



Facultad: Ingeniería Eléctrica.

Departamento: Control Automático.

Trabajo de Diploma

Título: Sincronización automática de una central hidroeléctrica y un grupo electrógeno

Tesis en opción al grado de Ingeniero en Automática

Autor: Ossiel Joaquín Sánchez Llorente

Tutores: MSc. Julio Fong Barrio

Ing. Manuel Verdecia Rubio

Santiago de Cuba

Curso 2015-2016

Dedicatoria:

A mi madre, mi padre y familia en general por su apoyo.

A mis compañeros y amigos gracias.

Agradecimientos:

Agradezco a todas las personas que de una forma u otra aportaron algo a la realización de este trabajo, en especial:

A mis familiares.

A mi novia por el apoyo y comprensión durante el tiempo de la conformación de este trabajo.

A mis Tutores Julio Fong Barrio y Manuel Verdecia por guiarme y ayudarme durante todo el trabajo.

A mis Maestros y Profesores de la enseñanza primaria, secundaria y universitaria, por su aporte a mi formación como profesional.

A todos mis compañeros y amigos.

A todos muchas gracias.

Pensamiento:

“El sentimiento es también un elemento de la ciencia”.

José Martí

Resumen

En este trabajo se expone el diseño de un sistema para la sincronización automática de una pequeña central hidroeléctrica a un grupo electrógeno, teniendo en cuenta los parámetros de tensión, fase, potencia, frecuencia y corriente. De forma general se diseñan los bloques del sistema de sincronización y el aseguramiento programático, se analiza los diferentes tipos de centrales hidroeléctricas, clasificación y reguladores de frecuencia utilizados en pequeñas centrales hidroeléctricas que trabajan en modo aislado y grupos electrógenos, así como el estudio de los sistemas de sincronización de generadores de energía eléctrica. Y además se presenta el desarrollo del diseño de una tarjeta de sincronización soportado en microcontroladores PIC18F4550 de la firma MICROCHIP.

Abstract

This paper describes the design of a system for automatic synchronization of a small hydroelectric power to a generator is exposed, taking into account the parameters of voltage, phase, power, frequency and current. Generally blocks synchronization system and programative assurance are designed, different types of hydropower plants, classification and frequency regulators used in small hydroelectric plants working in isolated and gensets mode is analyzed, and the study of the synchronization systems power generators. And the development of the design of a card synchronization supported microcontrollers MICROCHIP PIC18F4550 signature is presented.

Índice

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. ESTADO DEL ARTE Y DESCRIPCIÓN TECNOLÓGICA DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	6
INTRODUCCIÓN	6
1.1. DESCRIPCIÓN DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA	7
1.2. REGULACIÓN DE FRECUENCIA	10
1.3. MODOS DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	11
<i>1.3.1. Ventajas y desventajas de los métodos de regulación.....</i>	<i>14</i>
<i>1.4. Regulación de frecuencia: variación de caudal</i>	<i>15</i>
1.5. AUTOMATIZACIÓN.....	17
<i>1.5.1. Turbinas hidráulicas</i>	<i>18</i>
<i>1.5.2. Turbina Pelton.....</i>	<i>18</i>
1.6. GRUPOS ELECTRÓGENOS.....	20
<i>1.6.1. Tipos de arranque de los grupos electrógenos</i>	<i>21</i>
<i>1.6.2. Regulación de frecuencia: grupos electrógenos</i>	<i>22</i>
1.7. SINCRONIZACIÓN DE GENERADORES	23
<i>1.7.1. Procedimiento para la conexión de los generadores</i>	<i>27</i>
<i>1.10. Dispositivos electrónicos fundamentales del sincronizador hidro-diésel</i>	<i>35</i>
1.11. LOS MICRO CONTROLADORES PICs.....	36
<i>1.11.1 Principales características del PIC18F4550.....</i>	<i>36</i>
CONCLUSIÓN PARCIAL DEL CAPÍTULO I.....	39
CAPÍTULO LL. SISTEMA DE SINCRONIZACIÓN EN GRUPOS HÍBRIDOS HIDRO-DIESEL	40
INTRODUCCIÓN	40
2.1. SISTEMA DE SINCRONIZACIÓN	40

2.2. BLOQUE DE MEDICIÓN.....	41
2.2.1 <i>Medición de tensión</i>	41
2.2.2. <i>Medición de frecuencia</i>	42
2.2.3. <i>Medición de potencia</i>	42
2.2.4. <i>Medición de fase</i>	43
2.3. BLOQUE DE CONTROL.....	45
2.3.1. <i>Bloque de Accionamiento del motor reversible</i>	45
2.3.2. <i>Sistema de señalización auxiliar del estado de giro del motor reversible.....</i>	49
2.3.3 <i>Configuración maestro esclavo</i>	50
2.3.4 <i>Cambio del modo de trabajo</i>	51
2.4. VISUALIZACIÓN DE DATOS Y SEÑALES DE CONFIGURACIÓN	54
2.5. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.....	57
2.6. VALORACIÓN ECONÓMICA	60
2.7. VALORACIÓN MEDIOAMBIENTAL.....	61
CONCLUSIONES	62
RECOMENDACIONES:	63
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA:	64

PALABRAS CLAVES

PCH Pequeña central hidroeléctrica.

GE Grupo electrógeno.

T Transferencial.

T.C.S. Tarjeta de control de sincronización.

CA. Corriente alterna.

A/D Analógico-Digital.

CCP Módulo de captura.

Introducción

La energía hidráulica es un recurso natural disponible en las zonas que presentan suficiente cantidad de agua. Su desarrollo requiere construir pantanos, presas, canales de derivación, la instalación de grandes turbinas y equipamiento para generar electricidad. Todo ello implica la inversión de grandes sumas de dinero, por lo que no resulta competitiva en regiones donde el carbón o el petróleo son baratos. Sin embargo, el peso de las consideraciones medioambientales y el bajo mantenimiento que precisan una vez estén en funcionamiento centran la atención en esta fuente de energía [1]. En la actualidad los costos de la producción de la energía eléctrica se incrementan continuamente pues el recurso energético más usado, los hidrocarburos, presentan una situación de agotamiento gradual que lo hace día a día más costoso. El desarrollo económico y social de Cuba impone la necesidad del uso de fuentes de energías renovables para la generación de energía eléctrica. El empleo de las energías renovables es una solución segura para la obtención de energía limpia [2]. El potencial de agua cubano consiste en 37 grandes ríos y 120 embalses, alrededor de 143 billones de m³ de agua, anualmente. En Cuba, más de 180 plantas hidroeléctricas han sido construidas con el objetivo de aprovechar el potencial energético de los ríos. De ellas, 137 son microhidroeléctricas (hasta 50 KW), 35 minihidroeléctricas (50-500 KW), siete pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHE) (500-5000 KW) y una central hidroeléctrica en Hanabanilla, en la provincia de Cienfuegos; esta última es actualmente la más grande del país, con una capacidad instalada de 43 MW. Se dispone de un Sistema de Información Geográfica de las Fuentes Renovables de Energía (Geoportal de Energía) que sirve de información técnica para desarrollar estrategias adecuadas en la planificación energética y los programas de pronóstico, logrando además determinar los impactos ambientales provocados por la generación de energía, como son el suelo, el aire, el manto freático, etc. Sistema de Información Geográfica de Fuentes Renovables de Energía (SIGFRE) que es una herramienta que permite inventariar localmente los potenciales energéticos

renovables, brinda información según distancia e intereses sobre el potencial solar y eólico, por meses y promedio anual, en el caso de potencial hidráulico los sitios donde existen las posibilidades reales de inversión, mostrando los parámetros técnicos y la cantidad de energía que se puede generar y en el caso de la biomasa según su diversidad [3].

Las ventajas más importantes de estas pequeñas centrales hidroeléctricas son:

- No requieren combustible, sino que usan una forma renovable de energía, constantemente repuesta por la naturaleza de manera gratuita.
- Es limpia, pues no contamina ni el aire ni el agua.
- A menudo puede combinarse con otros beneficios, como riego, protección contra las inundaciones, suministro de agua, caminos, navegación y aún ornamentación del terreno y turismo.
- Los costos de mantenimiento y explotación son bajos.
- Las obras de ingeniería necesarias para aprovechar la energía hidráulica tienen una duración considerable.
- La turbina hidráulica es una máquina sencilla, eficiente y segura, que puede ponerse en marcha y detenerse con rapidez y requiere poca vigilancia siendo sus costos de mantenimiento, por lo general, reducidos.
- Pueden ser clasificadas según varios argumentos, como características técnicas, peculiaridades del asentamiento y condiciones de funcionamiento [4].

Sistemas híbridos de generación de energía

Un sistema híbrido de generación de energía es cuando dos o más sistemas de generación de energía se combinan en una sola instalación para la generación de energía eléctrica. Estos sistemas están compuestos generalmente por fuentes energéticas renovables y de ser necesario se complementan con grupos electrógenos, dejándolos en la mayoría de los casos solo para funciones de emergencia, actualmente se proyectan sistemas híbridos en los que las fuentes renovables y el almacenamiento proporcionan hasta un 80–90 % de la necesidad energética, dejando al diésel solo la función de suplir la demanda en hora pico y en emergencia ante fallo [5].

La mayoría de las micro y mini centrales hidroeléctricas instaladas en las zonas apartadas de las ciudades, que trabajan en regímenes autónomos, carecen de reguladores de frecuencia y a la vez con el desarrollo de las zonas rurales se requieren disponer de grupos electrógenos para suplir la demanda en hora pico, en tiempo de sequía o en caso de emergencia, por cuanto estas instalaciones suministran energía eléctrica a centros de producción diversos, escuelas y centros de salud, que requieren de suministro de energía estable y con la calidad necesaria. En la actualidad, en la mayoría de las instalaciones que disponen de sistemas híbridos, la sincronización se realiza de forma manual, con dificultades para garantizar las condiciones necesarias para ejecutar la sincronización, además se producen interrupciones en el suministro de la energía eléctrica.

Por lo que se plantea como **problema de la investigación** la necesidad del diseño de un sistema de sincronización automática de los alternadores, con tecnología propia, para su construcción e implementación en las instalaciones híbridas de generación de electricidad.

Se tiene como **objeto de investigación**: Las pequeñas centrales hidroeléctricas apartadas del Sistema Electroenergético Nacional con grupos electrógenos de apoyo para la generación de energía eléctrica.

Por lo que se plantea como **objetivo de este trabajo**: El diseño de un sistema de sincronización entre la mini hidroeléctrica y el grupo electrógeno en base de micro-

controladores PICs, y la regulación de la frecuencia de la instalación hidroeléctrica por variación del caudal de agua, que satisfaga los requisitos para las diferentes características hidrológicas y técnicas de las diversas instalaciones hidroeléctricas instaladas en las zonas rurales de las regiones montañosas de Cuba.

Por tanto, se tiene como **campo de acción** la automatización de sistemas de generación híbridos, constituidos por pequeñas instalaciones hidroeléctricas y grupos electrógenos.

Si se logra construir en Cuba sistemas automáticos de sincronización con tecnología propia y técnica avanzada a gran escala, cada vez más eficiente, compacto y a menor costo, permitiría facilitar la sincronización de las instalaciones hidroeléctricas con grupos electrógenos o a la red del Sistema Electroenergético Nacional, de forma automática, lo cual tomamos como **hipótesis**.

Para el cumplimiento del objetivo propuesto de la presente investigación se han considerado las siguientes **Tareas de la investigación**:

- Caracterizar las instalaciones hidroeléctricas que trabajan en régimen aislado en las zonas montañosas de Cuba y los grupos electrógenos.
- Caracterizar, desde el punto de vista gnoseológico, histórico y actual, los sistemas de regulación en pequeñas centrales hidroeléctricas y los sistemas de sincronización de generadores.
- Caracterizar, desde el punto de vista gnoseológico, histórico y actual, la generación eléctrica por grupos electrógenos y en particular de pequeña potencia con énfasis en la regulación de la frecuencia.
- Diseñar un sistema de sincronización de una instalación hidroeléctrica y un grupo electrógeno utilizando micro-controladores PICs y protocolos de comunicación inalámbrica o alámbrico.

Técnicas y métodos utilizados en la investigación:

- Análisis de fuentes documentales.
- Técnicas y Métodos Empíricos: Observación, Encuestas y Entrevistas.
- Método Histórico-lógico.
- Método de Análisis y Síntesis.
- Métodos Experimentales: Diseño y Simulación.

La **significación práctica de la investigación:** consiste en disponer de un diseño de un sincronizador automático de alternadores, basado en PICs, eficiente, compacto y económico, que permita la implementación de prototipos para su instalación en sistemas híbridos de generación de energía eléctrica, ubicados en zonas montañosas, que garanticen la calidad de la energía eléctrica generada. Esto facilitaría, además, el trabajo de los operadores, reduciendo su labor sólo a la de supervisión

CAPÍTULO I. ESTADO DEL ARTE Y DESCRIPCIÓN TECNOLÓGICA DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Introducción

En este capítulo se presenta una reseña de los fundamentos de las instalaciones generadoras de electricidad, los métodos de regulación de frecuencia en pequeñas instalaciones hidrogeneradoras, la técnica para la sincronización de alternadores, la estrategia para el diseño de un sistema de sincronización entre una central mini hidroeléctrica y un grupo electrógeno, así como un análisis de la estructura y funcionamiento de los sistemas de generación de energía eléctrica utilizados.

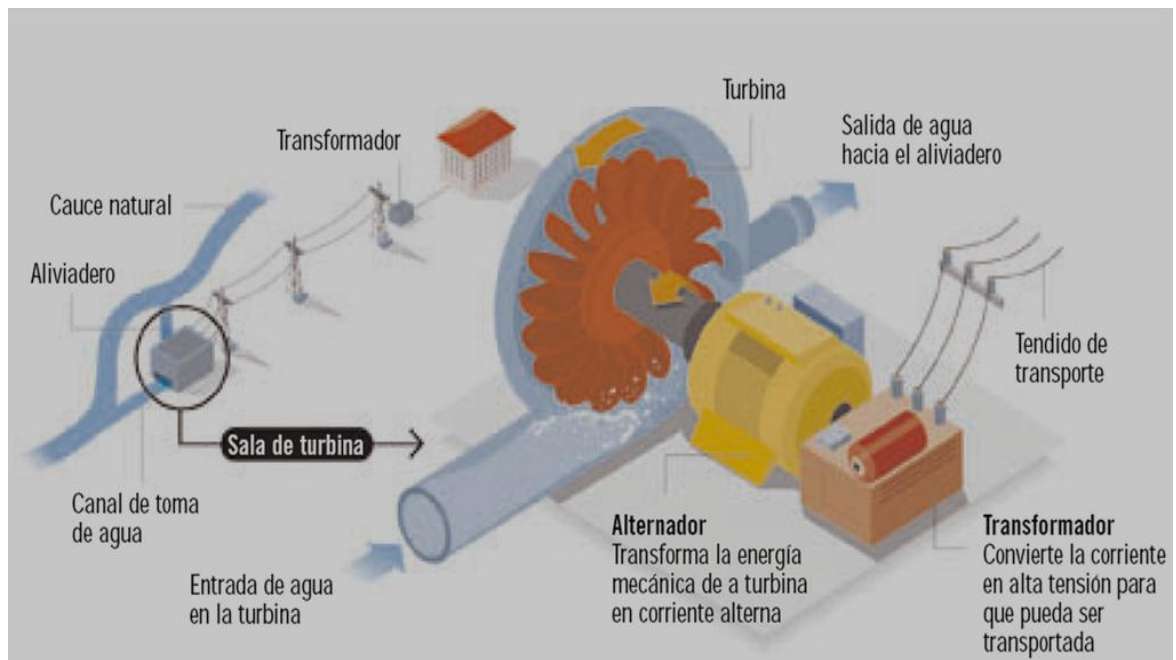


Figura.1 Pequeña Central hidroeléctrica.

1.1. Descripción de una pequeña central hidroeléctrica

Una planta hidroeléctrica está constituida por una gran diversidad de componentes, entre los cuales se pueden mencionar un embalse (tipo acumulativo) o un río (planta a filo de agua), obras de conducción (canales abiertos o tuberías a presión), tanques de oscilación, tuberías de alta presión, casa de máquinas, turbinas, generadores, tuberías de desagüe, centro de control, controladores, etc.

Estas instalaciones aprovechan la energía potencial del agua en su caída desde un nivel superior a uno inferior. El flujo de agua es conducido por una tubería conductora desde el embalse hasta la válvula que regula el flujo de agua que llega a la turbina. La presión del agua sobre los alabes de la turbina produce un movimiento que hace girar el eje a una determinada velocidad. Acoplado al eje de la turbina se encuentra un generador eléctrico, el cual entrega en sus terminales de salida una potencia eléctrica con un determinado nivel de tensión y frecuencia que dependerán de la excitación eléctrica, de la velocidad de giro de la turbina y de la corriente eléctrica que demanda la carga.

Generalmente estas instalaciones denominadas micro, mini o pequeñas centrales hidroenergéticas, según el nivel de energía eléctrica que produzcan, van equipadas con generadores sincrónicos. Estas máquinas generan energía eléctrica, cuya frecuencia y velocidad son sincrónicas, de ahí su denominación [6].

