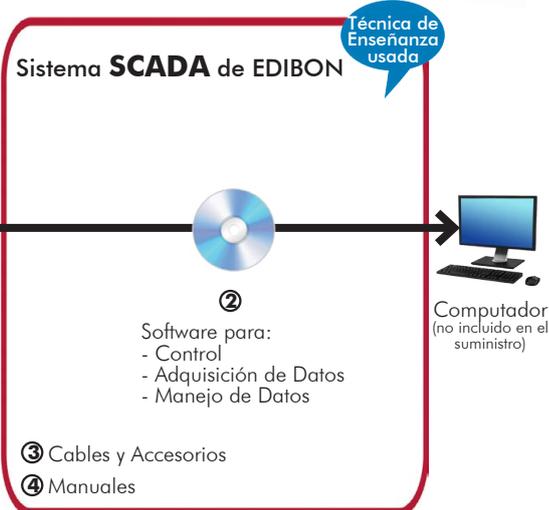




① Equipo: AEL-EPP. Aplicación de Centrales de Energía



* El suministro mínimo siempre incluye: 1 + 2 + 3 + 4 (Computador no incluido en el suministro)

Características principales:

- **Sistema SCADA con Control Avanzado en Tiempo Real.**
- **Control Abierto + Multicontrol + Control en Tiempo Real.**
- **Software de Control EDIBON específico, basado en LabVIEW.**
- **Compatibilidad del equipo con un proyector y/o una pizarra electrónica, que permiten explicar y demostrar el funcionamiento del equipo a toda la clase al mismo tiempo.**
- **Preparado para realizar investigación aplicada, simulación industrial real, cursos de formación, etc.**
- **El usuario puede realizar las prácticas controlando el equipo a distancia, y además es posible realizar el control a distancia por el departamento técnico de EDIBON.**
- **El equipo es totalmente seguro, ya que dispone de 4 sistemas de seguridad (mecánico, eléctrico, electrónico y por software).**
- **Diseñado y fabricado bajo varias normas de calidad.**
- **Software ICAI opcional para crear, editar y llevar a cabo ejercicios prácticos, tests, exámenes, cálculos, etc. Además de monitorizar el progreso y conocimiento alcanzado por el usuario.**
- **Este equipo se ha diseñado para poder integrarse en futuras expansiones. Una expansión típica es el Sistema SCADA NET de EDIBON (ESN) que permite trabajar simultáneamente a varios estudiantes con varios equipos en una red local.**

**CONTROL ABIERTO
+
MULTICONTROL
+
CONTROL EN TIEMPO REAL**



www.edibon.com
↳ PRODUCTOS
↳ 5.- ENERGÍA



Certificado de Aprobación del Sistema de Gestión de Calidad



Certificado Unión Europea (seguridad total)



Normativas UL y CSA (Todos nuestros productos cumplen con la normativa vigente de UL y CSA)



Certificado de Aprobación del Sistema de Gestión Ambiental



Certificado de Pertenencia a la Asociación Mundial Worlddidac

TABLE OF CONTENTS

7	MANUAL DE EJERCICIOS PRÁCTICOS	2
7.1	DESCRIPCIÓN.....	2
7.1.1	Introducción.....	2
7.1.2	Posibilidades prácticas en la Generación.....	3
7.2	DESCRIPCIÓN DE LA APLICACIÓN.....	5
7.3	TEORÍA.....	6
7.3.1	Introducción: Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).....	6
7.3.2	Principios de la Termodinámica	8
7.3.3	Plantas de Potencia de Energía Hidráulica	10
7.4	OPERATIVIDAD	26
7.4.1	Software SCADA	26
7.4.2	PSV-HPP-SOF. Simulador de Plantas de Energía Hidroeléctrica	39
7.5	PRÁCTICAS DE LABORATORIO EN SIMULACIÓN.....	50
7.5.1	Práctica 1: Puesta en marcha y régimen nominal de la planta de potencia de energía hidroeléctrica.	50
7.5.2	Práctica 2: Impacto de los rendimientos de la central en las necesidades de potencia hidráulica	54
7.5.3	Práctica 3: Evolución de la reserva del embalse en distintas situaciones de funcionamiento.....	59
7.5.4	Práctica 4: Funcionamiento en régimen de bombeo	63
7.6	PRÁCTICAS DE LABORATORIO EN OPERACIÓN CON EL MANEJO DE HARDWARE	67
7.6.1	Práctica 1: Puesta en marcha de la aplicación	68
7.6.2	Práctica 2: Análisis de comportamiento de la turbina en modo isla	76
7.6.3	Práctica 3: Verificación de alarmas de sobre y subfrecuencia.....	84
7.6.4	Práctica 4: Verificación de alarmas de sobre y subtensión.....	92
7.6.5	Práctica 5: Operación de sincronización automática del generador y la red.....	96
7.6.6	Práctica 6: Operación en sincronización de generador y la red a distintas configuraciones de la planta y regímenes de trabajo	106
7.6.7	Práctica 7: Verificación de la alarma de límite inferior	110

7 MANUAL DE EJERCICIOS PRÁCTICOS

7.1 DESCRIPCIÓN

7.1.1 Introducción

Actualmente se dispone de un amplio conocimiento sobre la necesidad de abandonar el uso de combustibles fósiles, facilitando la integración masificada de energías renovables, permitiendo el alcance de los objetivos en materia de cambio climático y dirigiéndonos hacia la descarbonización total de la economía.

La relevancia de los combustibles convencionales en la matriz energética deberá reducirse paulatinamente hasta alcanzar una porción mínima del consumo de energía primaria. Esta reducción irá ligada necesariamente a un aumento de las centrales de energías renovables, destacando entre ellas las hidroeléctricas por las siguientes razones:

- Lógicamente, no requieren de un combustible fósil, utilizando una forma renovable de energía repuesta por la naturaleza.
- Es limpia, sin contaminación directamente asociada, pudiéndose producir trabajo a temperatura ambiente.
- Van asociadas con otros beneficios ligados con el control de agua, como el riego o la protección contra inundaciones.
- La turbina hidráulica es una máquina sencilla, eficiente y segura, pudiéndose poner en marcha y detenerse en poco tiempo.

Por estas razones, la generación energética a partir de flujos de agua

supone la fuente de energía renovable más explotada en el mundo para obtener electricidad y la cuarta parte de la producción eléctrica total, a causa de su sencillez de operación y su adaptabilidad a distintos entornos. Así, un sistema de pequeña escala puede contribuir a fortalecer la red interconectada y permitir la electrificación de zonas aisladas.

Así, se puede transformar a diferentes escalas, existiendo desde hace siglos pequeñas explotaciones en las que la corriente de un río mueve un rotor de palas y genera un movimiento aplicado, por ejemplo, en molinos rurales. No obstante, la utilización más significativa la constituyen las centrales hidroeléctricas de presas.

Estas presas representan un sistema energético renovable que permite adecuarse a la demanda haciendo uso del concepto de almacenamiento. Así, mediante un sistema de bombeo se contribuirá a que la oferta se adecue al perfil de demanda diario, proporcionando flexibilidad entre generación y consumo.

Por todo ello, el software SCADA de Simulación de Plantas de Potencia ofrece al usuario la posibilidad de simular diferentes tipos de plantas de generación de potencia con el objetivo de visualizar y entender el funcionamiento y los elementos principales que se pueden encontrar en plantas reales.

7.1.2 Posibilidades prácticas en la Generación

Como se conoce, este software opcional de simulación se englobará en varias aplicaciones de redes eléctricas inteligentes, diseñadas para el estudio de los sistemas eléctricos de potencia de Smart Grids.

De esta forma, el equipo de generación se ha diseñado para que pueda ser manejado en modo real con el conjunto completo AEL-EPP, teniendo las

siguientes funcionalidades esenciales:

- Control automático de la tensión y frecuencia del generador en modo isla con el software SCADA.
- Operación de sincronización automática del generador síncrono con la red con el software SCADA.

A partir de estas funciones esenciales, se desarrollarán el conjunto de prácticas de laboratorio en modo real, integrando la operatividad de una planta hidroeléctrica.

7.2 DESCRIPCIÓN DE LA APLICACIÓN

Este software ha sido diseñado por EDIBON con el objetivo de mostrar al usuario los principios básicos de funcionamiento de las plantas de potencia de energía hidráulica, mostrando de forma didáctica los elementos y parámetros presentes en el proceso de generación, así como las interrelaciones entre dichos parámetros mediante los modelos matemáticos integrados en cada simulador.

De esta manera el usuario podrá llevar a cabo la simulación de la planta de potencia, a través de la simulación de diferentes situaciones, controlando y modificando a la vez su configuración interna para observar y comprender su efecto tanto en la generación de potencia como en otros parámetros de dicha planta.

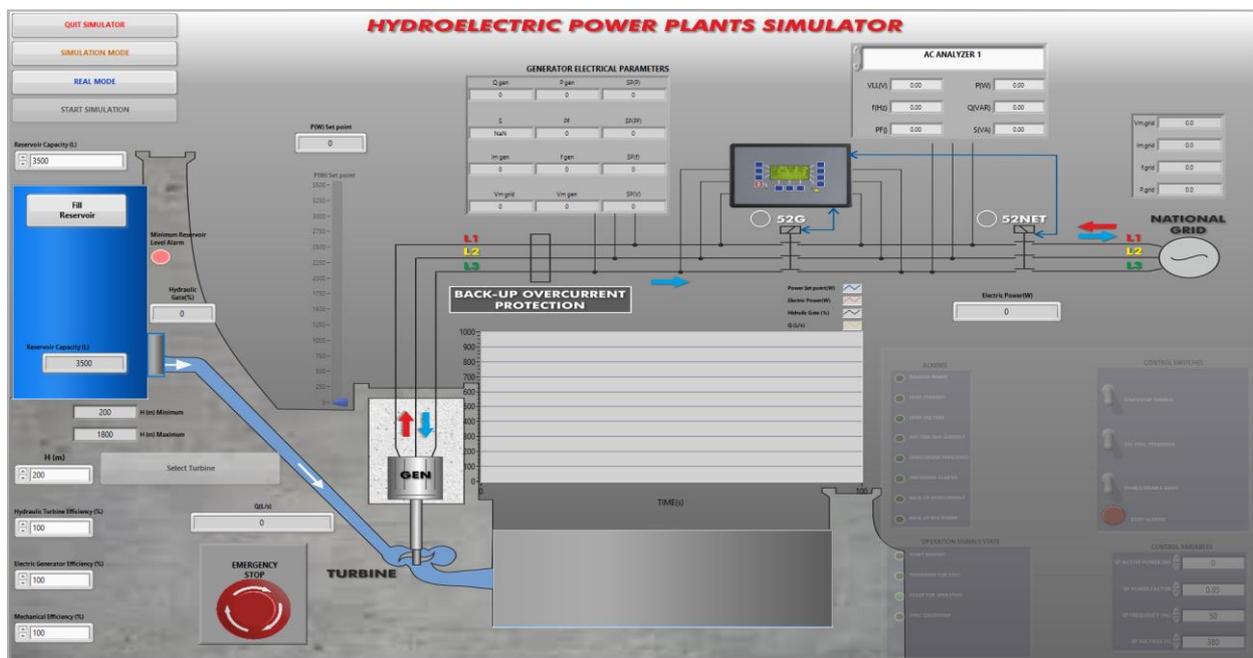


Figura 1. PSV-HPP-SOF. Simulador de plantas de energía hidroeléctrica

7.3 TEORÍA

7.3.1 Introducción: Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)

Un SEP se puede definir cómo el conjunto de instalaciones y equipos empleados para producir, transportar y distribuir energía eléctrica a los usuarios de una zona, país o región con el objetivo de abastecer a todos los usuarios de la manera más económica y con el máximo nivel posible de calidad y seguridad.

