctricas". Editorial McGraw-Hill. Colombia. 1987.

[2] https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/06/Est_2019_Borrador_08-06-2020_1606.pdf

[3] Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2018.

ANEXOS

ANEXO B

Código del programa desarrollado:

```
float frst;
float fuvw;
float df;
float time;
float time1;
float time2;
float vi=0;
float vtrst=0;
float v1=0;
float v2=0;
float v3=0;
float vtuvw=0;
int muestras=0;
int srst=0;
int suvw=0;
int c1=0;
int c2=0;
int c3=0;
int c4=0;

void sec1()
{
    if(digitalRead(PA5)==0) srst=0;
    if(digitalRead(PA5)==1) srst=1;
}

void sec2()
{
    if(digitalRead(PA2)==0) suvw=1;
    if(digitalRead(PA2)==1) suvw=0;
}

void setup()
{
    pinMode(PB5,OUTPUT);
    pinMode(PB6,OUTPUT);
    pinMode(PB7, OUTPUT);
    pinMode(PB8,OUTPUT);
    pinMode(PB9,OUTPUT);

    pinMode(PA15,INPUT_PULLUP);
    pinMode(PC13, OUTPUT);
}
```

```

pinMode(PA6,INPUT_PULLUP);
pinMode(PA3,INPUT_PULLUP);

attachInterrupt(digitalPinToInterrupt(PA6),
sec1,RISING);

attachInterrupt(digitalPinToInterrupt(PA3),
sec2,FALLING);

pinMode(PA0,INPUT_ANALOG);
pinMode(PA1,INPUT_ANALOG);
pinMode(PA4,INPUT_ANALOG);

Serial.begin(9600);

Serial1.begin(9600);
}

void loop()
{
vi=analogRead(PA4);

if(vi<850)
{
c1=1;

digitalWrite(PB7,HIGH);
}
else
{
c1=0;

digitalWrite(PB7,LOW);
}
}

if(c1==1 & c2==1 & c3==1 & c4==1)
{
digitalWrite(PB9,HIGH);
}
else
{
digitalWrite(PB9,LOW);
}

vi=analogRead(PA0);

vi=(vi*3.3)/4095;

vtrst=vtrst+vi*vi;

delayMicroseconds(1);

vi=analogRead(PA1);

vi=(vi*3.3)/4095;

vtuvw=vtuvw+vi*vi;

muestras++;

if(muestras>8999)
{
digitalWrite(PC13,!digitalRead(PC13));

vtrst=sqrt(vtrst/9000)*125.74;
}

```

```

v1=vtrst;
Serial1.print("page0.t4.txt=");
Serial1.write(34);
Serial1.print(v1);
Serial1.write(34);
Serial1.write(255);
Serial1.write(255);
Serial1.write(255);
Serial.print(v1);
Serial.print(" ");
vtrst=0;
vtuvw=sqrt(vtuvw/9000)*125.74;
v2=vtuvw;
Serial1.print("page0.t3.txt=");
Serial1.write(34);
Serial1.print(v2);
Serial1.write(34);
Serial1.write(255);
Serial1.write(255);
Serial1.write(255);
Serial.print(v2);
vtuvw=0;
muestras=0;

if(v1>200 & v1<240 & v2>200 & v2<240
)
{
v3=v2-v1;
if(v3<0)
{
v3=v1-v2;
}
Serial1.print("page0.t5.txt=");
Serial1.write(34);
Serial1.print(v3);
Serial1.write(34);
Serial1.write(255);
Serial1.write(255);
Serial1.write(255);
if(v3<5)
{
c2=1;
digitalWrite(PB5,HIGH);
}
}
else
{
c2=0;
digitalWrite(PB5,LOW);
}
}

```

```

}
Serial.print(" srst ");
Serial.print(srst);

Serial.print(" suvw ");
Serial.print(suvw);
if(srst==suvw)
{
  c3=1;
  digitalWrite(PB8,HIGH);
  Serial1.print("page0.t5.txt=");
  Serial1.write(34);
  Serial1.print("UVW");
  Serial1.write(34);
  Serial1.write(255);
  Serial1.write(255);
  Serial1.write(255);

  Serial1.print("page0.t5.txt=");
  Serial1.write(34);
  Serial1.print("RST");
  Serial1.write(34);
  Serial1.write(255);
  Serial1.write(255);

  Serial1.write(255);
}

Serial1.write(255);
}
else
{
  c3=0;
  digitalWrite(PB8,LOW);
  Serial1.print("page0.t9.txt=");
  Serial1.write(34);
  Serial1.print("UVW");
  Serial1.write(34);
  Serial1.write(255);
  Serial1.write(255);
  Serial1.write(255);

  Serial1.print("page0.t10.txt=");
  Serial1.write(34);
  Serial1.print("STR");
  Serial1.write(34);
  Serial1.write(255);
  Serial1.write(255);
  Serial1.write(255);

  Serial1.print("page0.t5.txt=");
  Serial1.write(34);
  Serial1.print("RST");
  Serial1.write(34);
  Serial1.write(255);
  Serial1.write(255);

  Serial1.write(255);
}

if(v1>5)
{

```

```

time1 = pulseIn(PA6, LOW);
time = pulseIn(PA6, HIGH);
time1=time1+time;
frst=(1000000/time1)-0.16;
}
else
{
frst=0;
}

if(v2>5)
{
time2 = pulseIn(PA3, LOW);
time = pulseIn(PA3, HIGH);
time2=time2+time;
fuvw=(1000000/time2)-0.14;
}
else
{
fuvw=0;
}

if(frst<60.5 & frst>59.5 & fuvw<60.5 &
fuvw>59.5)
{
c4=1;
digitalWrite(PB6,HIGH);
}
else
{
c4=0;
digitalWrite(PB6,LOW);
}

if(frst<80)
{
Serial1.print("page0.t1.txt=");
Serial1.write(34);
Serial1.print(frst);
Serial1.write(34);
Serial1.write(255);
Serial1.write(255);
Serial1.write(255);
Serial.print(" frst ");
Serial.print(frst);
}

if(fuvw<80)
{
Serial1.print("page0.t0.txt=");
Serial1.write(34);
}

```

```

Serial1.print(fuvw);
Serial1.write(34);
Serial1.write(255);
Serial1.write(255);
Serial1.write(255);
Serial.print(" fuvw ");
Serial.print(fuvw);
}

df=frst-fuvw;
if(df<0)
{
df=fuvw-frst;
}
Serial1.print("page0.t2.txt=");
Serial1.write(34);
Serial1.print(df);
Serial1.write(34);
Serial1.write(255);

Serial1.write(255);
Serial1.write(255);
Serial.print(" c1 ");
Serial.print(c1);
Serial.print(" c2 ");
Serial.print(c2);
Serial.print(" c3 ");
Serial.print(c3);
Serial.print(" c4 ");
Serial.print(c4);
Serial.println("");
}
}

```

ORDEN DE EMPASTADO