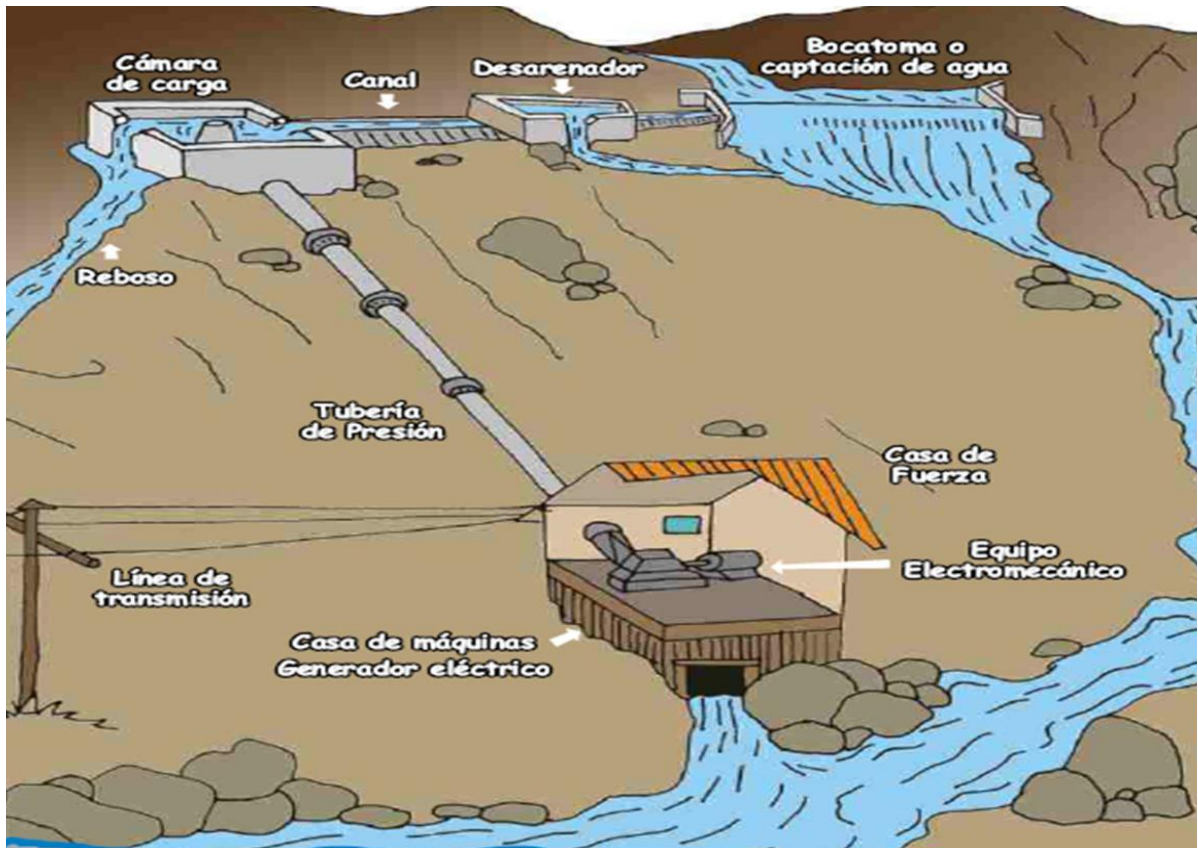


Figura1.2.Esquema de una central hidroeléctrica.



Figura 1.2.b. Vista exterior de la toma de agua, tubería reforzada y edificio de la central Hidroeléctrica Chicapa en Lunda Sul-Angola.



Figura 1.2.c. Sala de alternadores y turbina de la central hidroeléctrica Chicapa.

Estas instalaciones funcionando como sistemas aislados, no conectados al SEN, enfrentan la necesidad de mantener constantes tanto la tensión como la frecuencia, independientemente de las variaciones de cargas originadas por el consumo eléctrico y las variaciones del flujo de agua en la turbina por lo que regular la frecuencia es de suma importancia para el suministro de energía eléctrica a los consumidores y para la óptima sincronización de estas centrales hidroeléctricas con otros sistemas de generación de energía eléctrica, por lo que la siguiente sección continua con un análisis de las variaciones de frecuencia en sistemas de C.A. y su regulación [3].

1.2. Regulación de frecuencia

La frecuencia, en un sistema eléctrico de corriente alterna, está directamente relacionada con la velocidad de giro como se muestra en la ecuación 1, es decir, con el número de revoluciones por minuto de los alternadores. Esto es:

$$n = 60 \frac{f}{p} [rpm] \quad (1)$$

Donde:

n = velocidad en rpm del generador.

f = frecuencia en Hz.

p = número de pares de polos.

Las variaciones de velocidad se traducen en variaciones de la frecuencia y de la tensión a la salida del generador. Por esta razón es importante la regulación automática de estos parámetros, mediante un sistema con respuesta rápida, confiable y de bajo costo. La frecuencia nominal de la tensión de la red en nuestro país es de 60Hz. En condiciones normales de funcionamiento, la capacidad de generación conectada a una red eléctrica es superior al consumo. Para ello, se mantiene una reserva de energía rodante, es decir, una capacidad no utilizada que puede compensar las variaciones bruscas de carga y mantener la frecuencia dentro de un margen de tolerancia establecido [2].

Pueden darse los dos casos siguientes:

1. La carga es superior a la generación. En este caso, la frecuencia disminuye. Su velocidad de caída dependerá:
 - De la reserva de energía rodante.
 - De la constante de inercia de los generadores conectados a la red.

En tales condiciones, si la disminución de la frecuencia se sitúa por encima del margen de tolerancia y los sistemas de regulación no son capaces de responder de forma suficientemente rápida para detener la caída de la misma, puede llegar a producirse un colapso en el sistema.

La recuperación del mismo se lograría mediante un deslastre rápido, selectivo y temporal de cargas. Asimismo, un incremento brusco de la carga hará que los alternadores pierdan algo de velocidad.

2. La carga es inferior a la generación. En este caso, la frecuencia aumenta. El equilibrio se establece mediante un proceso análogo al anterior, actuando sobre los sistemas de regulación de los alternadores para disminuir su capacidad de generación. El equilibrio se alcanza de forma más sencilla que en el caso anterior.

Las variaciones de frecuencia crean efectos que afectan no solo a los usuarios al ocasionarle problemas a sus equipos electrodomésticos sino que impiden la óptima sincronización de las maquinas generadoras de energía eléctrica, en la siguiente sección se expondrán tales efectos [2].

1.3. Modos de regulación de frecuencia en centrales hidroeléctricas

- **Regulación de velocidad a caudal variable.** En este tipo de regulación, la potencia generada está definida exclusivamente por el consumo, esto es:

$$\textit{Potencia Generada} = \textit{Potencia Consumida}$$

Regulador Eléctrico-Electrónico

Es un regulador electrónico acoplado eléctricamente con un motor que gira en los dos sentidos. Este motor está acoplado mecánicamente a la válvula que controla la entrada de agua a la turbina; es decir, cuando aumenta la frecuencia, el regulador electrónico envía una señal al motor para que gire la válvula de entrada, y disminuya el caudal de agua que entra a la turbina; y cuando disminuye la frecuencia, envía una señal al motor para que abra la válvula. De esta forma se controla la velocidad de rotación de la turbina, y con ello, la frecuencia y el voltaje **fig.1.4**

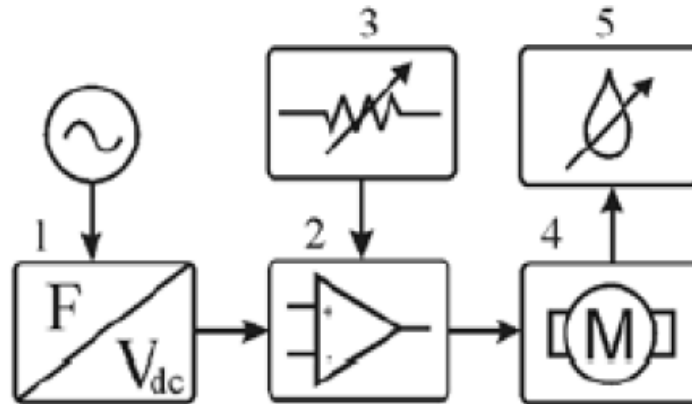


fig.1.4.Esquema de un regulador eléctrico-electrónico.

1. Conversor de frecuencia en voltaje. 2. Circuito comparador.
3. Valor de referencia. 4. Motor eléctrico. 5. Válvula de entrada de agua.

Con este tipo de regulación, debido a la inercia del sistema, no se logra mantener constante la frecuencia, existiendo siempre pequeñas oscilaciones de la misma, alrededor de la frecuencia de trabajo (60 Hz) [2].

Ventaja: Controla el flujo de agua que entra a la turbina.

Desventajas: Es relativamente costoso, su respuesta es lenta ante las variaciones de la frecuencia y el voltaje, se mantienen pequeñas oscilaciones de la frecuencia y requiere personal calificado para su mantenimiento.

- **Control del caudal de agua y carga complementaria.** Este método consiste en la regulación de la frecuencia combinando el control del gasto de agua y la potencia disipada en una carga complementaria (carga lastre). Dada las particularidades de los consumidores, la carga complementaria puede implementarse de modo que represente entre el 20 y 30 % de la potencia nominal del generador.
- **Regulación a caudal constante.** Este tipo de regulación se realiza manteniendo el caudal constante y modificando el valor de carga secundaria necesaria para que la potencia que ésta disipa, junto con la potencia consumida, sea igual a la potencia generada.

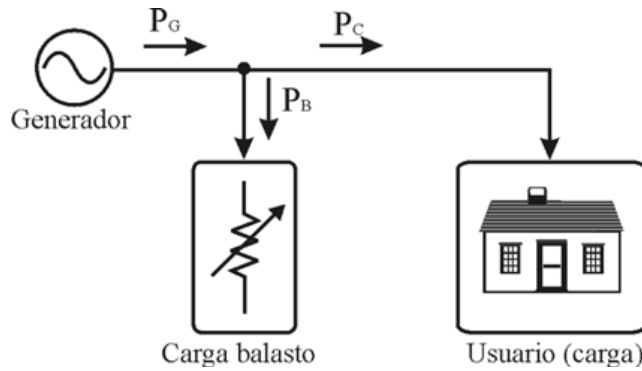


Figura 1.5. Sistema de regulación por carga lastre.

Potencia Generada = Potencia Consumida + Potencia disipada en la Carga Secundaria

Este principio se aplica a máquinas pequeñas debido a que el costo de las resistencias resulta cada vez más prohibitivo a medida que aumenta la potencia instalada. Un aumento de la potencia consumida por la carga primaria se traduce en una disminución de la potencia disipada por la carga secundaria y viceversa.

Los métodos más difundidos para realizar este tipo de regulación son:

- Absorción de carga mediante resistencias eléctricas.
- Absorción de carga por corrientes de Foucault.

El empleo de resistencias de carga es una forma ineficiente de regulación, ya que más de la mitad de la energía se desperdiciará al disiparse en las resistencias. Por lo general, los microaprovechamientos no cuentan con grandes reservorios de agua ya que la mayoría se ubica sobre el mismo curso de agua. Los accionamientos mecánicos son caros y requieren un mantenimiento riguroso, lo que encarece el costo de la pequeña central [2].

1.3.1. Ventajas y desventajas de los métodos de regulación

Ventaja de los reguladores por caudal de agua.

- Ahorro de agua.
- Desventajas de los reguladores por caudal de agua.
 - Respuesta lenta del sistema de regulación.
- Ventajas del regulador por carga lastre.
 - Respuesta rápida (importante en caso de cambios grandes en la carga).
 - Exactitud.
 - Puede ser instalado en cualquier lugar de la red.
- Desventaja del regulador por carga lastre.
 - Consumo alto de agua.
- Ventaja del control del caudal de agua y carga complementaria
 - Permite una buena regulación.
 - Ahorro de agua, cuestión de suma importancia en el caso ríos de poco caudal, sobre todo en época de sequía, garantizando un menor impacto medioambiental.

Comparación entre los diversos sistemas de regulación:

Tabla 1.1 Sistemas de regulación de frecuencia.

	Regulación de caudal.		Regulación de carga.	
	Manual	Automático	Manual	Automático
Costo inicial.	Muy bajo	alto	bajo	Medio
Precisión en regulación de frecuencia.	Depende del operador	alto	Depende del operador	Muy alto
Dificultad de instalación.	No hay	alta	baja	Baja
Dificultad de operación y mantenimiento.	Muy baja	baja	Muy baja	Baja
Requiere vigilancia del operador.	si	no	si	No

En este trabajo, para la sincronización de la instalación hidroeléctrica al grupo electrógeno en sistemas híbridos se emplea la regulación de la frecuencia de caudal variable, este método es el más usado en grandes instalaciones hidroeléctricas y en pequeñas centrales hidroeléctricas donde se requiere el ahorro de agua. En la próxima sección se hace una caracterización de método de regulación por caudal de agua [6].

1.4. Regulación de frecuencia: variación de caudal

La regulación de una unidad hidrogeneradora es necesaria en un sistema de potencia aislado para garantizar la continuidad y la calidad de los parámetros fundamentales, frecuencia y voltaje, que deben mantenerse dentro de límites estrechos alrededor de valores nominales establecidos. En estos sistemas de pequeña potencia, frecuentemente se producen variaciones de caudal y el parámetro a controlar es la velocidad del rodete, relacionado directamente con la frecuencia. El enfoque más convencional, la regulación de la velocidad (frecuencia) se logra aumentando o disminuyendo el caudal que entra a la turbina. Esta afectación es del grupo turbina-generador, ya que esta depende del equilibrio entre la potencia hidráulica que entra a la turbina y la potencia eléctrica producida por el generador [7]. Las variaciones de velocidad se traducen en variaciones de la frecuencia y la tensión a la salida del generador. Cualquier variación de estos parámetros debe compensarse abriendo o cerrando los dispositivos de control del caudal, tales como álabes directrices, válvulas o compuertas, a fin de mantener constante, ya sea la potencia de salida a la red o el caudal que atraviesa la turbina. Por esta razón es importante la regulación automática de estos parámetros, mediante un sistema con respuesta rápida, confiable y de bajo costo. El sistema, cuando la carga que ve el generador es variable, es la turbina la que debe suministrar una potencia variable durante la operación. La variación de la potencia de la turbina se obtiene variando el caudal de agua que ingresa al rotor, Para ello un sensor, mecánico o electrónico, detecta esa variación de velocidad y manda a un servomotor que modifique la apertura de los álabes de forma que admitan más

agua, y por ende más potencia hidráulica, a fin de que la turbina pueda satisfacer el incremento de la demanda. Del mismo modo, al disminuir la carga la turbina se acelera y el sensor envía una señal de signo contrario para cerrar los álabes. Este sistema se denomina de regulación por caudal.

La selección del método está ligada a las características del proyecto, como por ejemplo la cantidad del recurso hídrico disponible. La regulación por caudal se utiliza cuando se debe racionar el agua, y así se optimiza su uso. En cambio si no hay necesidad de racionar el recurso, la regulación por carga es más conveniente. El regulador es el componente que permite el control de la velocidad del generador y, por tanto, de la frecuencia y tensión de la energía eléctrica generada [8].

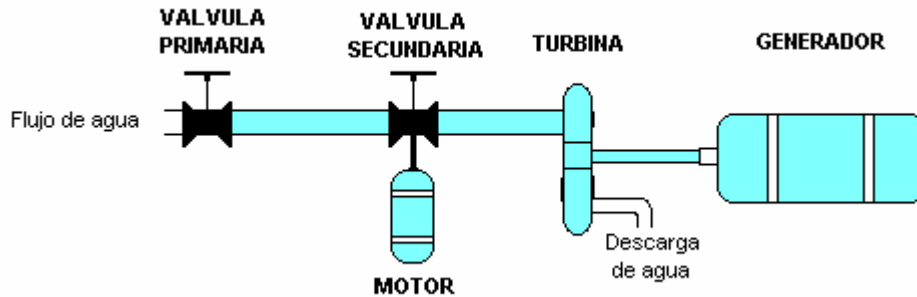


Figura 1.6. Funcionamiento del regulador de frecuencia controlando el flujo de agua.

1.5. Automatización

La automatización de una minicentral permite reducir los costes de operación y mantenimiento, aumentar la seguridad de los equipos y optimizar el aprovechamiento energético de la instalación central, de las posibilidades reales de regulación, y del presupuesto, incluyendo el coste del personal de trabajo. La automatización será total cuando incluya el arranque, regulación y parada de la central, y será parcial cuando mande solamente parada y alarma, en caso de que actúen las protecciones de la central.

En la actualidad todas las centrales de nueva construcción son totalmente automatizadas. De hecho, una de las actuaciones que se viene realizando en el sector hidroeléctrico consiste en la modernización de antiguas instalaciones en explotación para automatizar todos sus equipos y sistemas con objeto de obtener mayores rendimientos energéticos y menores gastos de explotación [9].



Figura 1.7.Minihidroeléctrica automatizada.

1.5.1. Turbinas hidráulicas

La turbina hidráulica es el elemento clave de la mini central. Aprovecha la energía cinética y potencial que contiene el agua, transformándola en un movimiento de rotación, que transferido mediante un eje al generador produce energía eléctrica.

Existen diferentes tipos de turbinas.

El tipo más apropiado para un proyecto depende de las condiciones topográficas e hidrológicas del sitio, siendo el caudal y caída las más importantes.

Las turbinas hidráulicas se clasifican en dos tipos generales:

Turbinas de acción y turbinas de reacción

En una turbina de acción la presión del agua se convierte en energía cinética mientras que en una turbina de reacción la presión del agua actúa como una fuerza sobre la superficie de los álabes y decrece a medida que avanza hacia la salida.

1.5.2. Turbina Pelton

La turbina Pelton es de las turbinas de acción más comunes. Está formada por una rueda móvil (rodete) con álabes en forma de doble cucharón, sobre estos cucharones inciden los chorros de agua a presión atmosférica que salen de las toberas del estator (que pueden ser varias o solamente una), con una alta velocidad.

El chorro de agua sale de un inyector fijo en el cual la regulación se efectúa variando la posición de una aguja que deja pasar más o menos agua por el orificio de salida; luego el chorro incide en la arista central que separa las dos cucharas y se divide en dos partes que salen despedidas lateralmente, para caer después al canal de fuga [22].



Figura 1.8. Turbina Pelton.

Micro turbina Pelton

Por el número de giros relativamente bajo que posee, es adecuada para instalaciones con grandes caídas de agua y caudales reducidos, lo que la convierte en una de las turbinas más utilizadas en micro-centrales hidroeléctricas.