En todo sistema eléctrico de potencia se diferencian tres partes fundamentales:

- **Generación:** Corresponde a la producción de energía eléctrica llevada a cabo en diferentes tipos de centrales o plantas de potencia (de vapor, nucleares, hidroeléctricas, solares etc).
- **Transmisión o transporte:** Corresponde al transporte de la energía eléctrica a través de las redes de transmisión desde las plantas de potencia hasta los centros de consumo.
- **Distribución:** Corresponde a la canalización de la energía eléctrica desde los puntos de conexión con la red de transmisión hasta los consumidores finales.

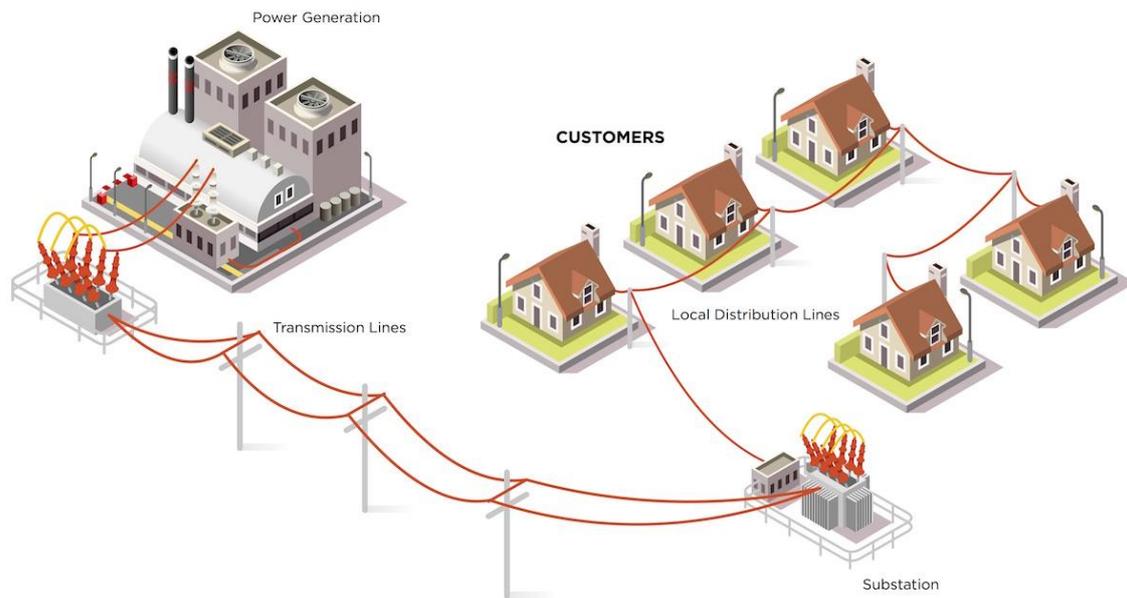


Figura 2. Sistema eléctrico de potencia

7.3.2 Principios de la Termodinámica

Los principios de la termodinámica definen cantidades físicas fundamentales (temperatura, energía y entropía) de los sistemas termodinámicos y son esenciales para entender los procesos que se dan en los ciclos de generación de potencia:

- Principio 0 de la termodinámica. Si dos sistemas están en equilibrio térmico independientemente con un tercer sistema, deben estar en equilibrio térmico entre Sí.
- Primer principio: El incremento de la energía interna de un sistema cerrado es igual al calor suministrado al sistema (Q) menos el trabajo hecho por el sistema (W).

$$\Delta U_s = Q - W$$

De acuerdo con esta primera ley, aplicada a los balances de energía en los distintos dispositivos, se podrá determinar el calor o trabajo en cada uno de ellos de acuerdo a la variación de entalpía.

$$w = \Delta h$$

$$q = \Delta h$$

- Segundo principio: No hay ninguna transformación termodinámica cuyo único efecto sea transferir calor de un foco frío a otro caliente. Esto significa que el calor sólo fluye del cuerpo de mayor temperatura al de menor.

- Tercer principio: No existe ningún proceso capaz de reducir la temperatura de un sistema al cero absoluto en un número finito de pasos.

De acuerdo a estas leyes y haciendo uso de distintas ecuaciones de la termodinámica se pueden obtener las expresiones fundamentales de los procesos existentes en el aprovechamiento de la energía hidráulica.

7.3.3 Plantas de Potencia de Energía Hidráulica

En el origen del proceso, el sol calienta las masas de agua, de su evaporación se forman nubes y eventualmente lluvia que fluye a través de caudalosos ríos. El agua que fluye en estos ríos tiene una enorme cantidad de energía mecánica potencial, dependiendo de su potencial hidrológico.

Las plantas de potencia hidroeléctricas se fundamentan por el desvío temporal de una parte de este caudal de la corriente de agua para la producción de energía hidroeléctrica, que hace referencia a la propia fuerza que tiene este caudal de agua al caer desde una cierta altura a un nivel inferior. Esta energía potencial puede ser transferida a un eje rotatorio, propio de una turbina, transformándose en energía mecánica.

Por lo tanto, la cantidad de energía disponible en el agua estará relacionada directamente con la cantidad de agua empleada, es decir, el caudal máximo turbinable así como de la altura, caída útil o salto geodésico, es decir, la diferencia de altura entre el punto de bocatoma y la casa de máquinas. Estos dos parámetros representan el potencial hidrológico del embalse.

Se debe tener presente que la potencia generada por la central también dependerá de las características de las turbinas y de los generadores usados en la transformación, como se mostrará en los apartados siguientes.

Paralelamente, otra de las características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de la capacidad de generación, es la propia energía garantizada en un lapso de tiempo, es decir, el volumen útil del embalse.

7.3.3.1 Tipos de centrales hidroeléctricas

Dependiendo de sus características técnicas y su funcionamiento, se

pueden clasificar las centrales hidroeléctricas en los siguientes 3 grupos principales.

Dependiendo de su concepción arquitectónica:

- Plantas al aire libre, que suelen ser centrales a pie de presa, conectadas al embalse mediante una tubería a presión. Este será el tipo de planta simulada en el software PSV-HPP-SOF.
- Plantas en caverna, conectadas por medio de túneles y tuberías.

Dependiendo del régimen de flujo:

- Centrales de agua fluyente o filo de agua, que emplean parte del flujo de un río para la generación. No disponen de embalse, de manera que operan continuamente, limitándose por la capacidad del río.
- Plantas de embalse, las cuales utilizan un embalse para almacenar agua, disponiendo reservas para la producción.
- Plantas de bombeo o reversible, son centrales de embalse con capacidad para de realizar el proceso energético inverso, es decir, aumentar la energía potencial del agua, subiéndola al embalse, mediante el consumo energético de la red. Este será el tipo de planta simulada en el software PSV-HPP-SOF.

Dependiendo del salto geodésico: Estas centrales se definirán según la altura de caída de agua que, a su vez, delimita el tipo de turbina empleado. Como este factor tiene un efecto directo en la operatividad del software, se desarrollarán las condiciones de funcionamiento de cada tipología de central en el apartado siguiente.

7.3.3.2 Turbinas hidráulicas

Como ya conocemos, el agua en su caída entre dos niveles del cauce se hace fluir por una turbina hidráulica la cual transmite la energía a un generador donde se transforma en energía eléctrica.

Una turbo máquina consta fundamentalmente de una rueda de alabes y un rodete, que gira libremente alrededor de un eje cuando pasa un fluido por su interior, en nuestro caso particular, agua. Estas turbinas se pueden dividir por el modo en que convierten la energía potencial del fluido en energía cinética en el eje. Así, se dispone de:

- Turbinas de acción: La transformación de energía se produce en los órganos fijos anteriores al rodete (inyectores o toberas). En consecuencia, el rodete solo recibe energía cinética. Industrialmente, destacan las turbinas Pelton
- Turbinas de reacción: La transformación se realiza íntegramente en el rodete. Industrialmente, destacan las turbinas Francis y Kaplan.

La altura de caída del agua fijará la presión de funcionamiento de la turbina, de forma que, dependiendo del diseño de ésta, la central se podrá clasificar en los siguientes tipos.

- Centrales de muy baja presión: son nuevas centrales emergentes, donde el desnivel es inferior a 4 metros y las turbinas Kaplan no son aptas.
- Centrales de baja presión – Kaplan y Francis: centrales con desnivel de agua inferior a 20 metros. Siendo dominante el uso de turbinas Kaplan, también pueden operar las Francis.

- Centrales de media presión – Francis y Kaplan: plantas con caídas superiores a 20 metros e inferiores a 200 metros. Siendo dominante el uso de turbinas Francis, también pueden operar las turbinas Kaplan.
- Centrales de alta presión – Pelton y Francis: centrales con saltos de agua superiores a 200 metros. Siendo dominante el uso de turbinas Pelton, también pueden operar las Francis.

Asimismo, en el software PSV-HPP-SOF se han definido tres tipos de turbina, dependiendo de la altura de operación del embalse deseada. Los distintos tipos de turbina de la central de simulación, junto a sus alturas de operación admisibles se muestran gráficamente a continuación.

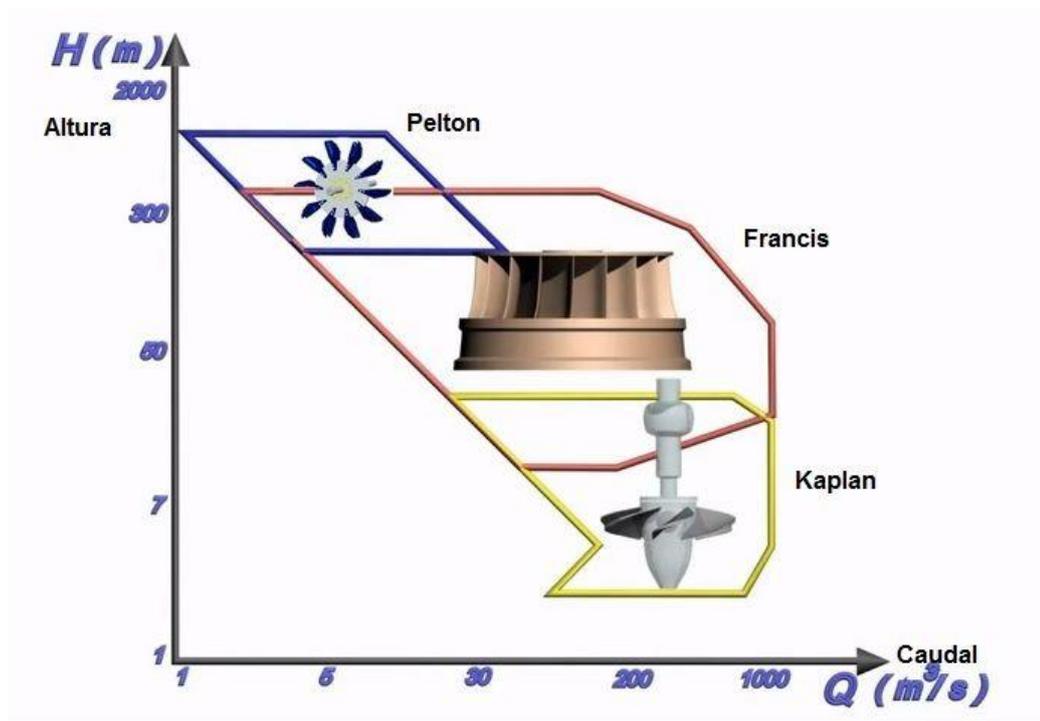


Figura 3: Operatividad de las turbinas hidráulicas

De esta forma, las alturas de operación admisibles se encontrarán limitados de acuerdo al tipo de turbina. En la aplicación estos límites de caída de agua se aplicarán una vez definido el tipo de turbina, siendo los siguientes para

cada sistema:

- Turbina Pelton
 - Altura mínima del salto: 200 m
 - Altura máxima del salto: 180 m
- Turbina Francis
 - Altura mínima del salto: 40
 - Altura máxima del salto: 550
- Turbina Kaplan
 - Altura mínima del salto: 10
 - Altura máxima del salto: 90

7.3.3.3 Centrales de acumulación por bombeo

Como se ha indicado en la introducción, las presas hidráulicas representan un sistema energético renovable que permite adecuarse a la demanda haciendo uso del concepto de almacenamiento.

Para que este ajuste continuo de producción sea realmente efectivo, se requieren centrales de potencia fácilmente regulable, con flexibilidad de operación, como las centrales de acumulación por bombeo. Esto no ocurre con las centrales de combustible fósil o nuclear, que necesitan horas, dependiendo de las condiciones en las que se produzca el arranque de las mismas.

En centrales con embalse o de regulación, se hace uso del potencial hidroeléctrico mediante la construcción de un embalse. En estas centrales se regulan los caudales de salida para ser turbinados en el momento que se precisen.

Una central hidroeléctrica de bombeo, o reversible, es un tipo especial de central hidroeléctrica que posee dos embalses. El agua contenida en el embalse situado en la cota más baja (embalse inferior) puede ser elevada, durante las horas valle, mediante la bomba o turbina reversible al depósito situado en la cota más alta (embalse superior), con el fin de reutilizarla posteriormente para la producción de energía eléctrica.

En definitiva, estas plantas están concebidas para satisfacer la demanda energética en horas pico y almacenar energía en horas valle, como se ha indicado. De esta forma, mediante el funcionamiento como motor del alternador de la central, se puede contribuir a que la oferta se adecue al perfil de demanda diario, facilitando el desarrollo del sistema eléctrico.

Este ajuste continuo de producción y demanda se alcanza gracias a su

alta velocidad de respuesta ante puntas de demanda, adquiriendo su funcionamiento nominal en pocos minutos.

En caso de quedar aislada una zona de la red por disparo de alguna línea de AT, las centrales de bombeo de la zona podrían restablecer el equilibrio producción-consumo permitiendo que las centrales base, como las térmicas, alteren mínimamente su régimen de funcionamiento, permitiendo una explotación más rentable de estas plantas de generación.

7.3.3.1 Operación en régimen de turbinación

Como se ha mencionado, una característica esencial de este tipo de centrales es la energía garantizada en un lapso de tiempo, es decir, el volumen útil del embalse. Por ello, en el software brindado por EDIBON se ha simulado esta capacidad de generación para conocer las repercusiones reales del consumo de potencia a lo largo del tiempo en el almacenamiento de agua del embalse.

Independientemente del tipo de turbina empleado, se asume que se puede controlar directamente la descarga de la misma, de acuerdo con el grado de carga exigido en función de la potencia nominal del generador. Así, la potencia eléctrica producida viene dada por la siguiente ecuación:

$$P(t)_{elec} = k \cdot q(t) \cdot \Delta h \cdot \gamma \cdot g \cdot \eta_g \cdot \eta_m \cdot \eta_T \text{ [kW]}$$

Donde k es el coeficiente de la turbina, que depende de las características del almacenamiento y de la operación de las unidades, cuyo valor varía en torno a 1, $q(t)$ es el caudal de descarga de la turbina en m^3/s , Δh es la diferencia de alturas en metros, γ es la densidad del fluido en l/m^3 , g es la aceleración de la gravedad en m/s^2 y η_g , η_T , η_m son estimaciones de los

rendimientos de generador, turbina y mecanismos de acoplamiento, respectivamente.

Se debe tener presente que, en el software de EDIBON, la diferencia de alturas Δh representa el salto neto vertical de agua en el aprovechamiento hidroeléctrico, es decir, el paso brusco o caída de masas de agua desde un nivel, a otro inmediatamente inferior. Este salto neto es la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones. Representa la máxima energía que se podrá transformar en trabajo en el eje de la turbina. En una central real, se deberían conocer en detalle las pérdidas de carga, que son las pérdidas por fricción del agua contra las paredes del canal y en la tubería forzada, más las pérdidas ocasionadas por turbulencia, al cambiar de dirección el flujo, al pasar a través de una rejilla o de una válvula, etc. Se miden como pérdidas de presión (o altura de salto) y se calculan mediante fórmulas derivadas de la dinámica de fluidos.

Recordemos que el software del sistema de simulación de plantas hidroeléctricas está diseñado para suministrar una carga determinada, de forma que la potencia eléctrica de generación será un parámetro de entrada. En consecuencia, la variable a determinar será el gasto de diseño o caudal turbinado.

$$q(t) = \frac{P_{elec}(t)}{k \cdot \Delta h \cdot \gamma \cdot g \cdot \eta_g \cdot \eta_m \cdot \eta_T}$$

De esta forma, en funcionamiento, ante una consigna específica de potencia demandada, se provoca una apertura de la válvula proporcional a este requerimiento energético que, a su vez, facilita un aumento de caudal de agua a la entrada de turbina, en aras de aumentar la potencia cinética transmitida e igualar el par resistivo; entonces podrá asumirse el gasto de diseño, considerando ciertas

inercias dinámicas del sistema.

Se debe remarcar que, en centrales hidroeléctricas reales, el rendimiento de la central varía al funcionar las turbinas lejos de su régimen nominal, que generalmente es el de máximo rendimiento. Así, la selección de caudal máximo instalado en nuevas plantas se hace por medio de un estudio técnico-económico basado en variaciones diarias, semestrales y anuales del caudal del río, así como de otros factores como del precio de maquinaria e instalaciones, demanda o precio de venta de energía.

7.3.3.2 Operación en régimen de bombeo (Simulación)

La unidad de bombeo será la turbina actuando como motor, de forma que puede ser modelada de forma similar a las turbina. Así, la potencia absorbida por la bomba viene dada por la siguiente ecuación:

$$P(t)_{bomb} = -P(t)_{elec} = k \cdot q(t) \cdot \Delta h \cdot \gamma \cdot g \cdot \eta_g \cdot \eta_m \cdot \eta_T$$

Donde k es el coeficiente de la turbina, $q(t)$ es el caudal de descarga de la turbina en m^3/s , Δh es la diferencia de alturas en metros, γ es la densidad del fluido en kg/m^3 , g es la aceleración de la gravedad en m/s^2 y η_g , η_T , η_m son estimaciones de los rendimientos de generador, turbina y mecanismos, respectivamente.

De nuevo, el caudal de bombeo será regulable, de acuerdo con la consigna de carga proveniente de la red, ahora negativa para compensar los picos de demanda. Así, se conocerá el caudal de bombeo por medio de la formula siguiente:

$$q(t) = \frac{-P_{elec}(t)}{k \cdot \Delta h \cdot \gamma \cdot g \cdot \eta_g \cdot \eta_m \cdot \eta_T}$$

De forma análoga al funcionamiento en generación, el bombeo de agua para la adecuación del perfil de demanda diario y el almacenamiento para uso posterior, se realizará de forma limitada, de acuerdo con la cantidad de agua bombeada anteriormente y la capacidad del embalse inferior, que será correspondiente con la del superior. A diferencia del funcionamiento en generación, el embalse inferior no tiene límite de almacenamiento inferior, bombeando hasta acabar con las existencias de agua.

Ahora bien, se deben tener presente que el funcionamiento en régimen de bombeo solo podrá realizarse de forma simulada en el software de EDIBON, no siendo implementado en modo real, donde se opera con el conjunto hardware de turbina, servomotor y generador.

7.3.3.3 Operación en vacío (Real)

A continuación se describirá la dinámica de la puesta en funcionamiento de la turbina real, es decir, cuando se opere con el conjunto hardware, ya sea en isla o en sincronización a red. Así, se ha establecido un régimen de trabajo transitorio previo a la generación de potencia donde la máquina trabajará en vacío.

De esta forma, para el arranque de la turbina se ha estimado un caudal de agua (Q) correspondiente al 5% de la abertura de compuerta hidráulica de admisión. Esta abertura facilitará la entrada de la cantidad mínima de caudal requerida para vencer las inercias de la turbina hasta alcanzar la velocidad de régimen permanente.

Entonces, el rango de admisión de la compuerta comprendido entre 5 y 100% es el rango de operación en el que trabajará la turbina, correspondiendo el máximo a la potencia nominal real. Estos puntos intermedios de operación, variarán en función de los requerimientos energéticos que, a su vez, se establecerán de acuerdo con el régimen de funcionamiento:

- **Funcionamiento en isla.**

En modo isla, las cargas cableadas al sistema de generación fijarán la potencia eléctrica producida y, en definitiva, la abertura de la compuerta. De esta forma, se deshabilitará el mando de ajuste de potencia eléctrica ([Parámetros de entrada](#)), estableciéndose un porcentaje de la potencia nominal, en función de la carga.

- **Funcionamiento en sincronización a red.**

Cuando la planta de generación opere en sincronismo con la red, la abertura de la compuerta se establecerá por el usuario, de acuerdo con el SP marcado en el mando de ajuste de potencia eléctrica.

7.3.3.3.4 Sistema dinámico de almacenamiento

En plantas reales, la elección de la forma del depósito afectará el volumen total almacenable e influirá en la impermeabilización del embalse. Se busca un volumen de almacenamiento máximo, pero siempre hay que tener en cuenta el movimiento de tierras y el coste de este.

Para mostrar el sistema dinámico de vaciado de la presa de forma visual y didáctica, el software PSV-HPP-SOF ofrece la posibilidad de establecer un volumen máximo de agua, en relación a su propia energía potencial inherente. Esta relación de variables se muestra en las formulas siguientes:

$$E_{pot} = m \cdot \Delta h \cdot g$$

Donde Δh es la diferencia de alturas en metros, g es la aceleración de la gravedad en m/s^2 y m es la masa del agua en el interior de la balsa, cuyo valor dependerá del volumen total de la balsa, como se muestra a continuación:

$$m = V \cdot \rho$$

Siendo V el volumen máximo admisible en la balsa y ρ la densidad del agua.