Pueden ser de eje horizontal o vertical y tener desde uno hasta cuatro inyectores. El acoplamiento a generadores eléctricos puede ser directo o indirecto a través de poleas y correas de alto rendimiento.

Es una turbina de fácil y sólida construcción, que ocupa poco espacio y de una alta disponibilidad, bajo costo de mantenimiento y su eficiencia es alta, pues ronda el 80%. Los sistemas de regulación son sencillos y la instalación de la turbina también es sencilla.

Generalmente todas las principales partes mecánicas están hechas de acero inoxidable, lo que las hace más robustas y duraderas, tienen menos peligro que se dañen las cucharas y las reparaciones son más sencillas [10].



Figura 1.10. Micro turbina Pelton.

En caudales de: 0.5 – 250L/s

En caídas de: 30 – 500M

Velocidad específica 12 – 40[rpm]

Eficiencia aproximada 70 - 80%

1.6. Grupos electrógenos

Los G.E. diésel son conjuntos autónomos para la generación de energía eléctrica, y se componen generalmente de un generador eléctrico sincrónico con tensión constante, y accionado por un motor de combustión interna con ciclo diésel. Según el destino asignado, los grupos se dividen en grupos para uso terrestre y grupo para uso marino, los grupos para uso terrestre se han previsto de dos tipos grupos estáticos (instalación fija) y grupos móviles (instalaciones móviles).

Los grupos electrógenos están destinados a una gran variedad de empleos, desempeñando la función de proveedor de energía de reserva, suplementaria o de emergencia; para diversas instalaciones de servicios auxiliares (esenciales y no esenciales), alumbrado de emergencia (de seguridad, de escape o de reserva), bancos, estadios deportivos, plantas industriales, hospitales, etcétera;

como así también en viviendas rurales aisladas de la red pública de suministro eléctrico.

Estas instalaciones presentan una diversidad de exigencias en cuanto a la escala de las potencias involucradas, a la curva de carga, al retardo admisible en la incorporación del suministro, a la duración del mismo y a su confiabilidad; dando lugar a una gran cantidad de modelos que combinan múltiples tecnologías [11].



Figura 1.11. Grupo electrógeno terrestre.

1.6.1. Tipos de arranque de los grupos electrógenos

El arranque manual se produce a voluntad, esto quiere decir que cuando se necesita disponer de la electricidad generada por el grupo electrógeno se lo arranca de forma manual. Generalmente el accionamiento de arranque se suele realizar mediante una llave de contacto o pulsador de arranque de una centralita electrónica con todas las funciones de vigilancia. Cuando se produzca un calentamiento del motor, cuando falte combustible o cuando la presión de aceite del motor sea muy baja, la centralita lo detectará parando el motor automáticamente.

Existen centrales automáticas que funcionan tanto en modo manual o automático; estas centralitas o cuadros electrónicos detectan un fallo en la red de suministro eléctrico, obligando el arranque inmediato del grupo electrógeno. Normalmente en

los grupos automáticos se instalan cajas predispuestas que contienen básicamente un relé de paro y otro de arranque, además de tener instalados en el conector todos los sensores de alarma y reloj de los que disponga el grupo electrógeno, instalado aparte, un cuadro automático en el que van instalados los accionamientos de cambio de red al grupo electrógeno [12].

En el proyecto se ha implementado en modo de trabajo automático y se utiliza como referente del sistema de sincronización con los valores de tensión y frecuencia necesarios para el sistema.

1.6.2. Regulación de frecuencia: grupos electrógenos

El régimen normal de funcionamiento (r.p.m.) del motor viene establecido en función de la frecuencia de la tensión del generador. El número de revoluciones de funcionamiento del motor está estrechamente ligado a la frecuencia de la tensión del generador y del número de polos del alternador, en función a la siguiente fórmula:

$$n = \frac{120 * f}{p} (2)$$

Donde:

n: N° de revoluciones del motor.

f: Frecuencia.

p: número de polos.

El motor diésel está previsto de un regulador de velocidad que tiene como finalidad mantener constante, el número de revoluciones del motor en función de la carga. Este puede ser mecánico o electrónico. Generalmente el regulador electrónico da unas prestaciones superiores a las del regulador mecánico [13].

El regulador electrónico está constituido básicamente por los siguientes componentes:

-Unidad de control.

-El actuador.

-Pick-Up magnético.

El funcionamiento básico del regulador electrónico se basa en la captación de impulsos, que transformados en frecuencia por el Pick-Up, son leídos por el circuito electrónico que mantiene una frecuencia de referencia. En función del valor de comparación, la unidad de control envía un pulso eléctrico al actuador que lo convierte en un movimiento mecánico, dando una orden muy precisa al brazo que actúa sobre la cremallera de la bomba de inyección, que proporciona el flujo de combustible necesario al motor para garantizar el correcto funcionamiento del grupo electrógeno con el grado porcentual de carga [13].

1.7. Sincronización de generadores

La operación de dos o más generadores en paralelo tiene ventajas significativas respecto a un generador trabajando solo conectado a una carga, quizás la ventaja más relevante sea la disponibilidad. Es posible conectar en paralelo únicamente los generadores necesarios para suplir las necesidades de potencia debidas a los incrementos de la carga, esto con una disponibilidad de generación mayor que cuando se dispone de un solo generador.

La energía de sincronización es la energía transferida de un alternador a otro por medio de la corriente de sincronización. Esta es suministrada por el alternador guía a aquel que queda retrasado. Debido al flujo de la corriente de sincronismo, se produce una acción de motor en la máquina retrasada provocando que esta avance y entre en sincronismo, sin embargo esta corriente actúa como una carga del alternador guía reduciendo su velocidad. Si los alternadores tratasen en algún momento de salir de sincronismo, esta corriente de sincronismo (la acción

resultante de motor y la acción de la carga) los ayudarán a mantenerse en sincronismo [14].

Si dos o mas generadores estan conectados en paralelo esto no implica que la distribución de carga sea proporcional para cada uno de los generadores. Para los generadores síncronos conectados en paralelo la distribución de potencia aparente depende de los ajustes de voltaje y frecuencia para cada uno de los generadores [15].

Para conectar generadores en paralelo es necesario tener muy en cuenta algunos aspectos para el correcto funcionamiento y de esta manera evitar cualquier tipo de problemas tales como que los generadores se dañen severamente y que la carga pierda potencia [16], dichos aspectos se explican a continuación:

- **Voltajes iguales**

Si los voltajes de los generadores no son exactamente iguales, habrá un flujo de corriente muy grande cuando se cierre el interruptor. Para evitar este problema, cada una de las tres fases debe tener exactamente el mismo valor de voltaje y ángulo de fase que la línea al que se conecta.

En otras palabras, el voltaje de fase **a** debe ser exactamente igual al voltaje en la fase **a**" y así en forma sucesiva para las fases **b-b`** y **c-c`**.

- **Frecuencias iguales**

Las frecuencias de los 2 o más generadores al igual que los voltajes deben ser las mismas ya que se ocasionarían graves problemas, esto lo podemos visualizar en las siguientes gráficas:

La primera gráfica tiene 60HZ y un voltaje fase de 120v.

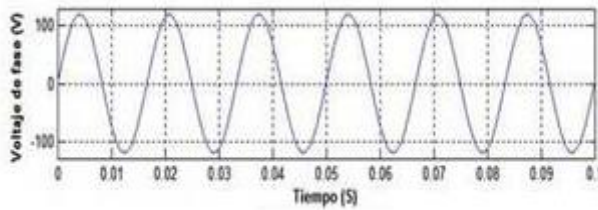


Figura 1.12. Gráfica del voltaje 120V, 60Hz.

La siguiente gráfica tiene 58Hz apenas 2Hz menor que la anterior y el mismo voltaje de fase.

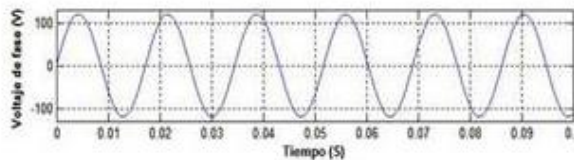


Figura 1.13 .Gráfica del voltaje 120V, 58Hz.

Y en la siguiente gráfica podemos ver el resultado de que sucedería si ponemos a funcionar el generador a frecuencias diferentes (60Hz y 58Hz).

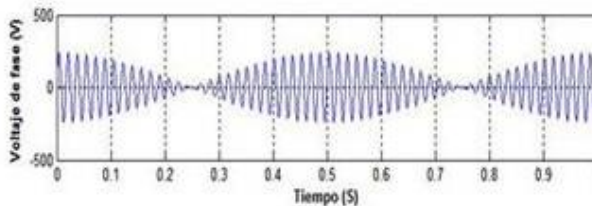


Figura 1.14. Diferencia de frecuencias 2Hz.

Como se puede ver en la gráfica resultante de la suma de las ondas a distintas frecuencias y al mismo voltaje se obtiene a la salida un voltaje totalmente distorsionado y con una frecuencia igual a la diferencia entre el valor de las frecuencias de las dos primeras ondas lo cual nos ocasionaría grandes problemas en la carga [17].

- **Secuencias de fase**

Los ángulos de fase de las dos fases deben de ser iguales.

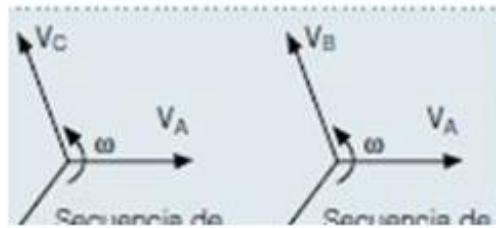


Figura 1.15. Secuencia de fases.

La secuencia en la que el voltaje de fase llegue a su pico en los dos generadores sea la misma. Si la secuencia de fase es diferente entonces aun cuando un par de voltajes estén en fase, los otros dos pares de voltajes estarán desfasados por 120° . Si se conectan los generadores de esta manera, no habrá problema con la fase **a**, pero fluirán enormes corrientes en las fases b y c, lo que dañará ambas máquinas [17].

- **Similares características constructivas**

Un factor casi no mencionado en fuentes bibliográficas es que las máquinas deben ser iguales, es obvio que no se podrá obtener dos generadores totalmente idénticos, pero al menos que se parezcan mucho en su parte constructiva, que las potencias que entregan cada uno sean de similar valor, y preferiblemente del mismo fabricante.

Los límites presentados en la **Tabla 1.1.2**, establecen el rango en el cual es adecuado realizar la sincronización; si esta sincronización se encuentra fuera de los rangos, se pueden presentar problemas en el torque de los generadores y daños en los elementos del usuario final [17].

Tabla 1.1.2. Límites de los parámetros de sincronización con la red.

Capacidad de la GD	Diferencia de frecuencia(Δf)	Diferencia de tensión(ΔV)	Diferencia de ángulo de fase($\Delta \Phi$)
0.0 - 0.5 MVA	0.3 Hz	10%	20°
0.5 - 1.5 MVA	0.2 Hz	5%	15°
1.5 - 10 MVA	0.1 Hz	3%	10°

A continuación se realiza una descripción del procedimiento para conectar los sistemas generadores de energía eléctrica.

1.7.1. Procedimiento para la conexión de los generadores

En este punto comúnmente llamado puesta en paralelo de generadores se deben seguir algunos pasos y precauciones para el óptimo funcionamiento de estas máquinas síncronas.

- **Poner en funcionamiento el generador a conectar**

En este punto se pone en funcionamiento el generador que se desea colocar en paralelo (G.E.) esto conlleva a llevarlo a su velocidad sincrónica e igualando el valor de sus voltajes, otra condición es la secuencia de fase del generador en aproximación, se debe comparar con la secuencia de fase del sistema en operación. Como mencionábamos anteriormente el grupo electrógeno se fijará con la frecuencia y el voltaje deseados, por lo que a la hora de la sincronización se deben ajustar estos parámetros en la pequeña central hidroeléctrica [16].

- **Secuencia de fases**

Otra condición es la secuencia de fase del generador en operación (P.C.H.) se debe comparar con la secuencia de fase del sistema en aproximación. Existen muchas formas de comprobar esto, una de ellas es conectar alternativamente un pequeño motor de inducción a los terminales de cada uno de los dos generadores. Si el

motor gira en la misma dirección en ambas ocasiones, entonces la secuencia de fase es la misma en ambos generadores. Si el motor gira en direcciones opuestas, entonces las secuencias de fase son diferentes y se deben invertir dos de los conductores del generador en aproximación. Después de conocer los parámetros y procedimientos para la sincronización de dos generadores de energía eléctrica pasaremos en la próxima sección a describir el diseño del sistema de sincronización propuesto [16].

- **Sincronización de los generadores**

Este punto es el de mayor importancia cuando se trata de generadores en paralelo, es por eso que antes de poner en funcionamiento los dos o más generadores debemos hacer algunas pruebas para asegurarnos de su correcta sincronía [16].

Un sincronoscopio es un instrumento que indica el estado de sincronización de las tensiones de los generadores, por tanto mide e indica la diferencia en los ángulos de fase de cualquier fase entre los dos sistemas.



Figura 1.16. Sincronoscopio de luces encendidas.

Entre los principales están los de aguja y los electrónicos.



Figura 1.17. Sincronoscopio de aguja.

- **Puesta a carga**

En un alternador una vez que tiene las rpm deseadas lo que conlleva a la frecuencia de red y la tensión ajustada a la de servicio, al aplicársele carga existirá una caída de tensión que deberá ser compensada con una mayor excitación y mantener la tensión de operación de forma automática o de forma manual, de la misma forma al asumir carga (Kw) la máquina motriz necesitará compensar la caída de velocidad del mismo modo de la tensión.

De la misma forma un alternador que pierde carga tendrá que hacer ajustes de velocidad y de voltaje, de no hacer esto podríamos provocar grandes daños a la máquina, como un embalamiento y todos los problemas que acarrea dicha situación.

La carga en un alternador implica ajuste de voltaje y ajuste de velocidad. En caso de alternadores en paralelo, una vez trabajando sincronizadamente el ajuste de tensión será controlado por un compensador en cuadratura, que irá a mantener el factor de potencia (FP) lo cual implica un cuidado especial, del mismo modo las cargas entre los alternadores será controlada por el torque de la máquina al ser ajustado el control de velocidad [17]. A continuación se explican más

detalladamente algunos casos que pueden suceder en la puesta a carga de los generadores:

Se considera el caso de una máquina, conectada a barras sobre las cuales existen ya trabajando otras máquinas, tales que sus potencias son muy superiores a la primera, de manera que esta no puede alterar la tensión de barras, por esto se considera $u = \text{cte.}$ y se dice sobre barras infinitas [17].

Caso1: Máquina en vacío: será $I = 0$, $d = 0$, $E_0 = U$ porque el estar en vacío es su fuerza electromotriz (FEM) la que coincide con la tensión de barras.



Figura 1.18. Máquina en vacío.

Caso2: Se le aumenta la velocidad de la máquina motriz conectada al alternador. El incremento de la velocidad resultará en un avance de E_0 sobre u en un ángulo d . Con esto fluirá una I perpendicular a $j.Xd$. I en conclusión se entrega corriente a la red.

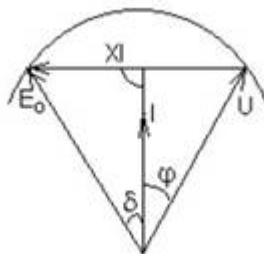


Figura 1.19. Aumento de la máquina motriz.

Caso 3: Se varía solamente la excitación.

- Sobreexcitado: corriente en retraso de $p/2$
- Sobreexcitado: corriente en adelanto de $p/2$
- Y en conclusión se produce corriente reactiva pura

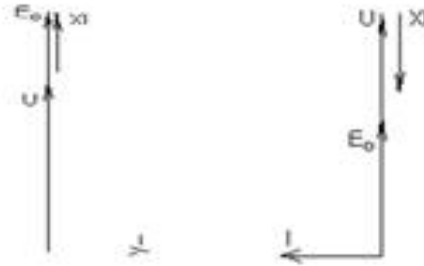


Figura 1.20 .Variación de la excitación.

Caso 4: Se aumenta la velocidad y la excitación.

Como la diferencia $E_0 - U$ es mayor, la I será mayor y en conclusión a este caso mejoramos o variamos el $\cos F$ según la necesidad o norma presente.

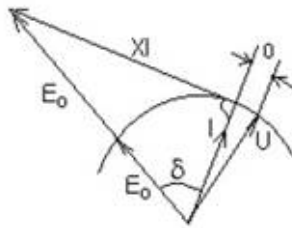


Figura 1.21.Aumento de velocidad y excitación.

1.8. Pasos de Sincronización Efectiva del Sistema

1. Medir potencia de hidroeléctrica.
2. Arrancar Grupo Electrónico cuando la capacidad de generación de la instalación hidroeléctrica sea igual o superior al 80%.
3. Medir frecuencia y tensión del Grupo Electrónico (valores nominales ya programados).
4. Medir tensión y frecuencia en la pequeña central hidroeléctrica.
5. Regular la frecuencia en la PCH para igualarla a la del GE.
6. Regular y medir los parámetros: tensión $\pm 10\%$, frecuencia 0,3Hz y desfasaje $\pm 10^\circ$ ó 12° .
7. Activación de la sincronización garantizando iguales secuencia de fase y aproximadas formas de onda.
8. Desconexión automática cuando la potencia del sistema este al 75% de la capacidad de generación de la instalación hidroeléctrica.

1.9. Representación del sistema híbrido de generación de energía eléctrica hidro-diésel

Como se muestra en la **figura1.22** el sistema cuenta con una pequeña central hidroeléctrica (P.C.H.), un grupo electrógeno (G.E), y una tarjeta de control (T.C.S) que se encarga de regular la frecuencia en la P.C.H. a través de una unidad de disparo de tiristores (U.D.T.) y de la sincronización a través del transferencial que conecta al grupo electrógeno con la red de la hidroeléctrica.