De esta forma, se estimará la capacidad máxima de agua en la balsa en litros (equivalente a dm^3 para el agua) o m^3 , dependiendo del funcionamiento en real con hardware o mediante simulación, respectivamente. Al establecer esta capacidad disponible total, en el software podremos observar el vaciado progresivo de la balsa, de acuerdo con el caudal de descarga, en función de los requerimientos de carga, los rendimientos del sistema y la caída útil.

Por simplicidad, no se ha considerado el Teorema de Torricelli en el vaciado de la presa, de forma que el tiempo de vaciado únicamente dependerá de la abertura de la válvula de admisión que, a su vez, se establecerá en función de las condiciones de demanda. En consecuencia, cuando la planta esté en funcionamiento, la energía o capacidad disponible restante en la balsa en cada instante de tiempo se podrá estimar con la formula siguiente:

$$C_1 = C_0 - Q \cdot t$$

Esta fórmula se cumple para el primer ciclo de funcionamiento, donde C_0 es la reserva máxima estimada por el usuario. Para el resto de ciclos de funcionamiento se establece:

$$C_2 = C_1 - Q \cdot t$$

Siendo la formula general:

$$C_n(t) = C_{n-1}(t) - Q \cdot t$$

Se debe tener presente que, como sucedía con la capacidad total, se modificará las unidades de operación, para adaptarse a las condiciones técnicas de la máquina síncrona real. Así, en simulación se manejarán capacidades en m^3/s y en real, l/s.

De forma lógica, el vaciado de agua se realizará hasta agotar las existencias del embalse. Sin embargo, cuando el nivel de agua se encuentre por debajo del 30%, correspondiente a la cota superior de la válvula de admisión, saltará una alarma de nivel mínimo que detendrá la simulación de forma casi

inmediata. En caso de trabajar en sincronismo con la red, esta detención será paulatina para evitar la aceleración brusca de la turbina provocada por la desconexión súbita, hasta que el controlador realice la desaceleración hasta que pueda abrirse el interruptor de red y provocar el desenganche.

Paralelamente, por lo que al bombeo reversible respecta, el proceso es idéntico al descrito, pero en un proceso invertido, es decir, la capacidad de bombeo disponible se establecerá de acuerdo con la energía previamente turbinada. De esta forma, la capacidad energética de reversión en el inicio del funcionamiento de la central será cero. Así, la ecuación que define la reserva de bombeo es la siguiente:

$$C_{res}(t) = C_0 - C_n(t)$$

Donde C_0 es la reserva de energía máxima estimada por el usuario y $C_n(t)$ la energía restante en el embalse en cada ciclo de operación. Hay que tener presente que la energía obtenida al turbinar una determinada cantidad de agua es menor que la consumida durante el bombeo de elevación, a causa de las pérdidas asociadas al doble proceso de conversión.

A diferencia de la presa superior, en la inferior no se dispone de sensor de nivel mínimo.

7.3.3.4 Funcionamiento del grupo motor

7.3.3.4.1 Generadores

Solidario con el eje de la turbina, gira un generador o alternador de corriente continua, utilizado para excitar magnéticamente los polos del estator del generador, creando un campo magnético que posibilita la generación de corriente alterna en el rotor.

De esta forma, el generador es una máquina eléctrica encargada de transformar la energía mecánica de rotación en energía eléctrica, mediante la inducción electromagnética.

En los generadores síncronos, como el del equipo de EDIBON, la conversión de energía mecánica en eléctrica se produce a una velocidad de sincronismo constante, que dependerá de la frecuencia de la red y el número de polos del generador.

El campo magnético estará creado por el movimiento de las bobinas electrificadas en los polos del rotor, por lo que debe circular corriente eléctrica continua, llamada corriente de excitación. Se realizarán variaciones de esta corriente de excitación para mantener las condiciones de tensión y frecuencia funcionamiento, como se desarrollará en el apartado siguiente.

7.3.3.4.2 Elementos de regulación

Al producirse una variación de carga en la turbina, provocado por una variación de la demanda eléctrica, se modifica el par resistente que actúa sobre la misma, reduciendo o aumentando el número de revoluciones de la máquina. De esta forma, resulta necesario adaptar el par motor al resistente (fuerza electromotriz inducida), mediante la regulación conveniente de la entrada de agua,

modificando, por consiguiente, el caudal. Con ello, se pretende mantener las revoluciones de la máquina dentro del rango de funcionamiento nominal, a través del equilibrio del trabajo motor y resistente.

En funcionamiento aislado, el controlador de la turbina deberá asegurar el mantenimiento de la frecuencia ante cualquier condición de carga, precisando un sistema de regulación de velocidad y potencia, que operará mediante la apertura de la válvula de caudal.

En el software PSV-HPP-SOF con la turbina asociada, esta regulación de caudal se lleva a cabo de forma simulada por el controlador EASYGEN. Entonces, ante un aumento de carga, que a su vez provoque un aumento de par en el generador (por la f.e.m.), se produciría una disminución de la velocidad de la turbina, de forma que el controlador deberá actuar sobre el par motor a modo compensatorio, a través del variador de frecuencia de la máquina.

A su vez, el control del generador precisará un regulador de tensión que opere sobre la excitación del alternador, manteniendo la tensión dentro de los límites admisibles, cuando se produzcan variaciones de frecuencia.

Por lo que respecta al funcionamiento en conexión a red, el control de la turbina no precisaría estrictamente un regulador de velocidad, puesto que la frecuencia está mantenida por la red, aunque es muy conveniente su instalación. El control del generador, por su parte, se fundamenta en una regulación del factor de potencia, pues al estar fijada la tensión por la red, la variación de excitación modificará la potencia reactiva suministrada por el grupo.

7.4 OPERATIVIDAD

7.4.1 Software SCADA

El software SCADA es utilizado para controlar y visualizar los parámetros de la aplicación siempre que el modo de control SCADA (remote mode) esté habilitado en el switch del módulo N-PSUB2. Hay dos menús a la izquierda de la pantalla:

- (1) Menú para controlar el SCADA y salvar datos.
- (2) Menú de navegación entre las pantallas.
- (3) Diagrama representativo de un sistema de potencia que no necesariamente es el de la aplicación debido a que es modular y flexible (3).

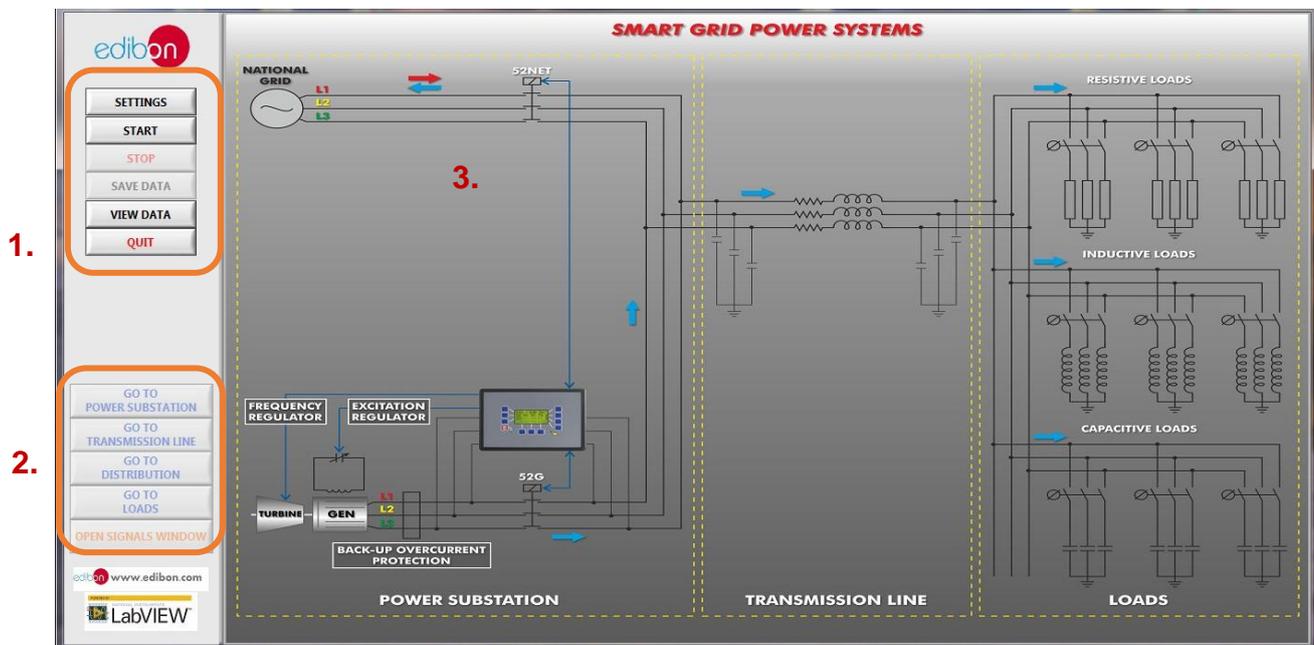


Figura 4: Pantalla principal del software SCADA

En la figura anterior se muestran las diferentes partes de esta pantalla.

La pantalla principal ofrece una visión global de un diagrama eléctrico compuesto por la subestación de generación, transmisión y consumo de energía. A la izquierda se encuentra el menú principal de navegación.

1. Menú de control del SCADA. Este contiene los comandos principales del sistema: configuración de alarmas, encendido/apagado del sistema, almacenamiento de datos y visualización de datos.
 - a. Configuración: esta pantalla permite modificar el nombre de la configuración de las alarmas. Es definido y configurado por Edibon y no debe ser modificado por el usuario ya que estas alarmas corresponden a las salidas digitales del controlador de la turbina.
 - b. Start: este botón permite iniciar el Software de Control SCADA y trabajar con la aplicación. Permite acceder a los submenús de Subestación Eléctrica, Línea de Transmisión, Distribución, Cargas, Fallos, Señales y Simuladores de Centrales Eléctricas.
 - c. Stop: este botón permite detener el software y visualizar los datos guardados durante el ejercicio práctico.
 - d. Guardar datos: este botón permite almacenar todos los parámetros eléctricos del proceso de generación de energía. Todas las corrientes, tensiones, potencias, frecuencias y muchas otras variables pueden ser almacenadas para su posterior visualización en un archivo.
 - e. Ver datos: este botón permite visualizar los datos

almacenados.

f. Salir: este botón permite salir del Software SCADA.

2. Menú de navegación de pantallas. Este menú permite desplazarnos por las diferentes pantallas representativas de las diferentes partes del sistema eléctrico (subestación de potencia, líneas de transmisión, subestación de distribución, cargas, etc.).

3. Diagrama eléctrico representativo de un sistema de potencia

Para conocer los procesos de arranque del software SCADA, así como sus detalles de funcionalidad de las diferentes pantallas estructuradas, consultar el manual AEL-EPP, concretamente el apartado 7.3.9 referente a SCADA software.

7.4.1.1 Pantalla de subestación de potencia

A pesar de enfocarse este manual en el simulador de plantas de energía hidroeléctrica de gas, será interesante remarcar las funcionalidades del software de Subestación de generación, que estará estrictamente enlazado con el primero.

Así, el módulo de Subestación de Generación de Potencia permite llevar a cabo las principales maniobras para realizar el control del grupo motor-generator / turbina-generator, de la misma forma que las señales de control provenientes de la planta generadora.