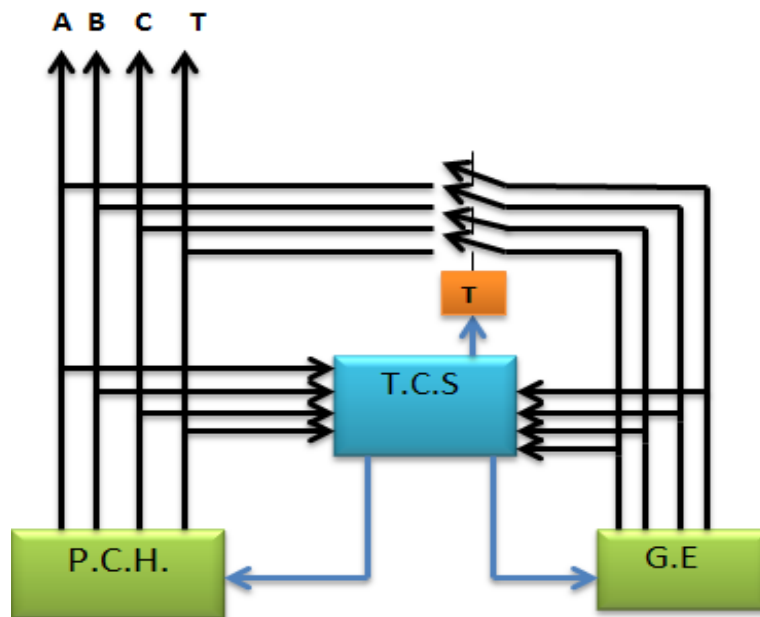


Figura1.22. Sistema de sincronización hidro diésel.

La T.C.S. esta basada en el control con Microcontroladores PICs y se encarga de medir la tensión, la frecuencia, la fase, y la secuencia, en ambas máquinas y de la regulación de la frecuencia en la P.C.H. Al detectar que la P.C.H está en la capacidad designada para su sincronización esta envía una señal de arranque al G.E (A.G.), el cual esta prefijado a una frecuencia y tensión adecuada para la sincronización. Cuando todos los parámetros de sincronización mencionados son los adecuados la T.C.S. envía una señal al transferencial

(T) el cual conecta el grupo electrógeno con la red de la pequeña central hidroeléctrica, esta tarjeta cuenta con conexión USB para la comunicación con PC. La regulación de la frecuencia y la tensión en el grupo electrógeno la hará la propia unidad de control del grupo, se fijará una frecuencia deseada de aproximadamente 60Hz.

Otra consideración que debemos tener en cuenta para la sincronización de un sistema híbrido hidro-diésel es que la incorporación del grupo electrógeno se hará cuando la mini hidroeléctrica se encuentre a más del 80% de su capacidad de generación, por lo que se conformara un sistema para el arranque automático del grupo electrógeno. Incorporación que se hará efectiva mediante la medición de capacidad utilizando un transductor de potencia (recomendado tipo ZURC) [18].

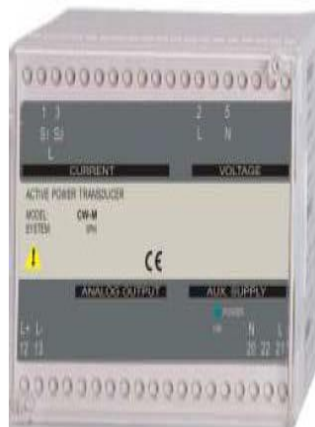
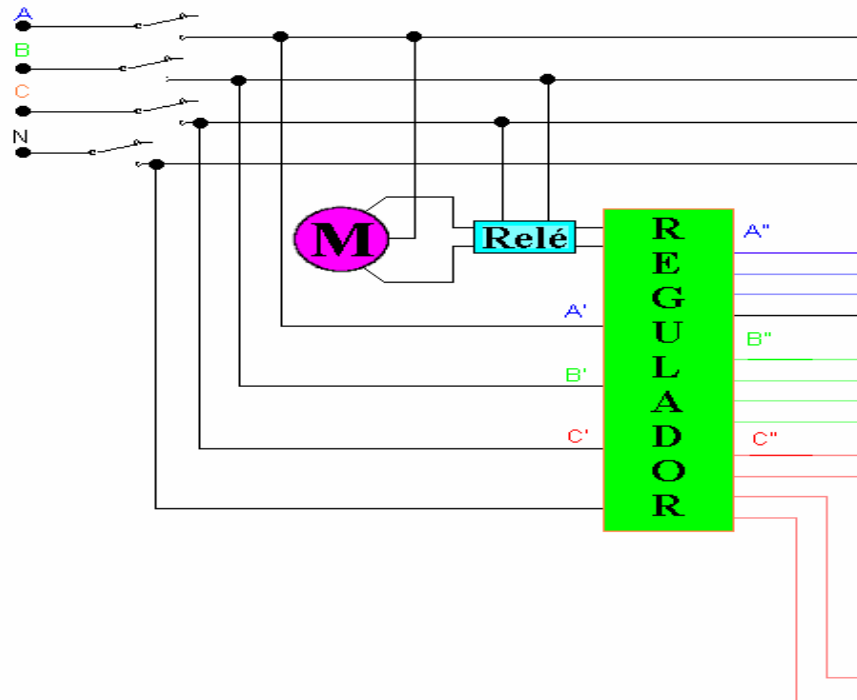


Figura.1.23. Transductor CW-M ZURC.

Después de haberse descrito en la presente sección el sistema de sincronización a diseñar, en la próxima sección se expondrán las características y el funcionamiento de algunos de los componentes electrónicos fundamentales del sistema de sincronización a diseñar.

1.10. Dispositivos electrónicos fundamentales del sincronizador hidro-diésel

El dispositivo fundamental del sincronizador propuesto hace referencia a la regulación de la frecuencia por el método de la variación del caudal de agua al presentado por el estudiante Manuel Hechavarría en el trabajo de diploma, contenido en el anexo 7 [19].



1.11. Los Micro Controladores PICs

Los microcontroladores son esencialmente, microcomputadoras en una pastilla. En ellos se combinan los recursos fundamentales de una microcomputadora, es decir, el microprocesador, la memoria RAM y ROM / EPROM / EEPROM/FLASH y las facilidades de entrada salida, como son la gestión de interrupciones, puertos paralelos, serie y temporizadores, todo en un único circuito integrado. Pueden incluir también entradas y salidas analógicas asociadas a conversores A/D y D/A, perro guardián (watchdog), etc.

Históricamente, el desarrollo de los microprocesadores puede resumirse en dos grandes e importantes vertientes más o menos paralelas. Los microprocesadores propiamente dichos, de 8, 16 y 32 bits, en los que se hace énfasis en la potencia de cómputo, la cantidad de memoria manejable, etc. Estos microprocesadores están orientados fundamentalmente al mercado de las computadoras personales y las estaciones de trabajo [20].

Los microcontroladores o microcomputadoras están orientados al desarrollo de aplicaciones industriales, de comunicaciones, domésticas y de todo tipo. Se trata de tener en el menor espacio posible y a un costo razonable, los elementos esenciales para desarrollar este tipo de aplicación.

1.11.1 Principales características del PIC18F4550

Organización de memoria

El μ C PIC18F4550 dispone de las siguientes memorias:

- Memoria de programa: memoria flash interna de 32.768 bytes.
- Almacena instrucciones y constantes/datos.
- Puede ser escrita/leída mediante un programador externo durante la ejecución del programa mediante unos punteros.
- Memoria RAM de datos: memoria SRAM interna de 2048 bytes en la que están incluidos los registros de función especial.
- Almacena datos de forma temporal durante la ejecución del programa.
- Puede ser escrita/leída en tiempo de ejecución mediante diversas

instrucciones.

- Memoria EEPROM de datos: memoria no volátil de 256 bytes.
- Almacena datos que se deben conservar aún en ausencia de alimentación.
- Puede ser escrita/leída en tiempo de ejecución a través de registros.
- Pila: bloque de 31 palabras de 21 bits.
- Almacena la dirección de la instrucción que debe ser ejecutada después de una interrupción o subrutina.

Memoria de configuración

- Memoria en la que se incluyen los bits de configuración (12 bytes de memoria flash).
- Registros de identificación (2 bytes de memoria de solo lectura) [21].

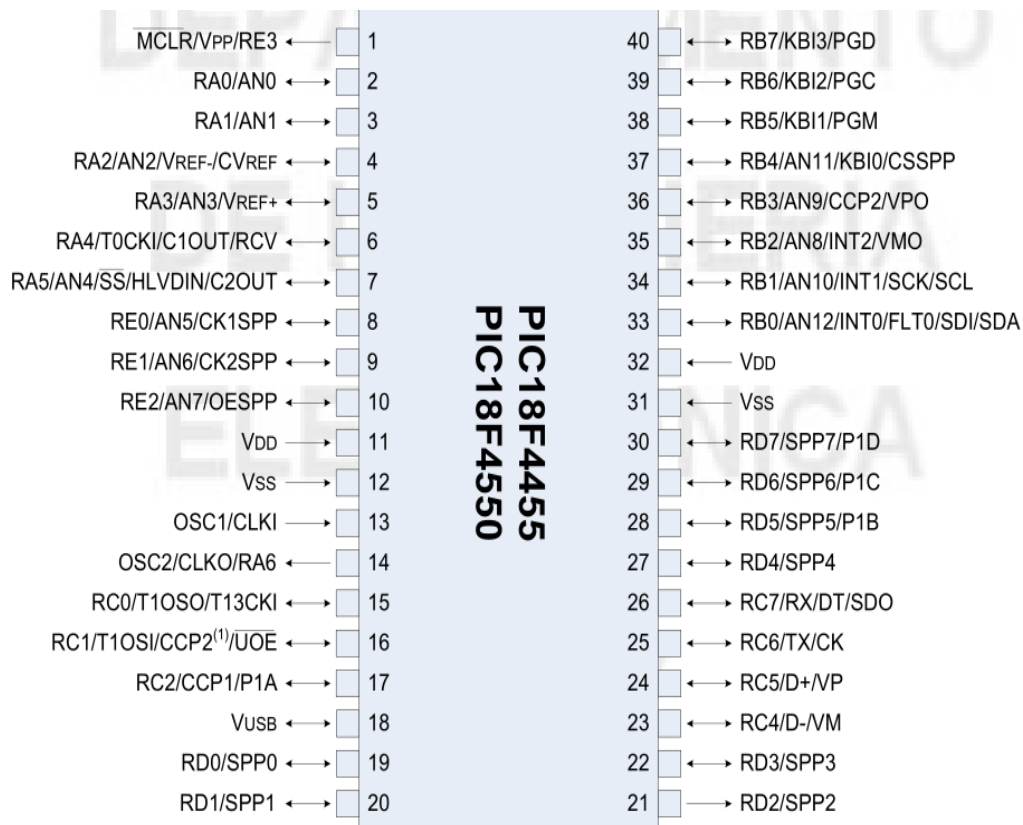


Figura 1.24. Distribución de pines del 18F4550.

El μC PIC18F4550 dispone buses diferentes para el acceso a memoria de programa y memoria de datos (presenta arquitectura Harvard):

Bus de la memoria de programa:

- 21 líneas de dirección.
- 16/8 líneas de datos (16 líneas para instrucciones/8 líneas para datos).
- Bus de la memoria de datos:
- 12 líneas de dirección.
- 8 líneas de datos.
- Esto permite acceder simultáneamente a la memoria de programa y a la memoria de datos. Es decirse puede ejecutar una instrucción (lo que por lo general requiere acceso a memoria de datos) mientras se lee de la memoria de programa la siguiente instrucción.

Conclusión parcial del capítulo I

A partir del estudio realizado en este capítulo se arriban a las siguientes conclusiones:

1. Se recomienda para pequeña y mini centrales hidroeléctricas la regulación de frecuencia a caudal constante o por carga lastre, donde las variaciones de frecuencia son mayores, ya que una pequeña carga puede representar un por ciento alto.
2. Los grupos electrógenos pueden generar electricidad en cualquier momento, por lo que son idóneos como sistemas auxiliares, funcionando en momento de déficit de generación.
3. Para la sincronización de generadores en un sistema híbrido se debe tener en cuenta que la tensión, la frecuencia, fase y secuencia de fase de los generadores del sistema deben ser aproximadamente iguales.
4. No se conoce hasta el momento ninguna tecnología nacional o propia que garantice la sincronización de generadores en sistemas híbridos que permita suplir las necesidades de consumo de energía de la población.
5. El PIC 18F4550 tiene las potencialidades para el desarrollo de sistemas de sincronización. Cuestión que se tratará en el próximo capítulo.

CAPÍTULO II. SISTEMA DE SINCRONIZACIÓN EN GRUPOS HÍBRIDOS HIDRO-DIESEL

Introducción

En este capítulo se describe el procedimiento seguido para el diseño de un sistema de sincronización cuyo control es gobernado por un PIC de la familia 18Fxxxx, se brinda el esquema eléctrico del mismo. Se describen además las características de los módulos utilizados en el proyecto, así como las simulaciones realizadas para comprobación del sistema de sincronización.

2.1. Sistema de sincronización

El sistema de sincronización descrito está compuesto por varios bloques **figura 2.1**. El primer bloque es el de medición donde se encuentran todos los instrumentos y circuitos que se utilizan para la medición de tensión, corriente, frecuencia y desfasaje.

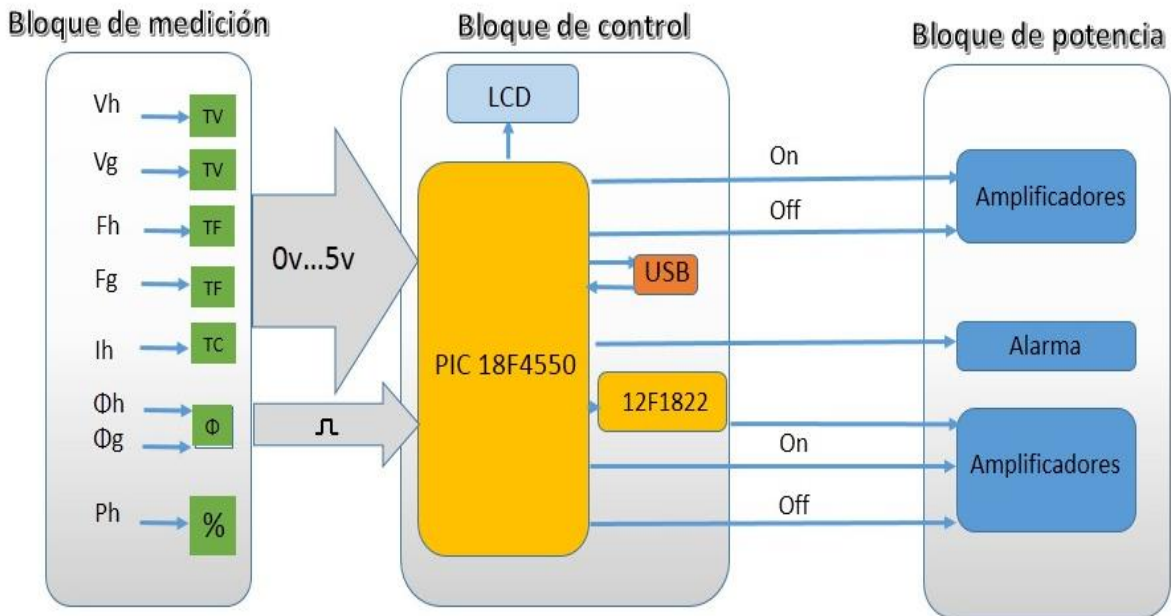


Figura 2.1. Bloques del sistema de sincronización.

El bloque de control se compone principalmente de los componentes encargados del procesamiento de las señales de medición y configuración así como de las señales de control, los PICs 18F4550 y 12F1822. El tercer bloque es el de potencia que incluyen amplificadores de señales para la puesta en marcha del grupo electrógeno y los motores paso a paso de regulación de flujo.

2.2. Bloque de medición

En este epígrafe se describen los instrumentos y circuitos usados para las mediciones de los parámetros tensión, frecuencia, corriente y fase así como sus rangos de entradas y los rangos de salida utilizados.

2.2.1 Medición de tensión

Para monitorear las tensiones de salida tanto de la hidroeléctrica como del grupo electrógeno, se utiliza el transductor de tensión de la marca ZURC CV-A **figura 2.2**, con una entrada de 230 V y utilizaremos su salida con rango de 0 a 5 V. La señal de salida del transductor llega al microcontrolador, mediante un conversor analógico-digital (A/D) de 10 bits propio del PIC, es llevada a un código binario para, luego internamente, poder obtener el valor de tensión. En el Anexo 1 se puede observar las características de este transductor.



Figura 2.2. Transductor de tensión ZURC CV-A.

2.2.2. Medición de frecuencia

La medición de frecuencia tanto del grupo electrógeno como de la pequeña central hidroeléctrica se realiza con el transductor de frecuencia CF ZURC **figura 2.3**, con una entrada de 45-65 Hz y su salida 0 a 5 V. La señal de salida es llevada al conversor A/D del PIC para luego calcular el valor de frecuencia. Las características de este transductor se pueden observar en el Anexo 2.



Figura 2.3. Transductor de frecuencia ZURC CF.

2.2.3. Medición de potencia

Cuando la (P.C.H) se encuentre en el valor ideal de capacidad se necesita censar dicha potencia y para ello se utiliza un convertidor de potencia activa-trifásico (CW-TAN). Este dispositivo transforma la señal medida en una señal de proceso. La salida analógica es directamente proporcional al valor de la potencia activa trifásica medida en un sistema desequilibrado. La medida es realizada en verdadero valor eficaz. La salida analógica puede salir configurada como tensión (0-10V) o corriente (0-20mA). Dicha señal de salida se lleva al PIC para realizar la sincronización.