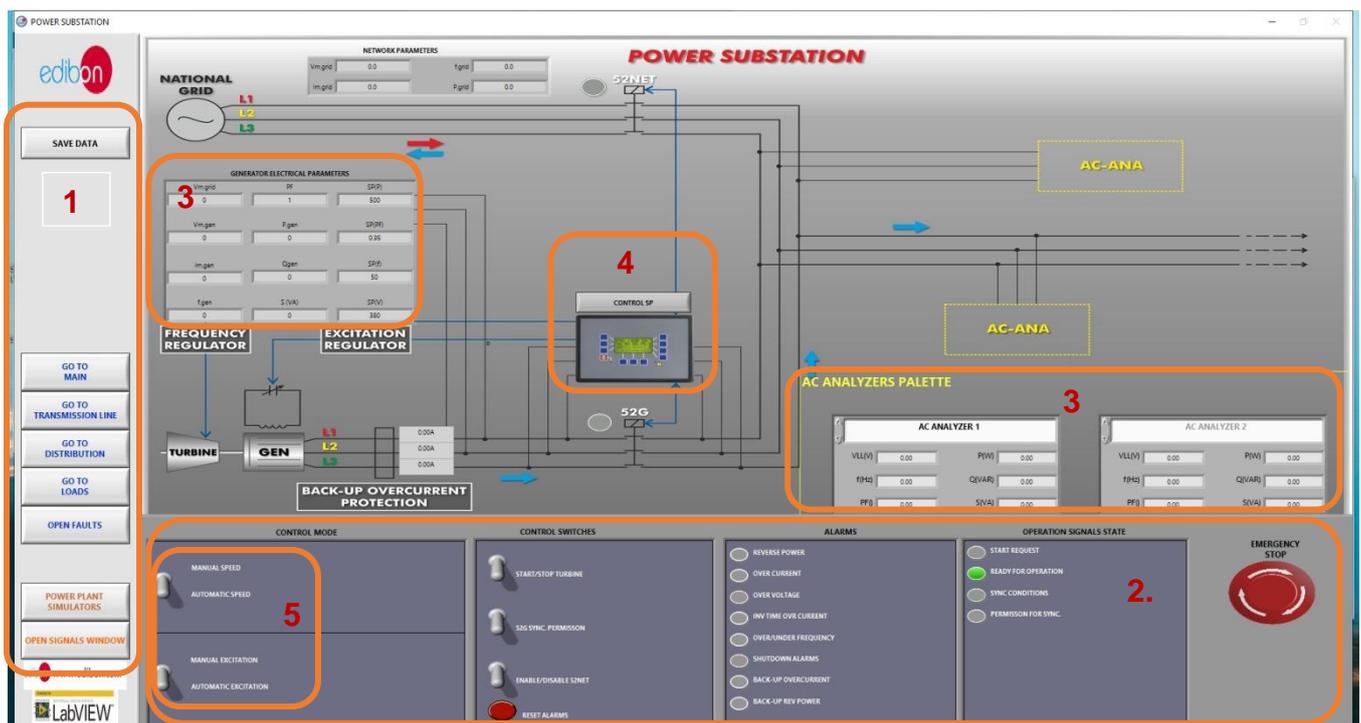


Figura 5: Pantalla de subestación de potencia del software SCADA

Esta pantalla muestra el diagrama trifásico de la subestación de generación de potencia en el que se muestran los parámetros eléctricos de la misma, así como los interruptores, alarmas y señales de operación.

La figura muestra las partes más importantes de esta pantalla:

1. Menú de navegación y botón de almacenamiento de datos. Para saber más acerca de este menú, consultar la descripción principal del mismo en su manual correspondiente AEL-EPP, concretamente al apartado 7.3.9.2.
2. Panel de control de la subestación de potencia. Este panel virtual tiene la misma estructura y distribución de los switches y lámparas que los módulos N-PSUB2 y N-PPCM1. Ir a los párrafos correspondientes de los módulos en su manual para aprender el manejo de este menú.
3. Diagrama de la subestación de potencia. A la derecha de la pantalla se encuentra la “AC analyzers palette” con las medidas de los analizadores de red. Mediante las flechas se puede seleccionar analizador que se desea ver, correspondiéndose con los números puestos por detrás de los módulos. Estos analizadores pueden desplazarse a las posiciones de la pantalla llamadas AC-ANA del diagrama trifásico. Téngase en cuenta que, no por desplazar virtualmente los analizadores, esto va a tener algún efecto sobre el cableado del hardware del equipo.
4. Reguladores de control manual. Estos aparecerán cuando los switches de control manual sean habilitados en el panel de control.

Nuevamente, para conocer más información sobre la pantalla de subestación y conocer las funcionalidades completas, consultar los párrafos del apartado 7.3.9.2 en su manual.

7.4.1.2 Pantalla de cargas

Esta pantalla muestra el diagrama trifásico en el que se muestran cargas trifásicas resistivas, inductivas y capacitivas. Estas cargas son representadas por un banco trifásico para cada tipo de cargas.

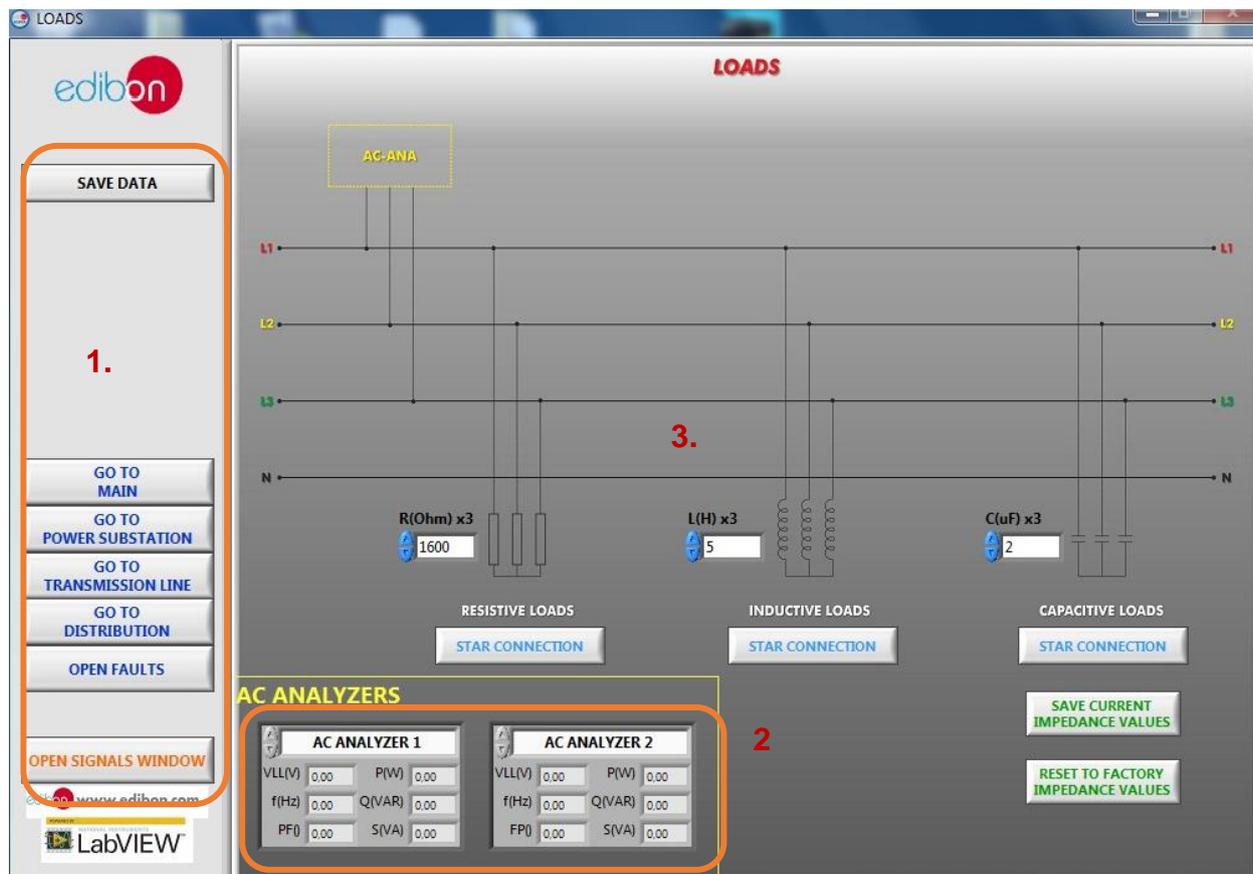


Figura 6: Pantalla de cargas del software SCADA

El usuario introducirá el valor resultante de la suma de cada tipo de carga que se encuentre conectada en el hardware. Por ejemplo, si hay conectadas dos cargas resistivas trifásicas en el sistema real, el valor de la resistencia introducida en el SCADA será: $1600/2 = 800 \Omega$.

La figura 26 muestra las partes principales de esta pantalla:

1. Menú de navegación y botón de almacenamiento de datos. Para

saber más acerca de este menú, ir a la descripción principal del mismo.

2. Paleta de analizadores. Muestra los valores eléctricos medidos por los analizadores. Estos analizadores pueden ser desplazados a las diferentes posiciones de la pantalla nombradas como AC-ANA en el diagrama trifásico.
3. Diagrama de la línea de distribución.

Se ha de tener presente que los valores de las impedancias de línea introducidos en la pantalla del SCADA son meramente informativos y su valor real depende de la conexión de los puentes en el hardware.

7.4.1.3 Pantalla de señales

Para tener acceso a las gráficas que definen el proceso, se debe acceder a la sección de *OPEN SIGNAL WINDOWS*, que se encuentra en la pantalla general de la subestación, como se muestra a continuación:

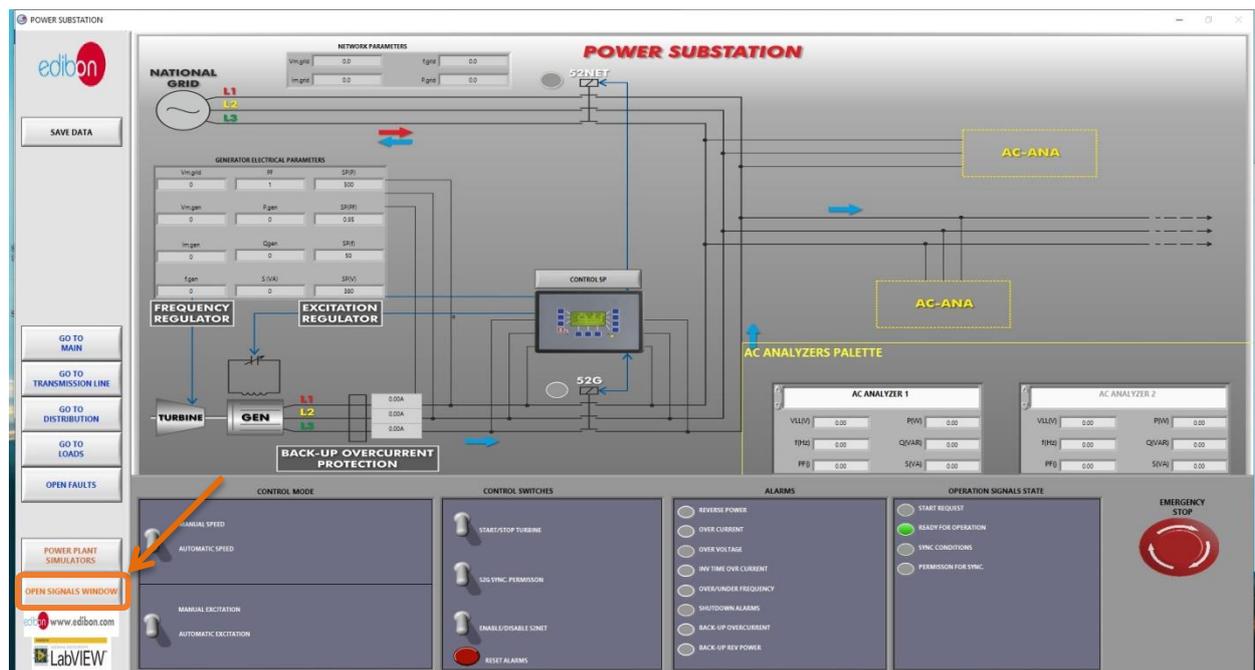


Figura 7: Pantalla de subestación de potencia del software SCADA

La pantalla de señales se divide en dos secciones: Señales VS Tiempo y Diagrama de fasores.