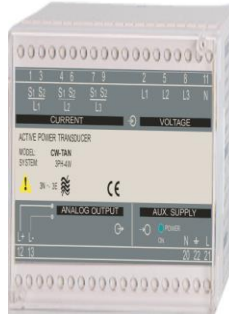


Figura 2.3. Transductor de potencia CW-TAN.

2.2.4. Medición de fase

Para la medición de desfase, se convierten las dos señales sinusoidales, cuyo desfase entre ellas se desea medir, en impulsos rectangulares. La separación entre los pulsos de una señal y los pulsos de la otra es igual al desfase. En la **figura 2.4** están representadas dos ondas sinusoidales desfasadas en un ángulo.

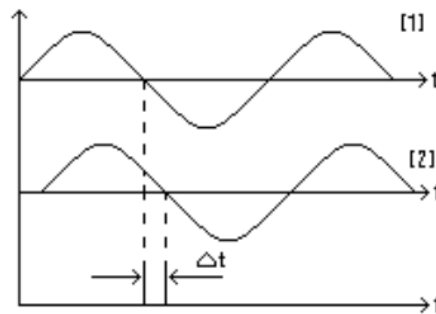


Figura 2.4. Gráfico de dos señales desfasadas en tiempo.

El desfase lo podemos expresar como:

$$\varphi = \omega \Delta t \quad (3)$$

Donde ω velocidad angular y Δt es el tiempo que hay entre el paso por cero de las señales 1 y 2.

$$\Delta t = \frac{\varphi}{\omega} \quad (4)$$

La diferencia de tiempo Δt es directamente proporcional al desfase φ , por lo que se conforma un circuito eléctrico que genera un impulso rectangular de duración Δt .

Para generar este impulso las ondas sinusoidales se convierten en ondas cuadradas, para lograr esto se diseñó el siguiente circuito.

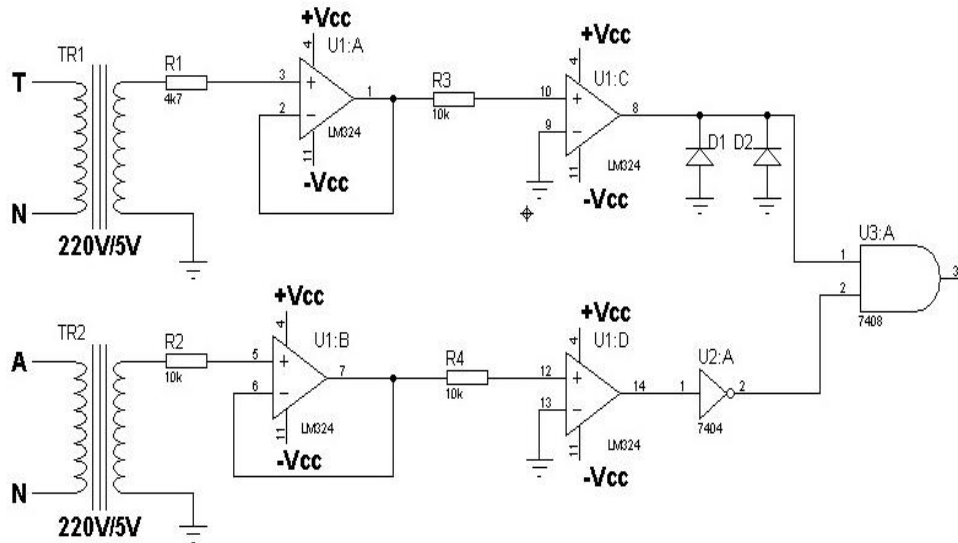


Figura 2.5. Circuito para la medición de fase.

Primeramente el valor de tensión de una fase de la hidroeléctrica y del grupo electrógeno son transformados a valores de tensión de 5V por los transformadores TR1 y TR2, luego los valores de tensión transformados son llevados a dos seguidores conformados con el amplificador operacional LM324, estos seguidores son utilizados para lograr una alta impedancia de entrada y que el instrumento no se comporte como una carga en el circuito donde se conecte. Luego la señal se lleva a los comparadores que también están conformados por los A.O. LM324, en los comparadores las ondas sinusoidales se convierten en ondas rectangulares. Estas ondas cuadradas mantienen el mismo desfase que tienen las ondas sinusoidales.

La señal desfasada en un ángulo es llevada a una compuerta NOT, circuito integrado 7404, donde es invertida y luego se multiplica con la señal de

referencia utilizando una compuerta AND, circuito integrado 7408, a la salida de esta compuerta se obtiene un impulso rectangular proporcional al desfase como se observa en la **figura 2.6**. Este pulso es llevado al PIC, mediante el empleo del módulo de captura (CCP) se obtiene el tiempo del impulso generado por circuito y se lleva al valor del desfase.

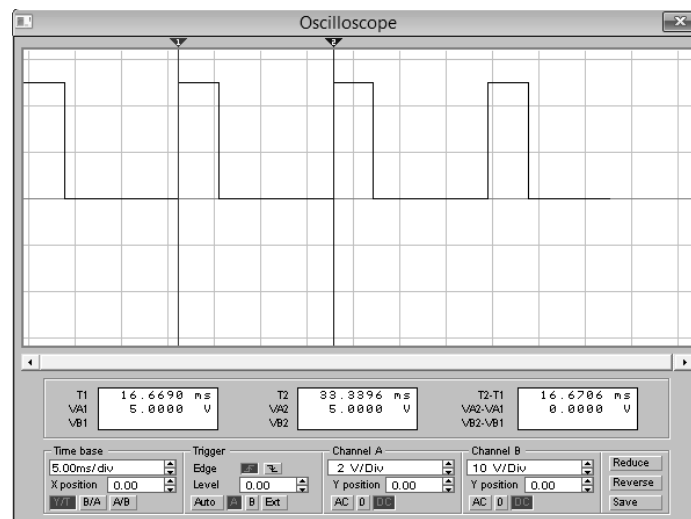


Figura 2.6. Señal de salida del circuito para la medición de fase.

2.3. Bloque de control

El bloque de control lo conforman los componentes encargados del control ya sean los dos PIC y los elementos de potencia, también lo componen todas las señales de control así como las señales de configuración y visualización de los datos. Los elementos fundamentales para el control en sistema de sincronización diseñado son los PIC, para este trabajo se utilizan un 18F4550 y un 12F1822.

2.3.1. Bloque de Accionamiento del motor reversible

El sistema de control del caudal de agua tiene que tener en cuenta la velocidad de accionamiento de la válvula para evitar el golpe de ariete, por consiguiente este aspecto debe tenerse en cuenta en el aseguramiento programático del PIC o de lo contrario que se programe para velocidad constante del motor actuador y que durante la instalación se utiliza un

sistema de engranaje que asegure la velocidad adecuada de cierre y apertura de la válvula.

El PIC tiene dos salidas digitales 1 y 2 encargado de la conexión del sistema de relés para el control de la rotación del motor reversible. Los códigos 00 y 11 no energiza las fase B(S) y C(T) del motor, el código 01 permite el giro del motor en un sentido y el código 10 permite el giro en sentido contrario.

Para el accionamiento del motor reversible con la finalidad de regular el caudal de agua se propone el circuito de relés que se muestra en la **figura 2.7**.

Para el control de giro del motor trifásico acoplado a la válvula de regulación del caudal de agua, que alimenta a la turbina, se dispone de dos bits del microcontrolador, que permite 4 estados. Se ha concebido que los estados 00 y 11 mantenga en reposo el motor y los estados 01 y 10 permitan el giro del motor en un sentido u otro.

Para lograr una actuación correcta del funcionamiento del motor y de modo seguro se han seleccionado como etapa final dos relés, modelo multi 9, fabricados en España. Cada uno de estos relés posee 4 contactos, dos normalmente abiertos y dos normalmente cerrados. La conexión de estos relés se muestra en la **figura 2.7**, donde se puede observar que el accionamiento del motor, solo se ejecuta, si uno de los relés es activado y el otro no (si una de las bobina es energizada y la otra no). En caso de que las bobinas de los relés 3 y 4, respectivamente, se encuentran energizadas o no energizadas, el motor se mantiene en reposo. Para que el motor gire en un sentido u otro se debe energizar solo una de las bobinas (bobina del relé 3 o bobina del relé 4), de modo que los contactos normalmente abiertos se cierren y los contactos normalmente cerrados se abran, permitiendo la energización del motor.

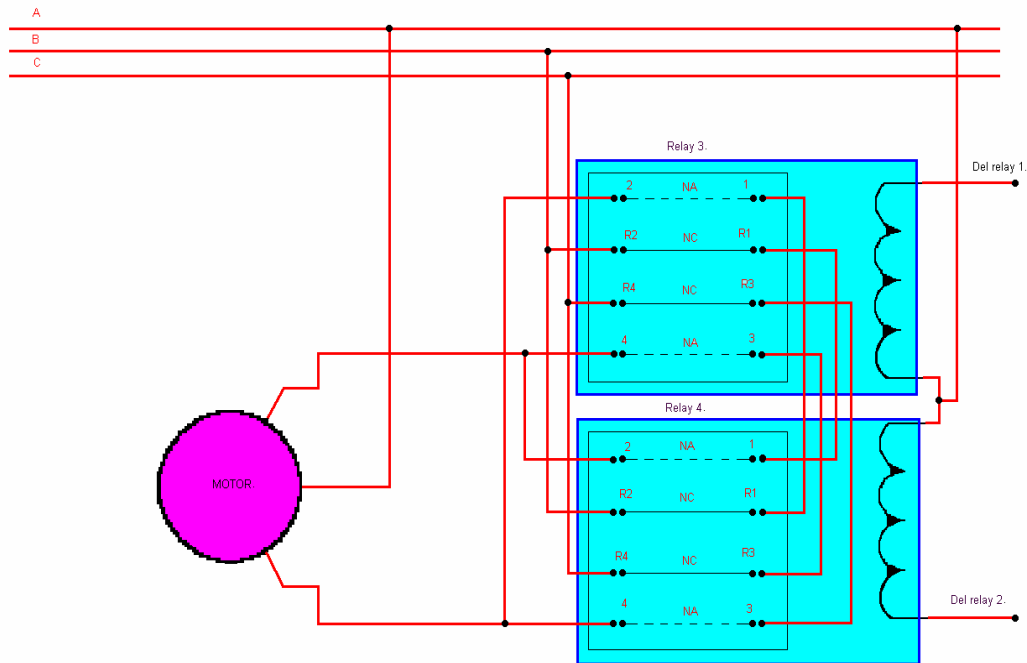


Figura 2.7. Esquema de conexión de los relés para el control de giro del motor trifásico.

Para activar los relés 3 y 4 de la **figura 2.7** se conectan las bobinas de accionamiento a las líneas B y C de la red, a través de dos micro relés (micro relé 1 y micro relé 2), como se muestra en la **figura 2.8**. Estos micro relés son accionados por la señal de control proveniente del PIC, según el estado (código) programado según la regla siguiente:

Código 00: Desactivado (contacto abierto) los micro relés 1 y 2, por consiguiente en estado normal los relés 3 y 4. Motor trifásico en reposo.

Código 11: Activado (contacto cerrado) los micro relés 1 y 2, por consiguiente en estado activado los relés 3 y 4. En este estado los contactos normalmente abiertos se cierran y los contactos normalmente cerrados se abren. Motor trifásico en reposo.

Código 01: Se activa el micro relé 1 (se cierra el contacto), por consiguiente se activa (energiza la bobina) el relé 3 y se mantiene no activado el relé 4,

por tanto los contactos normalmente cerrados, del relé 3, se abren y los contactos normalmente abiertos se cierran. En esta condición se energiza el motor trifásico y gira en un sentido.

Código 10: Se activa el micro relé 2(se cierra el contacto), por consiguiente se activa (energiza la bobina) el relé 4 y se mantiene no activado el relé 3, por tanto los contactos normalmente cerrados, del relé 4, se abren y los contactos normalmente abiertos se cierran. En esta condición se energiza el motor trifásico y gira en sentido contrario.

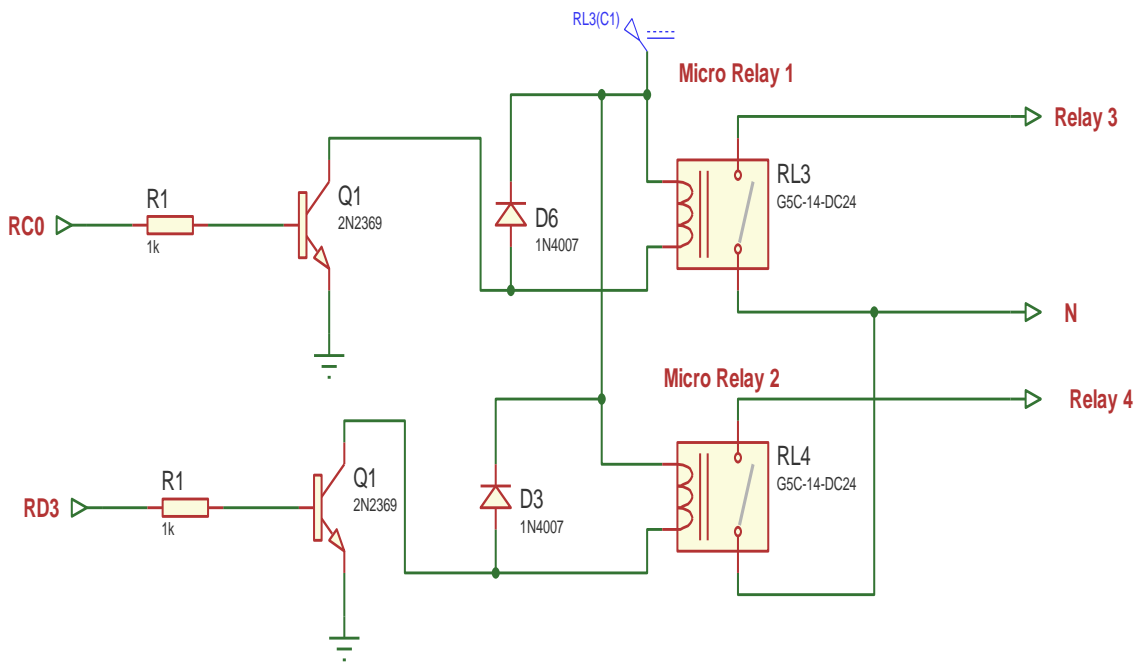


Figura 2.8. Esquema de conexión de los micros relés 1 y 2.

2.3.2. Sistema de señalización auxiliar del estado de giro del motor reversible.

Se tiene que si la frecuencia de la tensión de salida del alternador es de 60Hz, en la etiqueta (S7) el voltaje es 0V y todos los transistores se encuentran en la zona de corte por lo que el diodo LED D3 se polariza directamente.

Si la frecuencia es menor o igual a 58.9Hz en la etiqueta (S7) aparece un voltaje negativo el cual pone en estado de conducción a los transistores Q2 y Q6. El transistor Q2 polariza directamente al diodo LED D1 indicador de baja frecuencia y el transistor Q6 al entrar en conducción produce una caída de tensión en R8 apagando al diodo LED D3. Los transistores Q3 y Q5 no conducen en esta condición. Si la frecuencia continúa descendiendo hasta 58.4 Hz o menos, el transistor Q1 entra en conducción activando el relé 2 y este a su vez al relé 4, el cual conecta dos fases del motor trifásico reversible de modo que gire en el sentido de apertura de la válvula de regulación del caudal de agua suministrado al grupo turbina generador. Una vez restablecida la frecuencia se desconecta el motor reversible.

Si la frecuencia en el sistema aumenta a 61.0 Hz o más, la etiqueta (S7) aparece un voltaje positivo el cual pone en conducción a los transistores TR2 y TR4. El transistor Q3 polariza directamente al diodo LED D2, indicador de alta frecuencia, y el transistor Q5 produce un aumento de tensión en el cátodo del diodo LED D3, con lo que se apaga. Los transistores Q2 y Q6 no conducen en esta condición.

Si la frecuencia continúa ascendiendo hasta 61.6 Hz o más, el transistor Q4 se pone en conducción activando el relé 1 y este a su vez al relé 3 el cual conecta dos fases del motor trifásico reversible, en sentido contrario al caso anterior, haciéndolo girar de modo que cierre la válvula de regulación de caudal de agua suministrado al grupo turbina-generador. Una vez restablecida la frecuencia se desconecta el motor. El potenciómetro RV es el encargado de fijar el punto de trabajo de los diodos indicadores del estado de la frecuencia y de la conexión y desconexión del motor.

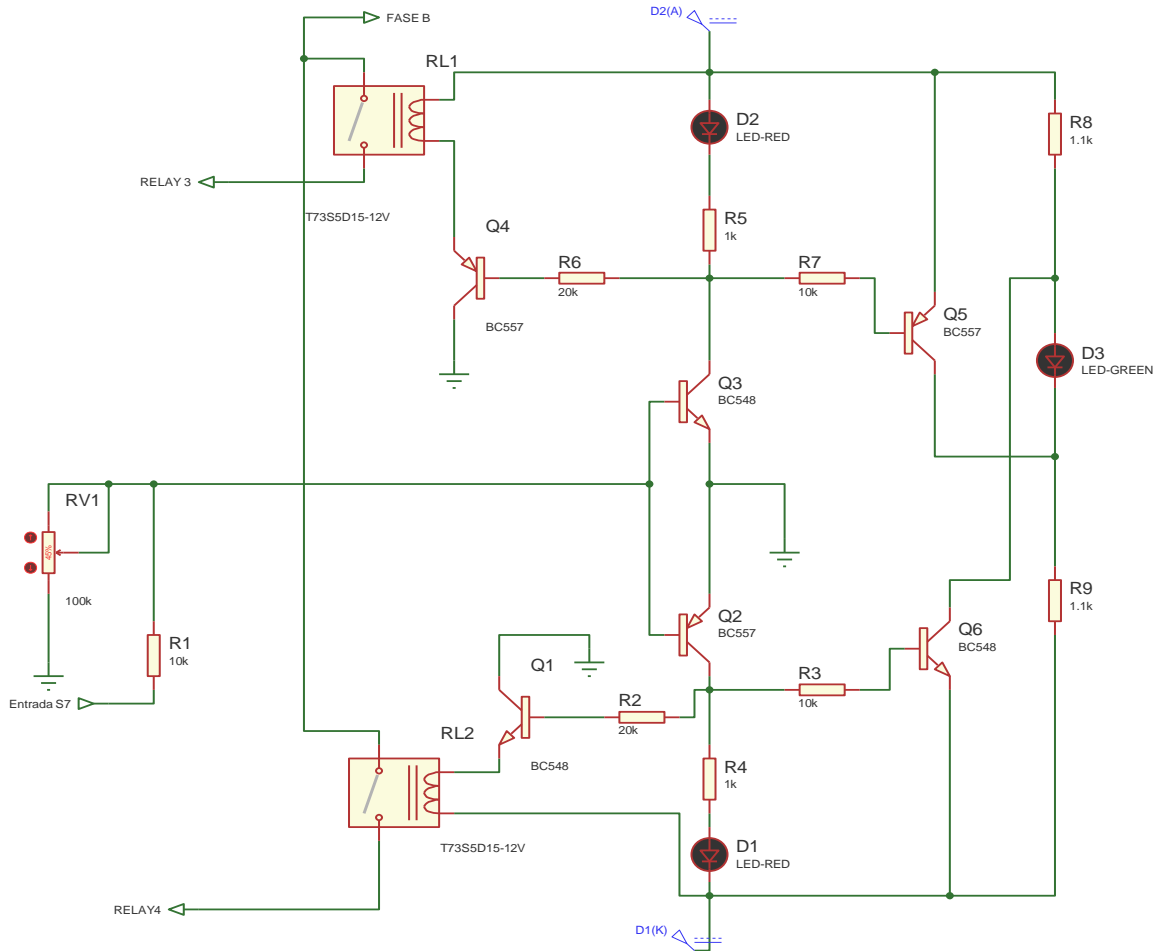


Figura 2.9. Esquema de señalización del motor reversible.

2.3.3 Configuración maestro esclavo

En esta configuración, **figura 2.10**, el maestro es el PIC 18F4550, este PIC se encarga de la conversión de las señales provenientes de los instrumentos de medición a través de los canales analógicos de su convertidor A/D interno y de la visualización de los parámetros medidos.

En la programación del PIC 18F4550 se implementa un controlador PID para el control de frecuencia de la mini hidroeléctrica, la señal de salida del PID se envía mediante la comunicación serie al PIC 12F1822 (el esclavo), y se asigna este valor al PWM (Modulador de Ancho de Pulso) para llevarla a un voltaje de referencia entre 0 y 5 V, voltaje de referencia para activar el cambio de modo de trabajo.

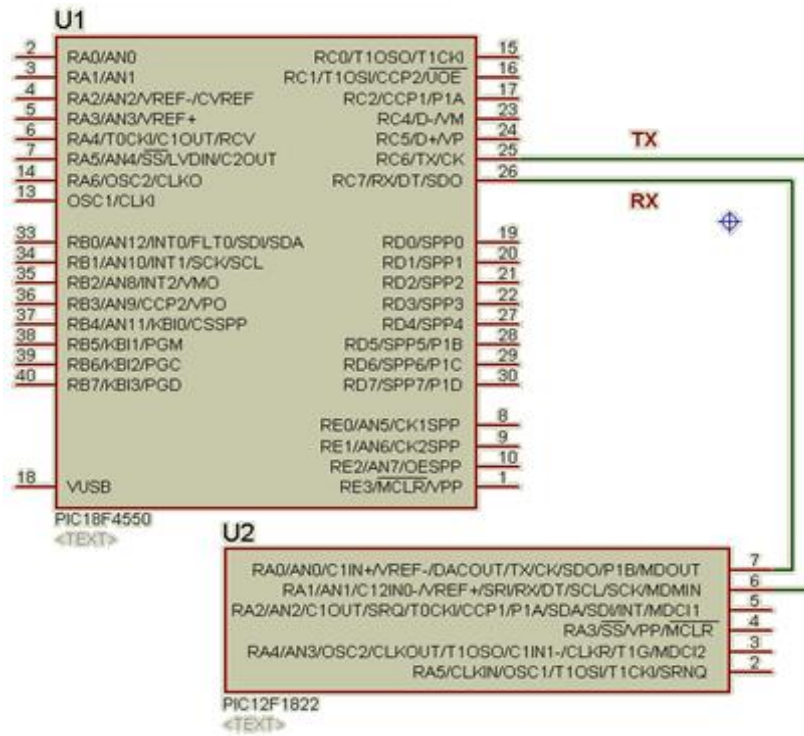


Figura 2.10. Configuración maestro esclavo.

2.3.4 Cambio del modo de trabajo

Este sistema de sincronización esta implementado para trabajar principalmente en modo automático. En caso de existir una falla en el sistema de control automático, el sistema también está diseñado para trabajar en modo manual para esto se implementó el siguiente circuito:

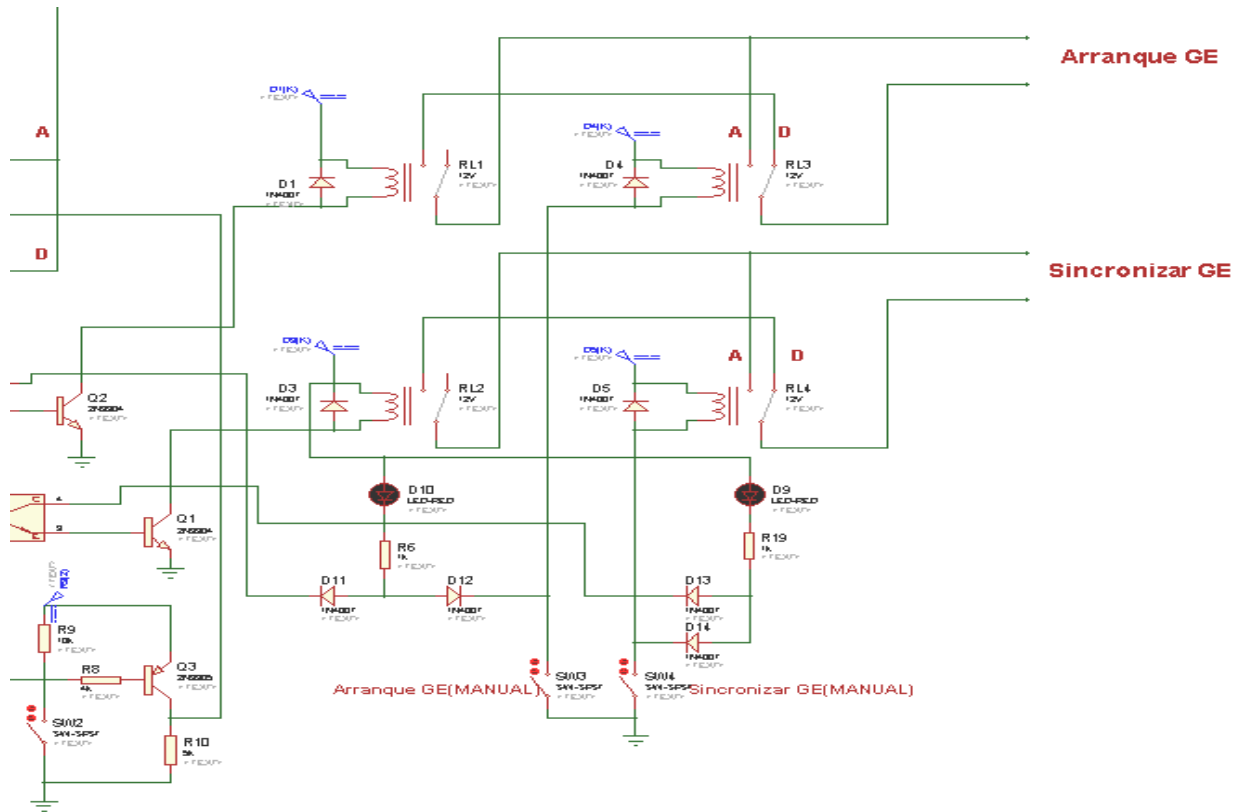


Figura 2.11. Circuito de configuración del modo de trabajo.

En modo automático se activan dos interruptores electrónicos, 744016, que permiten el paso de las señales de control provenientes de los micros, las señales de arranque del grupo electrógeno, la señal de sincronización. Estos interruptores electrónicos se activan mediante un interruptor, (Automático/Digital) el cual también hace que se corte o sature un transistor 2N3905 que activa otro 74016. Las señales de arranque del G.E. y de sincronización provenientes del micro son separadas galvánicamente de los elementos que activan, los relés, mediante optocopladores para evitar un daño en el PIC en caso de que exista un cortocircuito. Una vez activado el modo manual la sincronización y el arranque del grupo electrógeno se realizarán mediante los interruptores SincronizarGE (Manual) y ArranqueGE (Manual).

Para el arranque automático del grupo electrógeno la señal que proviene del micro pasa a un optocoplador el cual a la salida satura un transistor

2N3904 para activar un relé OMRON G2E, **figura 2.12**, las características de este relé se muestran en el Anexo 5.

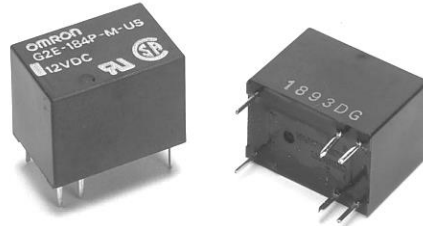


Figura 2.12. Relé OMRON G2E.

En modo automático para la sincronización la señal proveniente del micro en la salida del optocoplador satura también un transistor 2N3904 para activar un relé NAIS JS1a-12V, **figura 2.13**, este relé permite activar un magnético trifásico que sincroniza las fases con la del grupo electrógeno. Las características de este relé se muestran en el anexo 6.

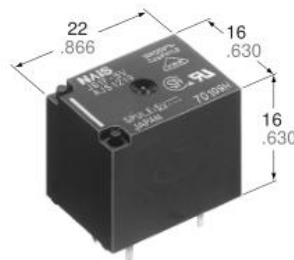


Figura 2.13. Relé NAIS JS1a-12V.

También el paso a modo manual permite el arranque del grupo electrógeno a través de otro relé OMRON G2E. Para la sincronización se activa otro relé NAIS JS1a-12V, este relé permite activar el magnético trifásico que sincroniza las fases de los sistemas generadores, grupo electrógeno y mini hidroeléctrica.

2.4. Visualización de datos y señales de configuración

Para la visualización de los datos se utiliza un módulo LCD LM044L, **figura2.14**, de 20x4.

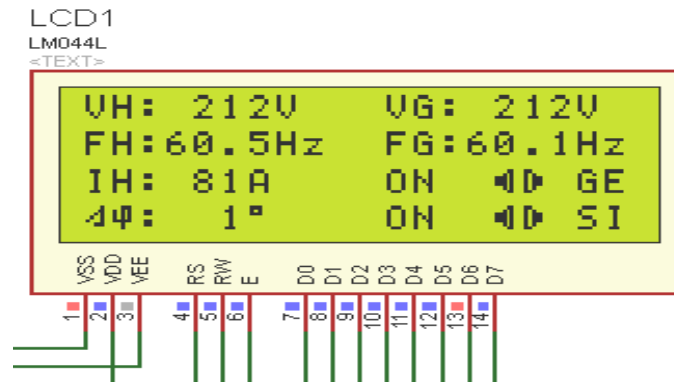


Figura 2.14. Visualización de datos en el LCD.

En este LCD se muestra el voltaje medido en la mini hidroeléctrica, este voltaje se muestra con la variable VH, el voltaje medido en el grupo electrógeno se muestra en la variable VG. También se muestra la frecuencia medida en la mini hidroeléctrica y en el grupo electrógeno mediante las variables FH y FG respectivamente. La variable PH representa la potencia entregada por la mini hidroeléctrica, $\Delta\phi$ representa el desfase medido entre las fases medidas, del grupo electrógeno y de la pequeña central hidroeléctrica. También se indica en el LCD el estado del grupo electrógeno, encendido o apagado, y cuando están sincronizados los dos generadores, grupo electrógeno y mini hidroeléctrica.

También es mostrado cuando se accede al menú de configuración, **figura 2.15**, los parámetros del controlador PID y el factor de transformación para la medición de corriente.

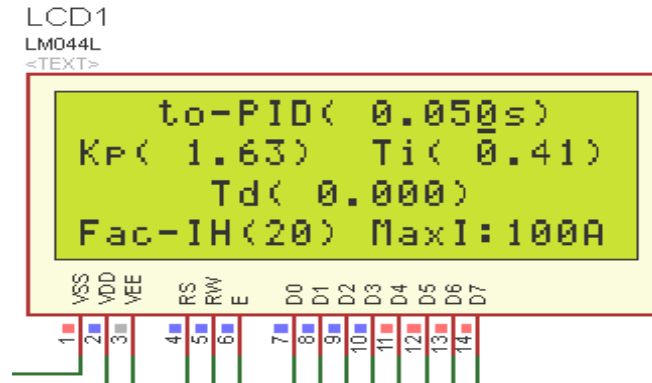


Figura 2.15. Visualización de parámetros de controlen LCD.

En este menú t_0 es el tiempo de muestreo del controlador PID esta variable puede tomar valores entre 0 y 5 s, K_p es la ganancia del controlador y se puede variar hasta un límite de 50, por lo que este sistema no se puede implementar para hidroeléctricas con ganancias mayores que 50 en su función de transferencia. La variable T_i es el tiempo integrativo del controlador PID se puede variar hasta 10 por lo que también tiene un límite, T_d es el tiempo derivativo del controlador y también tiene un límite de 5, $Fac-IH$ es el factor de transformación de los transformadores de corriente utilizados para la medición de la corriente en la hidroeléctrica este factor permite calcular la corriente máxima que puede generar la hidroeléctrica para saber la carga que tiene.

Para acceder al menú de configuración y variar los parámetros se emplean 4 teclas, **figura 2.16.**

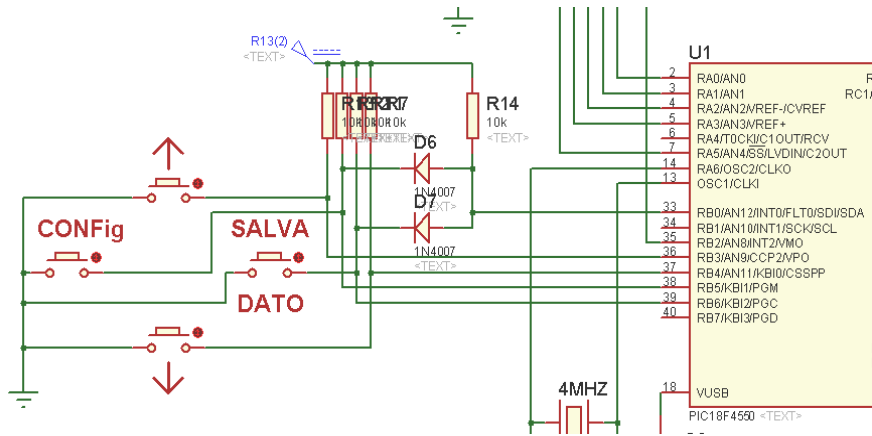


Figura 2.16. Configuración de los parámetros de control.

Al activar cualquiera de las teclas se activa la interrupción externa del PIC 18F4550, estas teclas están conectadas a cuatro pines del PIC, al activarse la interrupción el microcontrolador detecta que tecla se activó para realizar la acción que le corresponde a cada tecla.

La tecla configuración permite acceder y salir del menú de configuración, por métodos de seguridad no se puede acceder al menú de configuración mientras el sistema esta sincronizado, una vez que sale del menú de configuración el microcontrolador guarda los parámetros en su memoria EEPROM interna, que permite que si se apaga el sistema se queden grabados los parámetros introducidos. La tecla salva dato nos permite movernos por las variables en el LCD para variarlas mediante las teclas de aumentar o disminuir.

El esquema eléctrico general del sistema de sincronización diseñado se puede observar en el Anexo 5.

2.5. Principio de funcionamiento

En este epígrafe se representara el algoritmo de la programación realizada, para el PIC 18F4550 y el 12F1822, en el software CCS., para el sincronizador automático.

Previamente a la sincronización se necesitan conocer constantemente los parámetros de tensión, fase, potencia, frecuencia y corriente de la pequeña central hidroeléctrica. Se necesita que el grupo electrógeno este en óptimas condiciones de trabajo y con los valores de sincronización ya definidos para la puesta en marcha. Luego de ello se procederá a la sincronización.