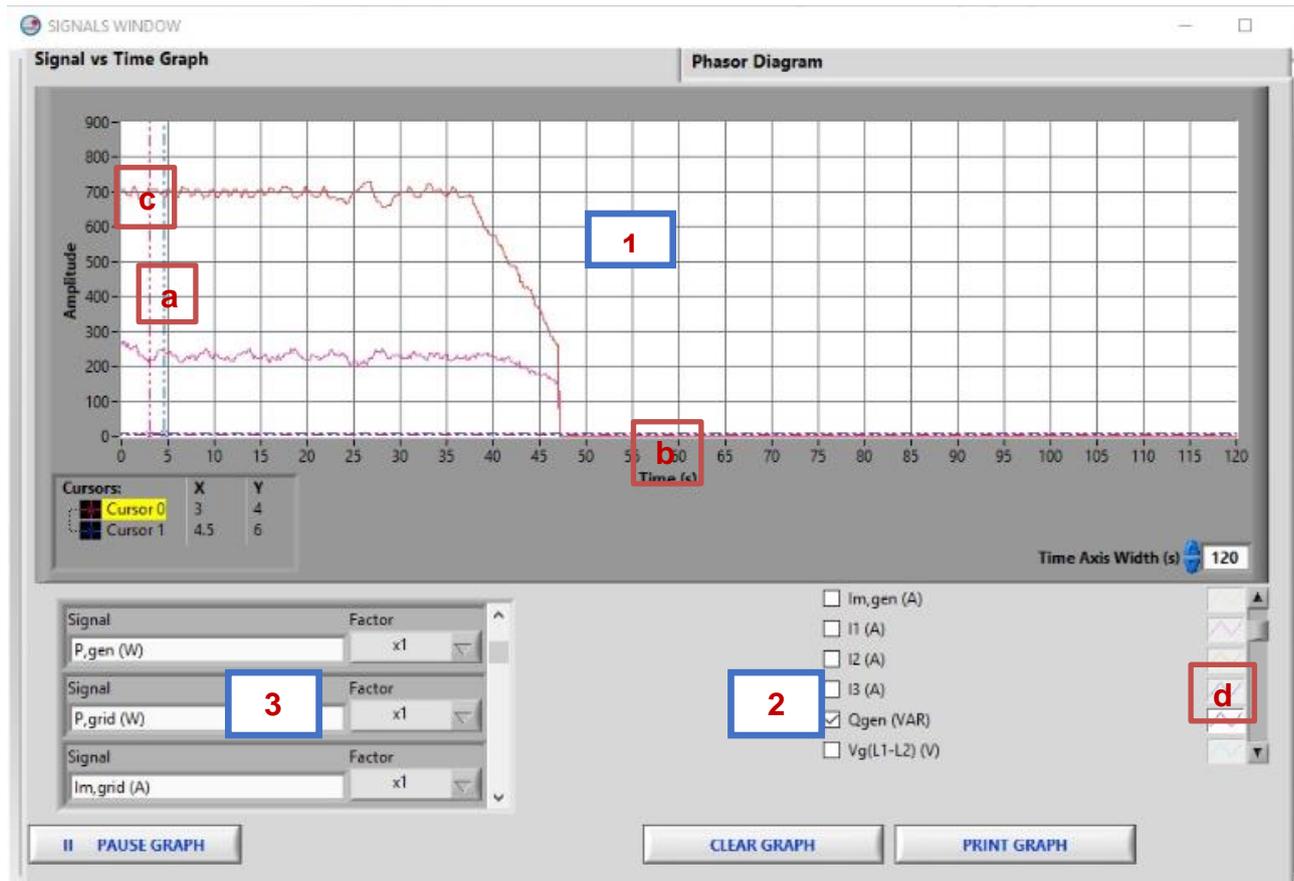


Figure 8: Signals window. Signal vs Time Graph

La gráfica Señales VS Tiempo tiene las siguientes secciones (ver anterior figura):

1. Gráfica de tiempo real. Ésta muestra las variables seleccionadas y es posible tomar medidas usando las escalas de los cursores (a), (b) y (c). Para modificar dichas escalas, hacer click en el número superior y cambiar su valor.
2. Selector de variable. En esta sección pueden ser seleccionadas las variables que se quieren mostrar en tiempo real. Para modificar colores, ancho de líneas, tipo de líneas, etc. hacer click en los iconos indicados al lado de (d) y un nuevo menú aparecerá.

3. Multiplicador de las variables digitales. Se utiliza para escalar las variables digitales y visualizarlas junto con las señales analógicas.

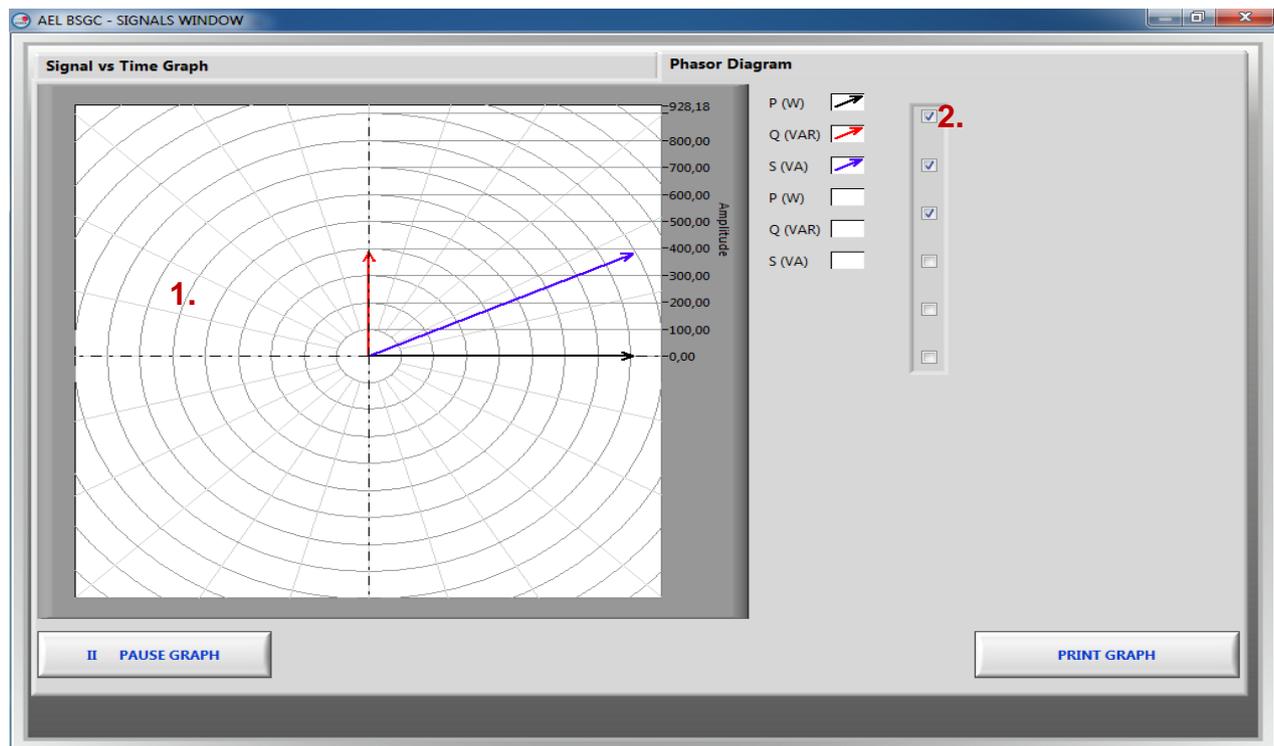


Figura 9: Ventana de señales. Diagrama fasorial

La pantalla de diagrama fasorial muestra la evolución de los fasores en tiempo real (1) y un menú de preselección de variable a visualizar (2).

7.4.1.4 Power plant simulators

Para acceder a los simuladores de plantas de potencia abrir el software SCADA y selecciona **Start**. Después ve a **Power Substation**.

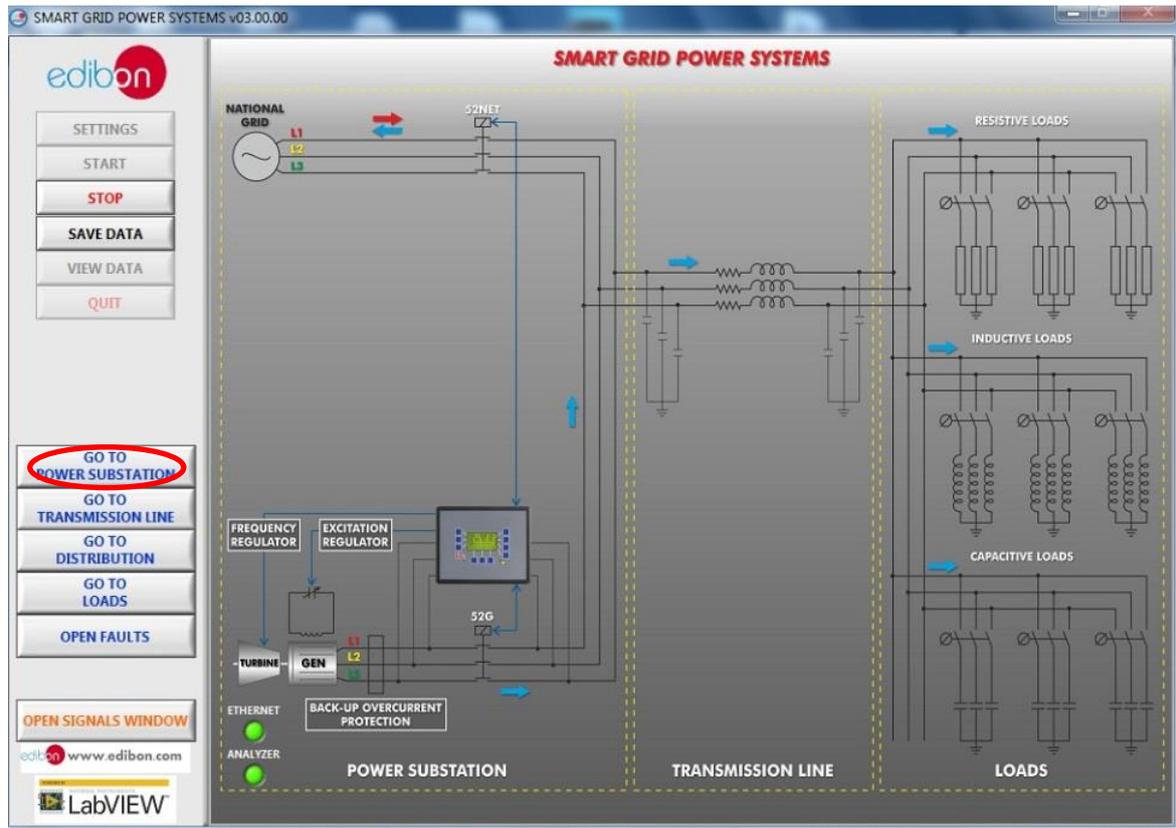


Figura 10: Pantalla principal

En la pantalla de power substation dirigirse a **Power Plant Simulators**.

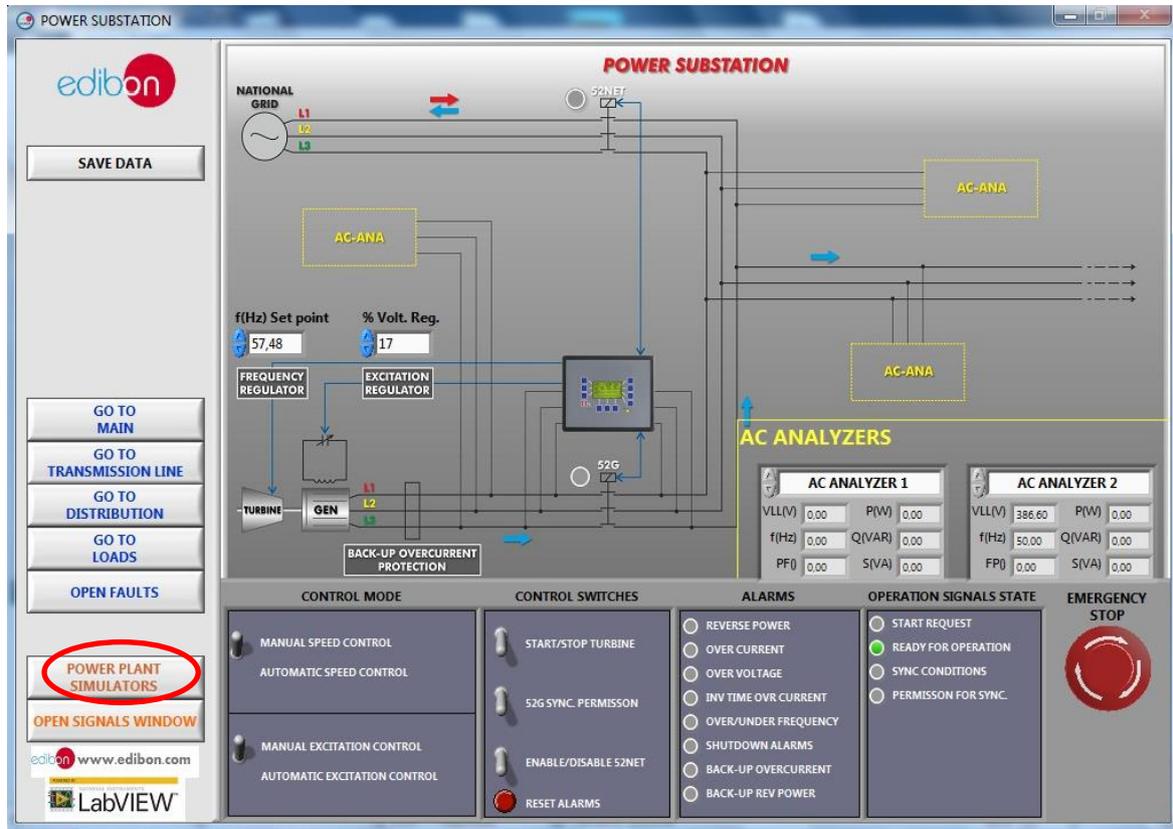


Figura 11: Pantalla de power substation

Selecciona el tipo de planta que se desea simular, en este caso, nos centraremos especialmente en el software de centrales hidroeléctricas que emplean turbina de gas.



Figura 12. Selector de plantas de potencia

7.4.2 PSV-HPP-SOF. Simulador de Plantas de Energía Hidroeléctrica

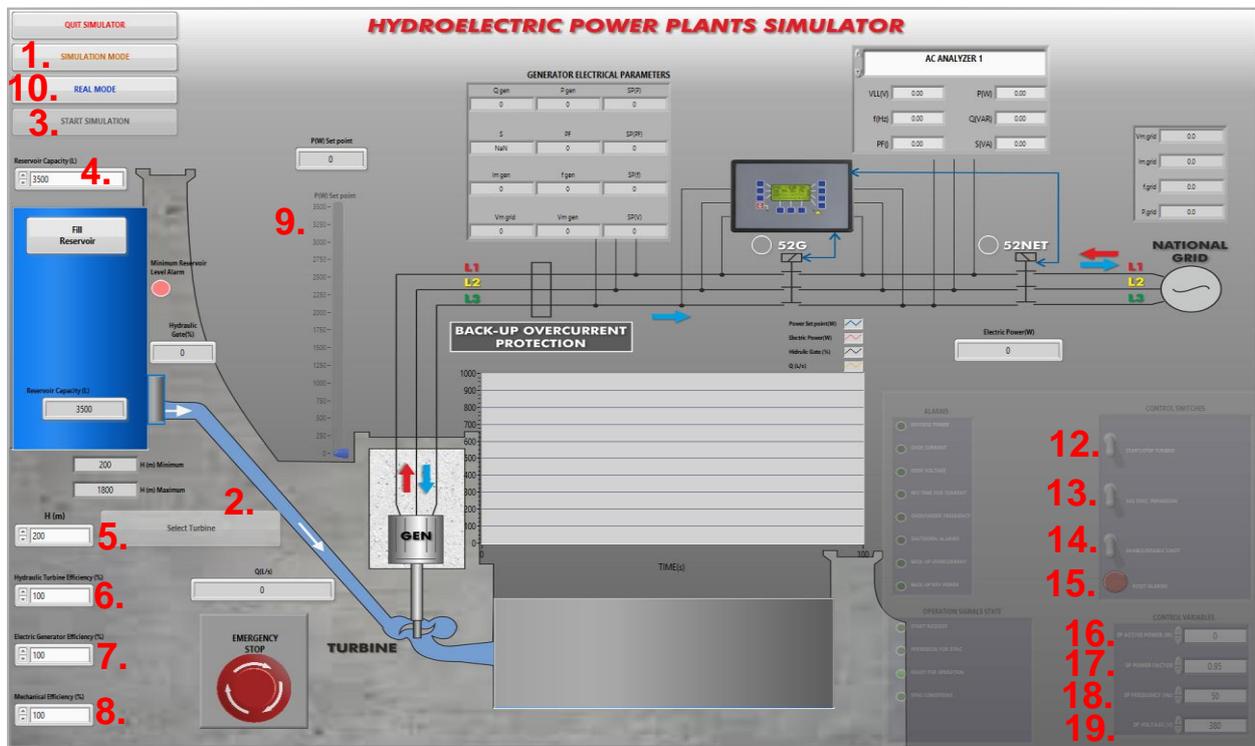


Figura 13. Planta de potencia de energía hidroeléctrica

7.4.2.1 Parámetros de entrada

- Control del software de plantas hidroeléctricas (SIMULATION): este bloque se compone de una serie de parámetros para configurar el funcionamiento de la planta hidroeléctrica, junto a algunos controles para llevar a cabo la secuencia de maniobras de puesta en marcha y parada.

1. **SIMULATION MODE:** Permite trabajar en modo simulado.
2. **Select Turbine:** Permite seleccionar el tipo de turbina, con su margen de salto útil correspondiente, en metros. No se permitirá el inicio de la simulación o la operación con el hardware hasta que se defina este parámetro.

3. **START/STOP SIMULATION:** Pulsador para el arranque o parada de la simulación. Se pulsará una vez definida la configuración de la planta hidroeléctrica. En caso de trabajar en simulación se deshabilitarán los controladores de hardware.

Cuando la planta esté en funcionamiento, el pulsador cambiará de color e indicará “STOP SIMULATION”, empleándose ahora para detener la simulación.

4. **Reservoir Capacity ($m^3 // I$):** Capacidad máxima del embalse para la turbinación. Representará la energía potencial máxima disponible para la obtención de potencia útil.
5. **H – Altura (m):** Caída útil o salto geodésico, es decir, diferencia de altura entre el punto de bocatoma y la casa de máquinas.
6. **Eficiencia de la turbina:** Permite modificar el porcentaje de eficiencia de la turbina.
7. **Eficiencia del generador:** Permite modificar el porcentaje de eficiencia del generador eléctrico.
8. **Eficiencia mecánica:** Permite modificar el porcentaje de eficiencia del conjunto de mecanismos de las unidades.
9. **Mando de ajuste de la Potencia eléctrica de consigna (kW):** Valor introducido mediante un mando ajustable en saltos de 100, dependiendo de la escala de operatividad. Es decir, cuando se trabaje en simulación el salto será del orden de kW y, en cambio, en funcionamiento real será de W, de acuerdo con el régimen nominal del hardware. Tendrá asociado un indicador en tiempo

real, que mostrará el valor exacto de consigna.

Paralelamente, en simulación, el valor máximo de potencia se ha establecido en 800 MW y, en real, se fijará considerando la potencia nominal del hardware.

Como se ha indicado previamente, el funcionamiento en régimen de bombeo solo podrá realizarse de forma simulada en el software de EDIBON. En estas condiciones, se podrán establecer valores negativos en el mando de ajuste, en caso de que el embalse inferior disponga reserva de agua. Sin embargo, en real se deshabilitarán los valores negativos de consigna.

10. **Refill:** Permite rellenar el embalse de agua simulado a su capacidad máxima, fijada por el usuario, para realizar una nueva práctica.

- Control del Hardware real (*CONTROL SWITCHES*): este bloque se compone de cuatro interruptores para llevar a cabo la siguiente secuencia de maniobras. Solo se podrá manejar en caso de haber pulsado REAL MODE (11).

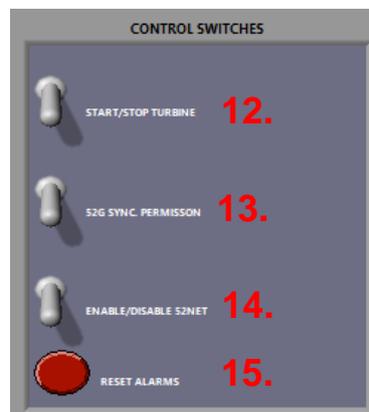


Figura 14. Control Switches command

Recuerde que, si lo desea, las condiciones de funcionamiento de las unidades de proceso la configuración de la central deben cambiarse antes de encender la turbina. La operación con el hardware podrá realizarse una vez elegida el tipo de turbina.

12. **START/STOP TURBINE:** Interruptor para el arranque o parada de la máquina síncrona real, siempre que no haya ninguna alarma activada. En caso de trabajar en hardware, se deshabilitarán los controladores de simulación.