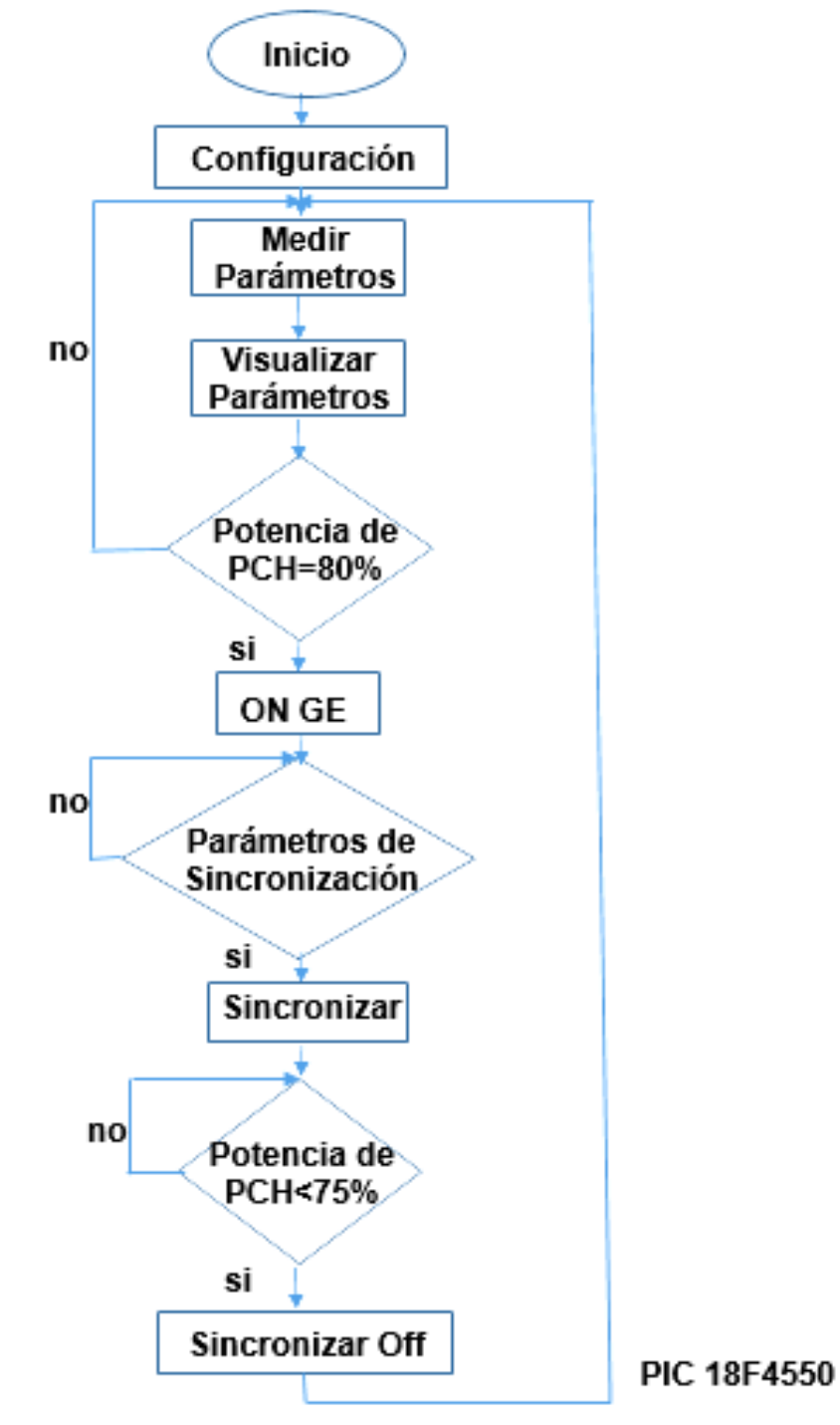


Figura 2.17. Algoritmo de programación sistema del sincronizador automático

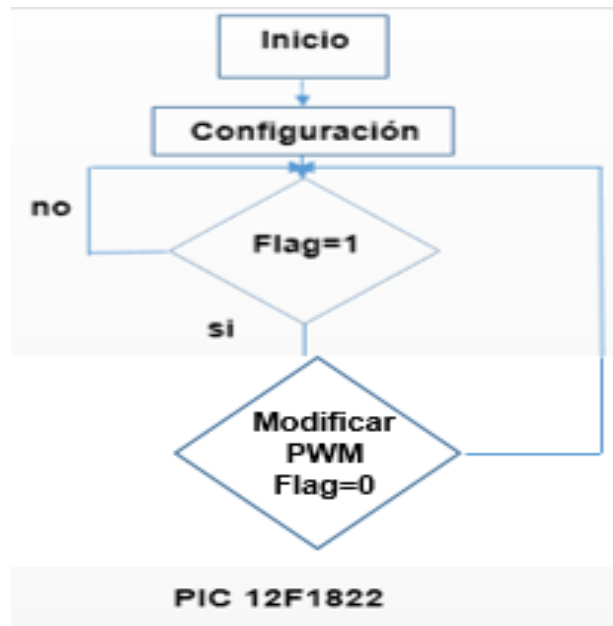


Figura 2.17. Algoritmo de programación sistema del sincronizador automático.

Como puede observarse el sistema detecta si la carga de la mini hidroeléctrica está a un 80% de su capacidad de generación, si la capacidad no es mayor de 80% el sistema solamente seguirá regulando la frecuencia de la hidroeléctrica, si la capacidad es mayor del 80% entonces el sistema enciende el grupo electrógeno. Después de encender el grupo electrógeno se regula la frecuencia de la pequeña central hidroeléctrica tomando como referencia la frecuencia del grupo electrógeno. Cuando el voltaje, la frecuencia y el desfasaje son iguales o están en el rango que condiciona la sincronización, se activa el magnético que sincroniza el G.E. con la P.C.H., una vez sincronizados solamente se desincronizan cuando la carga de la mini hidroeléctrica es menor del 75%, entonces el sistema vuelve al estado inicial. En la programación se implementa una alarma por límites para indicar cuando la frecuencia esta fuera de los límites de frecuencia que plantea el SEN para el suministro de energía eléctrica a los usuarios.

2.6. Valoración económica

A continuación se muestra el listado y el precio de los componentes utilizados para el diseño del sistema de sincronización entre un grupo electrógeno y una pequeña central hidroeléctrica, también se muestra el presupuesto total para el diseño del sistema de sincronización.

Tabla 2. Listado de componentes y precios.

Componentes	Cantidad	Precio de unid. (USD)	Precio total (USD)
PIC 18F4550	1	4,59	4,59
PIC 12F1822	1	1,58	1,58
ZURC CV-A	1	96,27	96,27
ZURC CC-A	3	105,87	317,63
ZURC CF	1	130,73	130,73
ZURC CW-TAN	1	220,59	220,59
LM324	8	0,48	3,84
LCD 20x4	1	10,99	10,99
74HC4016	5u		4,50
Resistencia	27	0,03	0,81
Diodo 1N4007	50u		0,99
Diodo LED rojo	2	0,08	
Diodo LED verde	1	0,08	
Transistor 2N3904	50u		0,99
Transistor 2N3905	50u		0,99
Transistor BC557	50u		0,99
Transistor BC548	50u		0,99
Relé OMRON G2E	2	4,90	9,80
Optocoplador	50u		1,99
Transformador de Corriente	3	24,99	74,97
Relé NAIS JS1a-12V.	2	2,99	5,98

2.7. Valoración medioambiental

El empleo de las energías renovables, como la energía hidráulica, reduce notablemente la contaminación del medio ambiente, pero este recurso no se puede usar en todo momento debido a que la demanda de energía eléctrica puede en ocasiones ser mayor que la energía eléctrica generada por la pequeña central hidroeléctrica por lo que es necesaria la utilización del generador diésel. Al contar con un sistema de sincronización automático garantiza que el generador diésel (grupo electrógeno) sea utilizado solo en caso necesario, reduciendo así las horas de trabajo del grupo electrógeno, lo que conlleva a una disminución de la emisión de gases a la atmósfera y a disminuir la frecuencia con que se transporta combustible a estas zonas aisladas debido a un ahorro notable del consumo de combustible del grupo electrógeno, lo que disminuye la probabilidad de accidentes que puedan dañar el medio ambiente.

Conclusiones

- Se realizó un estudio de los sistemas de sincronización de alternadores y en particular en instalaciones hidrogeneradoras y grupos electrógenos.
- Se efectuó un análisis detallado del proceso de sincronización de las instalaciones energéticas y de los parámetros fundamentales que se deben tener presente.
- Se ejecutó el diseño del sistema de sincronización automática, soportado en un microcontrolador de la familia 18F45XX, para una instalación hidrogeneradora y un grupo electrógeno.
- Se realizó el aseguramiento programático y la simulación del sistema automático de sincronización.

Recomendaciones:

1. Implementar el diseño del sincronizador automático entre un grupo electrógeno y una pequeña central hidroeléctrica.
2. Realizar las pruebas de laboratorio necesarias para comprobar el funcionamiento del sincronizador automático.
3. Implementar la comunicación USB por cualquiera de sus modos, para la comunicación del sincronizador automático con una PC.
4. Analizar la posibilidad de utilizar otra forma de medición de desfase.

Referencia Bibliográfica:

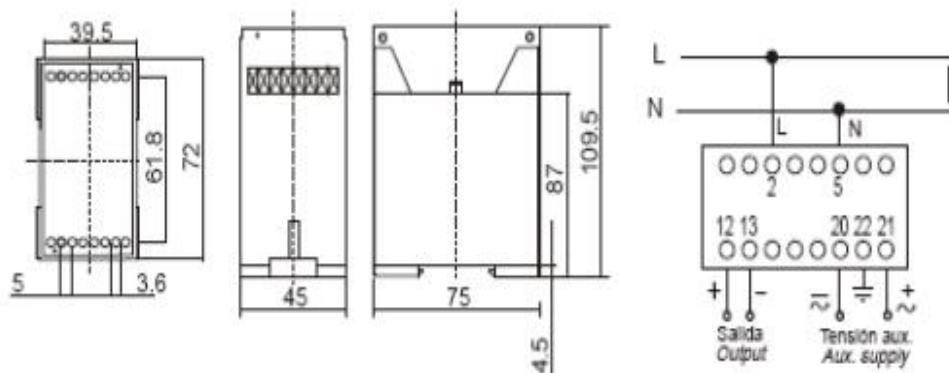
- [1] Judez, Gaudencio Zappetti. CENTRALES HIDROELECTRICAS. 4 ed. 1979.
- [2] Ane Ramos Frank y Arguelles Stay Michel, "**Control de frecuencia en centrales minihidroeléctricas aisladas**", Tesis en opción al grado de ingeniero en Automática, Control Automático, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oriente, S. de Cuba, Cuba, 2007.
- [3] 10/1/16 <<http://www.ecured.cu/>>
- [4] 15/1/16 thales.cica.es
- [5] Pablo Díaz, Rafael Peña. "**ESTUDIO DE CAMPO DE LA GENERACIÓN HÍBRIDA DIESEL /RENOVABLE PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL**". IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES_CLA) y XVII Simposio Peruano de Energía Solar (XVII- SPES), Cusco, 1 -5.11.2010.
- [6] Posada García Yosvanis, "**Diseño de un regulador de frecuencia utilizando dispositivos PSoC**", Tesis en opción al título de Ingeniero en Telecomunicaciones y Electrónica, Telecomunicaciones, Facultad de ingeniería eléctrica, Universidad de Oriente, S. de Cuba, Cuba, 2012.
- [7] Mugerza, D. Micro Centrales Hidroeléctricas [en línea]: [Consulta: 22 de Noviembre del 2006]
- [8] Hernández, R, et al. El Control de la Frecuencia en las Mini y Micro centrales hidroeléctricas. CIGET Pinar del Río [en línea]: Vol. 5 No.2 abril-junio 2003. [Consulta: 12 de Setiembre 2006]
- [9] [Pequeñas_centrales_hidroelectricas.pdf](#).
- [10] 2/2/16 <http://www.hydrorom.com>
- [11] 10/1/16 <http://www.ecured.cu>
- [12] 10/1/16 <http://www.europowergenerators.com>
- [13] TUSA. "**Generamos Luz**". Manual General de Instrucciones.
- [14] CNCL. "**Generadores de CA**". 2006.

- [15] Ramírez Medina Javier y Sánchez Barroso German. “**Diseño y construcción de un tablero de transferencia y sincronización de generadores con PLC y pantalla táctil**”. Tesis de grado, Facultad de mecánica, Escuela de Ingeniería de Mantenimiento, Ecuador, 2012.
- [16] Sargado Chamba José, “**Generadores síncronos en paralelo**”; www.monografias.com. 2014
- [17] Marín Jiménez Juan David. “**Estudio del Control de una Pequeña Central Hidroeléctrica para la Operación Por Microrredes en el Sistema de Distribución Loca**”. Facultad de Ingeniería y Arquitectura. Universidad Nacional de Colombia. Manizales. Colombia. 2013.
- [18] 5/3/16 <http://www.zurc.com/ht/CF.pdf>
- [19] Trabajo de diploma: estudiante: Hechavarría Osmany 2007-2008.
- [20] Fernando E. Valdés Pérez. “**Microcontroladores PIC**”. Centro de Estudios de Equipos de Informática Médica. Facultad de Ingeniería eléctrica. Universidad de Oriente. Santiago de Cuba. 2004.
- [21] PIC18F2455_2550_4455_4550DataSheet (www.microchip.com).
- [22] C.Mattaix, "TURBOMAQUINAS \ HIDRAULICAS"; Ed. ICAI; Madrid, 1975.

Anexos:

Anexo 1: Características del transductor de voltaje ZURC CV-A

Circuito de entrada:	230 V	Precisión:	
Tensión Un:	0...660V	Clase de medida:	0.19 % lectura + 0.01 % Final de escala
Rango de medida de tensión:	0 ... 150 % Un	Coeficiente de T°:	100 ppm/°C
Sobrecarga de tensión:	1000 V permanentes	Aislamiento:	
Frecuencia de la señal entrada:	45/65 Hz	Alimentación en C.A.:	
Impedancia :	3000 Ohmios/voltio	Tensión de prueba:	3 kV RMS 50 Hz 1min.
		Test de impulsos:	4 kV (1.2/50 us)
		Alimentación en C.C.:	
		Tensión de prueba:	2 kV RMS 50 Hz 1min.
		Test de impulsos:	3 kV (1.2/50 us)
Circuito de salida:		Condiciones ambientales:	
Salida de tensión o corriente	0 ... 5, 10 V 0 ... 10, 20 mA	Tª de almacenamiento:	-40° C ... +70° C
Salida desplazada:	0,2 ... 2 V $2 \frac{10V}{V}$ 4 ... 20 mA	Tª de trabajo:	-10° C ... +55° C
Imp. de carga, en corriente:	<500 Ohm	Caja:	
, en tensión:	>500 Ohm	Fijación:	sobre carril DIN 35 x 7,5 mm o fijación mediante tornillos en panel.
T. de respuesta (0...99 % Un):	< 300ms	Posición de montaje:	cualquiera
Rizado RMS:	< 0.5 %	Tipo de protección:	caja: IP 40 Terminales: IP 20
Alimentación auxiliar:		Peso:	310 g
Alimentación en C.A.:		Normas:	
Valor nominal:	24/115/230/400 V	Seguridad:	IEC 1010
Márgenes:	+20 % -15 %	Protección:	IEC 529
Frecuencia:	40 ... 90 Hz	Normativa de convertidores:	IEC 688
Consumo:	2.5 VA	Compatibilidad electromagnética:	IEC 801, EN50081-2 EN50082-2
Alimentación en C.C.:			
Márgenes:	9-18 / 18-36 V 36-72 / 90-140 V		
Consumo:	2.5 VA		



Anexo 2: Características del transductor de voltaje ZURC CF

Circuito de entrada:

Rango de frecuencia:	0... 10kHz
Tensión Un:	10 ... 150V 30...300V 60...660V
Rango de la tensión de entrada:	0 ... 150% Un
Sobrecarga de tensión:	1000 V permanentes
Impedancia:	3000 Ohmios/voltio

Circuito de salida:

Salida de tensión o corriente	0 ... 5, 10 V 0 ... 10, 20 mA
Salida desplazada:	0,2 ... 2 V 2 ... 10 V 4 ... 20 mA
Imp. de carga, en corriente: , en tensión:	<500 Ohm >500 Ohm
T. de respuesta (0...99 % Un):	< 300ms
Rizado RMS:	< 0.5 %

Alimentación auxiliar:

Alimentación en C.A.:	
Valor nominal:	24 / 115 / 230 / 400 V
Márgenes:	+20 % -15 %
Frecuencia:	40 ... 90 Hz
Consumo:	2.5 VA
Alimentación en C.C.:	
Márgenes:	9-18 / 18-36 V 36-72 / 90-140 V
Consumo:	2.5 VA

Precisión:

Clase de medida:	0.19 % lectura + 0.01 % Final de escala
Coefficiente de T ^o :	100 ppm/°C

Aislamiento:

Alimentación en C.A.:	
Tensión de prueba:	3 kV RMS 50 Hz 1min.
Test de impulsos:	4 kV (1.2/50 us)
Alimentación en C.C.:	
Tensión de prueba:	2 kV RMS 50 Hz 1min.
Test de impulsos:	3 kV (1.2/50 us)

Condiciones ambientales:

T ^o de almacenamiento:	-40° C ... +70° C
T ^o de trabajo:	-10° C ... +55° C

Input:

Frequency range:	0...10kHz
Voltage input Un:	10 ... 150V 30...300V 60...660V
Input voltage range:	0 ... 150% Un
Overvoltage :	1000 V permanent
Impedance :	3000 Ohm / volt

Output:

Output voltage or current:	0 ... 5, 10 V 0 ... 10, 20 mA
Shifted zero output:	0,2 ... 2 V 2 ... 10 V 4 ... 20 mA
Load, output current: , output voltage:	<500 Ohm >500 Ohm
Response time:	<300 ms
Ripple RMS:	< 0.5 %

Auxiliary supply:

A.C. auxiliary supply:	
Nominal values:	24 / 115 / 230 / 400 V
Ranges:	+20% -15 %
Frequency:	40 ... 90 Hz
Burden:	2.5 VA
D.C. auxiliary supply:	
Ranges:	9-18 / 18-36 V 36-72 / 90-140 V
Burden:	2.5 VA

Accuracy:

class:	0.19 % reading+ 0.01 % full scale
Temperature coefficient:	100 ppm/°C

Isolation:

A.C. Auxiliary supply:	
Test Voltage:	3 kV RMS 50 Hz 1min
Impulse test:	4 kV (1.2/50 us)
D.C. Auxiliary supply:	
Test Voltage:	2 kV RMS 50 Hz 1min
Impulse test:	3 kV (1.2/50 us)

Environmental:

Storage temperature:	-40° C ... +70° C
Working temperature:	-10° C ... +55° C

Anexo 3: Características del transductor de voltaje ZURC CC-A

Circuito de entrada:		Precisión:	
Corriente nominal In:	1A o 5A	Clase de medida:	0,19% lectura + 0,01% Final de escala
Rango de medida de corriente:	0 ... 150 % In	Coefficiente de T°:	100 ppm°C
Sobrecarga de corriente:	300%In permanente	Aislamiento:	
Frecuencia señal de entrada:	45/65Hz	Alimentación en C.A.:	
Consumo:	0,2 VA	Tensión de prueba:	3 kV RMS 50 Hz 1min.
Circuito de salida:		Test de impulsos:	4 kV (1,2/50 us)
Salida de tensión o corriente:	0, 5, 10 V 0, 10, 20 mA	Alimentación en C.C.:	
Salida desplazada:	0,2 ... 2 V 2 ... 10 V 4 ... 20 mA	Tensión de prueba:	2 kV RMS 50 Hz 1min.
Imp. de carga, en corriente:	<500 Ohm	Test de impulsos:	3 kV (1,2/50 us)
, en tensión:	>500 Ohm	Condiciones ambientales:	
T. de respuesta (0...99 % Un):	<300ms	T° de almacenamiento:	-40° C ... +70° C
Rizado RMS:	-0,5%	T° de trabajo:	-10° C ... +60° C
Alimentación auxiliar:		Caja:	
Alimentación en C.A.:		Fijación:	sobre carril DIN 35 x 7,5 mm o fijación mediante tornillos en panel.
Valor nominal:	24 / 115 / 230 / 400 V	Posición de montaje:	cualquiera
Márgenes:	+20 % -15 %	Tipo de protección:	caja: IP 40 Terminales: IP 20
Frecuencia:	40 ... 90 Hz	Peso:	310 g
Consumo:	2,5 VA	Normas:	
Alimentación en C.C.:		Seguridad:	IEC 1010
Márgenes:	9-18 / 18-36 V 36-72 / 90-140 V	Protección:	IEC 529
Consumo:	2,5 VA	Normativa de convertidores:	IEC 688
		Compatibilidad electromagnética:	IEC 801, EN50081-2 EN50082-2

Anexo 4: Características del transductor de potencia ZURC CW-TAN

Características técnicas

Circuito de entrada:

Tensión Un:	0 ... 660V
Corriente In:	1A o 5A
Rango de medida de tensión :	0...150% Un
Rango de medida de corriente:	0...150% In
Sobrecarga de tensión:	1000V permanentes
Sobrecarga de corriente:	300% In permanentes
Rango de frecuencia:	45/65 Hz
Consumo entrada de corriente:	0.2 VA
Impedancia entrada de tensión:	3000 Ohmios/volt

Circuito de salida:

Salida de tensión o corriente	0 ... 5, 10 V 0 ... 10, 20 mA
Salida desplazada:	0,2 ... 2 V 2 ... 10 V 4 ... 20 mA

Imp. de carga, en corriente:	<500 Ohm
, en tensión:	>500 Ohm
T. de respuesta (0...99 % Un):	<300ms
Rizado RMS:	<0.5 %

Alimentación auxiliar:

Alimentación en C.A.:	
Valor nominal:	24 / 115 / 230 / 400V
Márgenes:	+20% -15 %
Frecuencia:	40... 90Hz
Consumo:	3VA

Alimentación en C.C.:	
Márgenes:	9-18 / 18-36V 36-72 / 90-140 V
Consumo:	3 VA

Precisión:

Clase de medida:	0.45 % lectura+ 0.05 % Final de escala
Coefficiente de T°:	100ppm/°C

Aislamiento:

Alimentación en C.A.:	
Tensión de prueba:	3 kVRMS 50 Hz 1min.
Test de impulsos:	4 kV(1.2/50us)
Alimentación en C.C.:	
Tensión de prueba:	2 kVRMS 50 Hz 1min.
Test de impulsos:	3 kV(1.2/50us)

Condiciones ambientales:

T° de almacenamiento:	-40° C ... +70° C
T° de trabajo:	-10° C ... +55° C

Caja:

Fijación:	sobre carril DIN 35 x 7,5 mm o fijación mediante tornillos en panel.
-----------	--

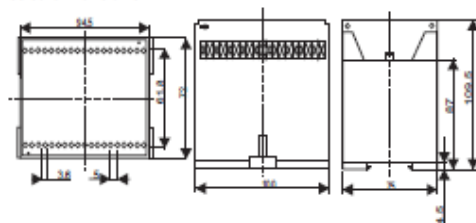
Posición de montaje:	cualquiera
Tipo de protección:	caja: IP 40 Terminales: IP 20

Peso:	565 g
-------	-------

Normas:

Seguridad:	IEC 1010
Protección:	IEC 529
Normativa de convertidores:	IEC 688
Compatibilidad electromagnética:	IEC 801,EN50081-2 EN50082-2

Dimensiones de la caja
Case dimension



Technical specification

Input:

Voltage input Un:	0 ... 660V
Current input In:	1 A or 5 A
Voltage range of use:	0 ... 150 % Un
Current range of use:	0 ... 150 % In
Overvoltage:	1000 V permanent
Overcurrent:	300 %In permanent
Frequency range:	45/65 Hz
Burden current input:	0.2 VA
Impedance voltage input:	3000 Ohm/volt

Output:

Output voltage or current:	0 ... 5, 10 V 0 ... 10, 20 mA
Shifted zero output:	0.2 ... 2 V 2 ... 10 V 4 ... 20 mA

Load, output current:	<500 Ohm
, output voltage:	>500 Ohm
Response time:	<300 ms
Ripple RMS:	<0.5 %

Auxiliary supply:

A.C. auxiliary supply:	
Nominal values:	24 / 115 / 230 / 400 V
Ranges:	+20% -15 %
Frequency:	40... 90 Hz
Burden:	3 VA

D.C. auxiliary supply:	
Ranges:	9-18 / 18-36 V 36-72 / 90-140 V
Burden:	3 VA

Accuracy:

class:	0.45 % reading+ 0.05 % full scale
Temperature coefficient:	100 ppm/°C

Isolation:

A.C. Auxiliary supply	
Test Voltage:	3 kV RMS 50 Hz 1min
Impulse test:	4 kV (1.2/50 us)
D.C. Auxiliary supply	
Test Voltage:	2 kV RMS 50 Hz 1min
Impulse test:	3 kV (1.2/50 us)

Environmental:

Storage temperature:	-40° C ... +70° C
Working temperature:	-10° C ... +55° C

Case:

Fixing:	Fixing with DIN rail 35x7,5mm or panel mounting with screws.
---------	--

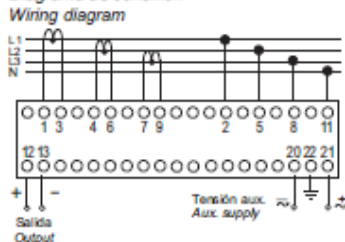
Mounting:	Any position
Enclosure code:	Case: IP 40 Terminals: IP 20

Weight:	565 g
---------	-------

Standards:

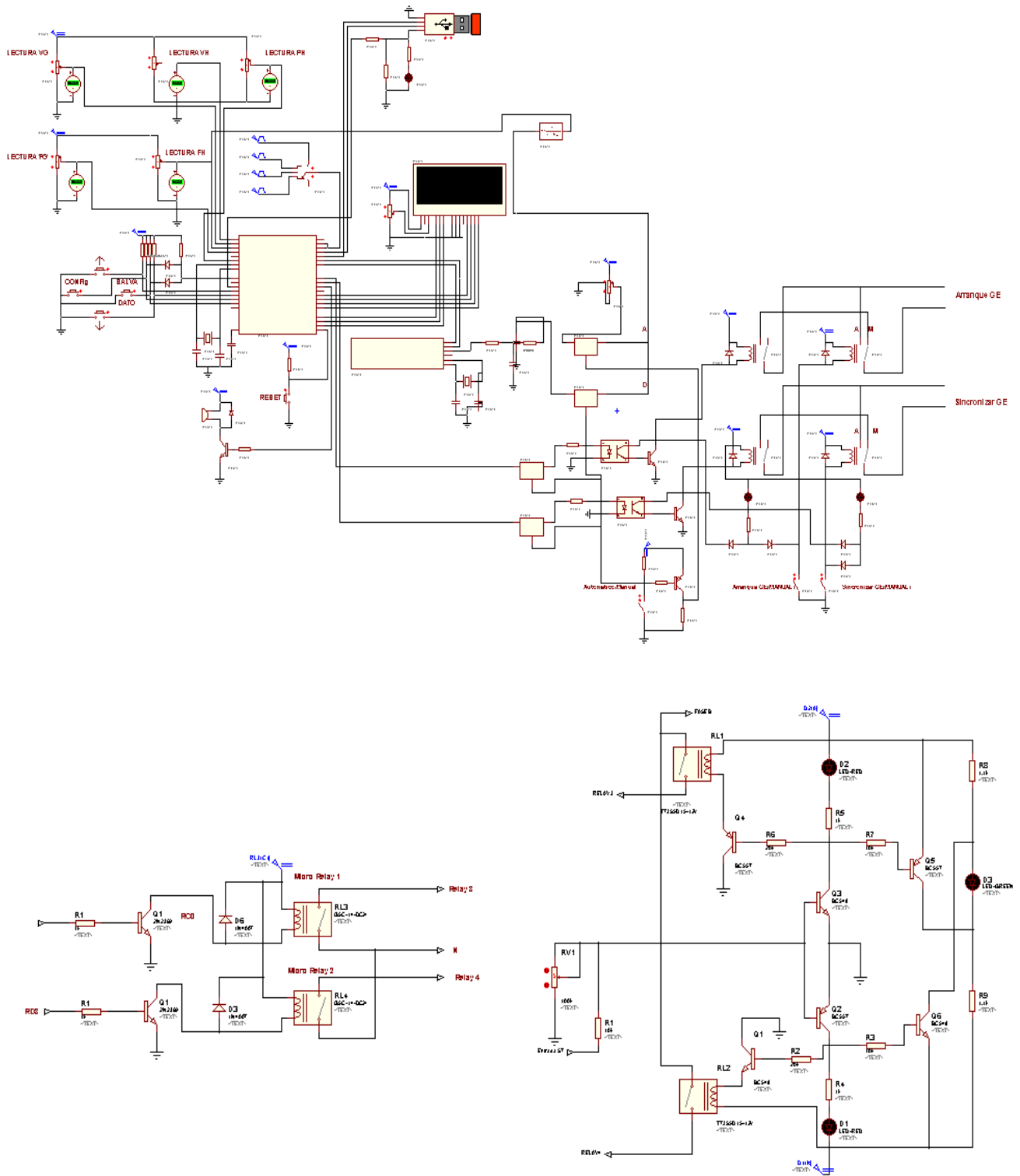
Safety:	IEC 1010
Protection:	IEC 529
Transducer standard:	IEC 688
Electromagnetic compatibility:	IEC 801,EN50081-2 EN50082-2

Diagrama de conexión
Wiring diagram



CW-TAN

Anexo 5: Circuito del sincronizador automático hidro-diésel diseñado



Anexo 6: Características del relé OMRON G2E

■ Coil Ratings

General-purpose Relays

Rated voltage		5 VDC	6 VDC	9 VDC	12 VDC	24 VDC
Rated current		89.3 mA	75 mA	50 mA	37.5 mA	18.8 mA
Coil resistance		56 Ω	80 Ω	180 Ω	320 Ω	1,280 Ω
Coil inductance (H) (ref. value)	Armature OFF	0.044	0.067	0.137	0.229	0.94
	Armature ON	0.091	0.136	0.297	0.496	2.1
Must operate voltage	70% max. of rated voltage					
Must release voltage	10% min. of rated voltage					
Max. voltage	120% of rated voltage at 23°C, 110% at 60°C					
Power consumption	Approx. 450 mW					

High-sensitivity Relays

Rated voltage		5 VDC	6 VDC	9 VDC	12 VDC	24 VDC
Rated current		41.7 mA	33.3 mA	22.5 mA	17.1 mA	8.6 mA
Coil resistance		120 Ω	180 Ω	400 Ω	700 Ω	2,800 Ω
Coil inductance (H) (ref. value)	Armature OFF	0.055	0.083	0.165	0.228	1.465
	Armature ON	0.092	0.129	0.303	0.504	2.287
Must operate voltage	80% max. of rated voltage					
Must release voltage	10% min. of rated voltage					
Max. voltage	140% of rated voltage at 23°C, 130% at 65°C					
Power consumption	Approx. 200 mW					

Note: 1. The rated current and coil resistance are measured at a coil temperature of 23°C with a tolerance of $\pm 10\%$.
2. Operating characteristics are measured at a coil temperature of 23°C.

■ Contact Ratings

Item	Single crossbar		Bifurcated crossbar	
	Resistive load ($\cos\phi = 1$)	Inductive load ($\cos\phi = 0.4$; L/R = 7 ms)	Resistive load ($\cos\phi = 1$)	Inductive load ($\cos\phi = 0.4$; L/R = 7 ms)
Rated load	0.5 A at 110 VAC; 1 A at 24 VDC	0.2 A at 110 VAC; 0.3 A at 24 VDC	0.5 A at 110 VAC; 1 A at 24 VDC	0.2 A at 110 VAC; 0.3 A at 24 VDC
Contact material	AgPd (Au-clad)			
Rated carry current	2 A			
Max. switching voltage	125 VAC, 60 VDC			
Max. switching current	1 A			
Max. switching capacity	120 VA, 30 W	60 VA, 15 W	120 VA, 30 W	60 VA, 15 W
Min. permissible load	1 mA at 5 VDC		0.1 mA at 0.1 VDC	

■ **Characteristics**

Contact resistance	50 mΩ max.
Operate time	General-purpose type: 5 ms max. (mean value: approx. 2.5 ms) High-sensitivity type: 7 ms max. (mean value: approx. 3.5 ms)
Release time	3 ms max. (mean value: approx. 0.8 ms)
Bounce time	Operate: 0.8 ms max. (high-sensitivity type: approx. 0.6 ms) Release: 4.4 ms max. (high-sensitivity type: approx. 5.4 ms)
Max. operating frequency	Mechanical: 18,000 operations/hr Electrical: 1,800 operations/hr (under rated load)
Insulation resistance	100 MΩ min. (at 500 VDC)
Dielectric withstand voltage	500 VAC, 50/60 Hz for 1 min between coil and contacts 500 VAC, 50/60 Hz for 1 min between contacts of same polarity
Vibration resistance	Destruction: 10 to 55 Hz, 3.3-mm double amplitude Malfunction: 10 to 55 Hz, 3.3-mm double amplitude
Shock resistance	Destruction: 1,000 m/s ² (approx. 100G) Malfunction: 200 m/s ² (approx. 20G)
Life expectancy	Mechanical: 10,000,000 operations min. (at 18,000 operations/hr) Electrical: DC: 500,000 operations min. (1 A at 24 VDC resistive load) AC: 200,000 operations min. (0.5 A at 110 VAC resistive load) (at 1,800 operations/hr)
Ambient temperature	Operating: -25°C to 60°C (with no icing) (high-sensitivity type: -25°C to 65°C)
Ambient humidity	Operating: 35% to 85%
Weight	Approx. 3.7 g

Anexo 7: Características del relé NAIS JS1a-12V

SPECIFICATIONS

Contact

Arrangement	1 Form A, 1 Form C	
Initial contact resistance, max. (By voltage drop 6 V DC 1 A)	100 mΩ	
Contact material	Silver alloy	
Rating (resistive load)	Nominal switching capacity	10 A 250 V AC 10 A 125 V AC 6 A 277 V AC
	Max. switching power	2,500 VA
	Max. switching voltage	250 V AC, 100 V DC
	Max. switching current	10 A (AC), 5 A (DC)
Expected life (min. ope.)	Mechanical (at 180 cpm)	10 ⁷
	Electrical at 10 A 125 V AC, 6 A 277 V AC resistive (at 20 cpm)	10 ⁶
	10 A 250 V AC resistive (at 20 cpm)	5 × 10 ⁴ (No contact only)

Coil

Nominal operating power	360 mW
-------------------------	--------

Remarks

- * Specifications will vary with foreign standards certification ratings.
- ^{†1} Detection current: 10mA
- ^{†2} Excluding contact bounce time
- ^{†3} Half-wave pulse of sine wave: 11ms; detection time: 10μs
- ^{†4} Half-wave pulse of sine wave: 6ms
- ^{†5} Detection time: 10μs
- ^{†6} Refer to 5. Conditions for operation, transport and storage mentioned in AMBIENT ENVIRONMENT (Page 24).
- ^{†7} When using relays in a high ambient temperature, consider the pick-up voltage rise due to the high temperature (a rise of approx. 0.4% V for each 1°C/33.8°F with 20°C/68°F as a reference) and use a coil impressed voltage that is within the maximum allowable voltage range.

Characteristics

Max. operating speed	20 cpm	
Initial insulation resistance	Min. 100 MΩ (at 500 V DC)	
Initial breakdown voltage ^{*1}	Between open contacts	750 Vrms for 1 min.
	Between contacts and coil	1,500 Vrms for 1 min.
Operate time ^{*2} (at nominal voltage)	Approx. 10 ms	
Release time(without diode) ^{*2} (at nominal voltage)	Approx. 10 ms	
Temperature rise (at nominal voltage)	Max. 35°C	
Shock resistance	Functional ^{*3}	Min. 98 m/s ² {10 G}
	Destructive ^{*4}	Min. 980 m/s ² {100 G}
Vibration resistance	Functional ^{*5}	Approx. 98 m/s ² {10 G}, 10 to 55 Hz at double amplitude of 1.6 mm
	Destructive	Approx. 117.6 m/s ² {12 G}, 10 to 55 Hz at double amplitude of 2 mm
Conditions for operation, transport and storage ^{*6} (Not freezing and condens- ing at low temperature)	Ambient temp. ^{*7}	-40°C to +85°C -40°F to +185°F
	Humidity	5 to 85% R.H.
Unit weight	Approx. 12 g .423 oz	