13. **52g SYNC PERMISSION - 52G synchronization permission:** este interruptor da permiso para cerrar el interruptor 52G para sincronizar el generador o trabajar en modo isla.

14. **ENABLE/DISABLE 52NET:** este interruptor habilita el cierre del interruptor de red 52NET. Por seguridad, su cierre se bloqueará automáticamente si previamente el interruptor 52G está cerrado.

15. **RESET ALARMS:** pulsador para resetear las alarmas activas. Se requiere mínimamente de dos pulsos para resetear cualquier alarma.

- Control del Hardware real (*CONTROL VARIABLES*): Valores de consigna introducidos por el usuario, a partir de los cuales el controlador realizará la estabilización del grupo motor-generador.

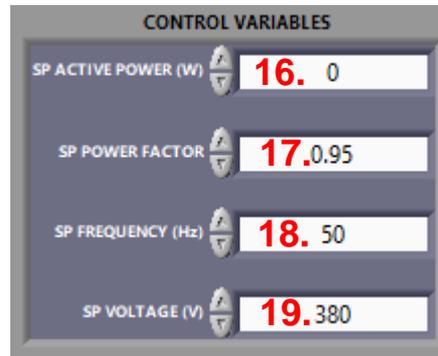


Figura 15. Control Variables command

16. **SP Voltaje (V):** Tensión trifásica a la salida del generador.
17. **SP Active Power (W):** Potencia activa de generación. Este elemento se encuentran enlazado con el potenciómetro simulado, de forma que se pueden utilizar indistintamente de acuerdo con las preferencias del usuario.
18. **SP Power Factor:** Factor de potencia de la carga; es decir, el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente, que es aproximadamente igual al coseno del ángulo de desfase entre tensión y corriente.
19. **SP Frequency (Hz):** Frecuencia de generación eléctrica, es decir, la de la red.

7.4.2.2 Parámetros de salida

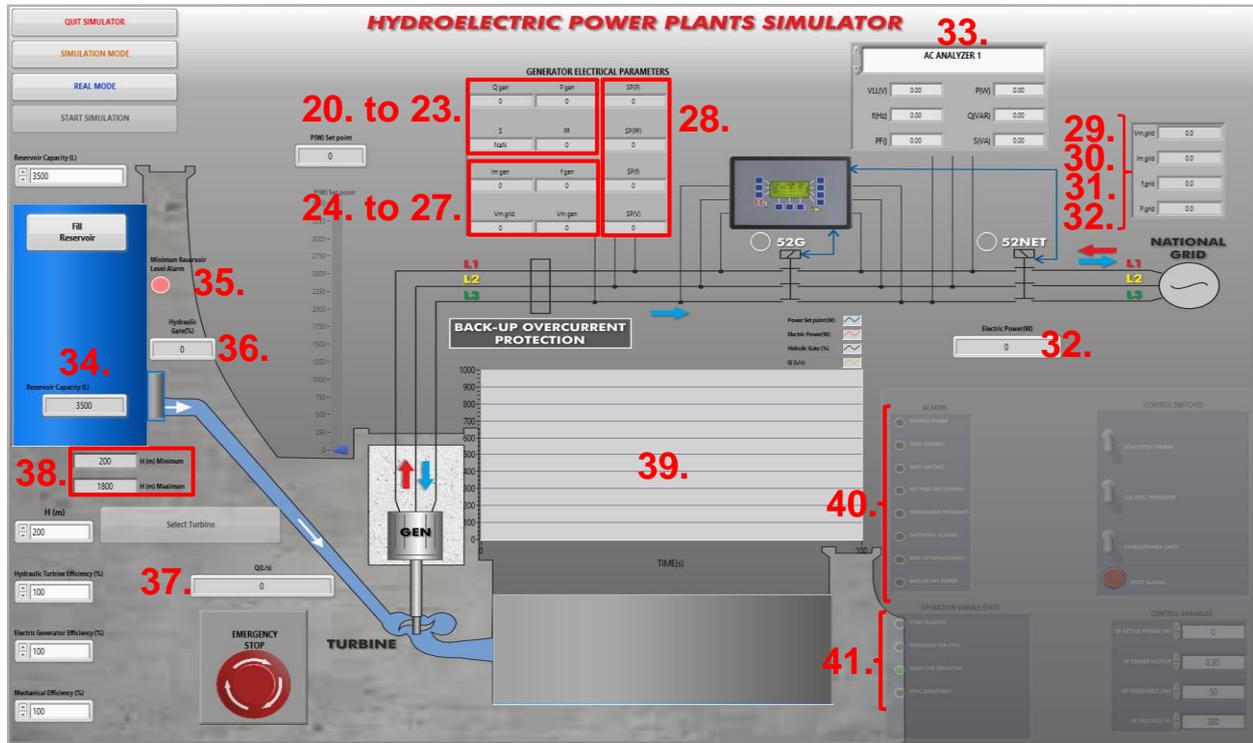


Figura 16. Planta de potencia de energía hidroeléctrica

- Parámetros eléctricos de generación: Valores de salida de la máquina síncrona.

20. **$I_{m,gen}$ (A):** Muestra en tiempo real la intensidad de salida del generador.

21. **F_{gen} (Hz):** Muestra en tiempo real la frecuencia a la que trabaja el generador.

22. **$V_{m,grid}$ (V):** Muestra en tiempo real la tensión trifásica de la red.

23. **$V_{m,gen}$ (V):** Muestra en tiempo real la tensión de salida del generador que, en condiciones de sincronización con la red del

laboratorio, deberá corresponderse con $V_{m,grid}$.

24. **Q_{gen} - Potencia reactiva (kVAr):** Muestra la potencia reactiva en cada instante de operación.

25. **P_{gen} - Potencia activa (kW):** Muestra la potencia activa realmente útil en cada instante de operación. Representará la potencia neta de salida de la planta hidroeléctrica, de acuerdo con los rendimientos de las máquinas y del propio consumo del compresor.

26. **S - Potencia aparente (kVA):** Muestra la potencia aparente en cada instante de operación.

27. **PF:** Muestra el factor de potencia en cada instante de operación.

- **Indicadores de consigna (28):** SP leídos de salida por el SCADA que emplea el controlador para estabilizar el equipo, introducidos por el usuario en *CONTROL VARIABLES*. Estos parámetros han sido definidos en el apartado anterior, de “[Control del Hardware cableado \(CONTROL VARIABLES\)](#)”.
- **Parámetros eléctricos de la red:** Valores de salida del sistema, una vez realizada la sincronización con la red (52NET cerrado).

29. **$V_{m, grid}$ (V):** Muestra en tiempo real la tensión de salida del generador.

30. **Im,grid (A)**: Muestra en tiempo real la intensidad de salida del generador.

31. **f,grid (Hz)**: Muestra en tiempo real la frecuencia de la red.

32. **P P,grid (kW) – Electric Power**: Muestra la potencia activa introducida a la red en cada instante de operación.

- **Parámetros eléctricos del AC ANALYZER 1 (33)**: Valores leídos por el módulo de adquisición de datos. Indicará distintas medidas eléctricas del analizador de red, dependiendo de la posición real de conexión de este módulo.
- **Parámetros del ciclo hidroeléctrico de la central**: Valores que definen el funcionamiento de la planta de energía.

34. **Capacidad restante ($m^3 // l$)**: Agua restante disponible en la balsa en cada instante de tiempo.

35. **Minimal Reservoir Level Alarm**: Alarma de nivel inferior al 30% de la capacidad total, correspondiente a la cota superior de la compuerta de admisión.

36. **Hydraulic gate (%)**: Nivel de abertura de la compuerta de admisión de agua.

37. **Caudal de agua ($m^3/s // l/s$)**: Caudal turbinable de agua en cada instante de operación.

38. **Alturas límite (m)**: Muestra las alturas de operación admisibles, de acuerdo al tipo de turbina.

39. **Gráficos:** Muestran los valores respecto al tiempo de los diferentes parámetros que definen la central, como el caudal de agua instantáneo, la potencia eléctrica obtenida, el Power Set Point, o la abertura del Hydraulic gate. Para conocer los parámetros eléctricos en más detalle, consulte el menú "[Pantalla de señales](#)".

Tener en cuenta que el valor mínimo por defecto es 1000, de forma que al manejar distintas potencias en cada una de las experiencias, se debe ajustar la escala de la gráfica hasta valores adecuados. Por ejemplo, se podría establecer un factor de escala con máximo de 10.000 de forma manual, como se indica en la figura siguiente.

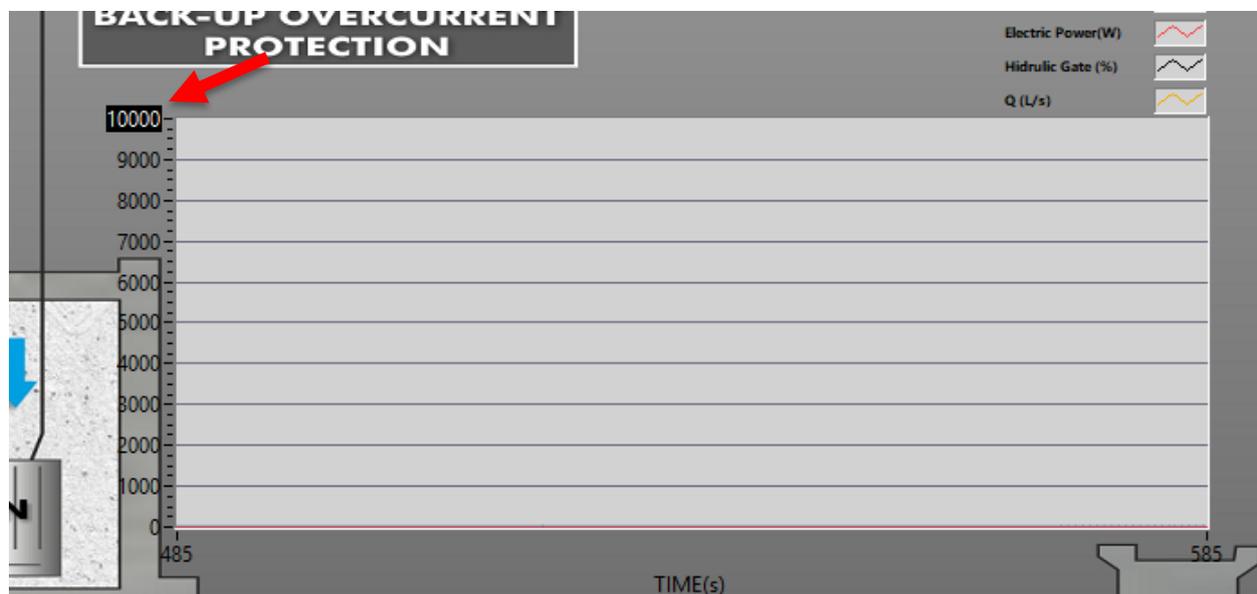


Figura 17. Ajuste de la escala de las gráficas

- **ALARMS (40):** Seis indicadores luminosos con alarmas configurables están disponibles para reportar cualquier problema con el generador eléctrico o la turbina. Cada LED de alarma está vinculado a la siguiente

función:

- **Alarma 1. Generator reverse power:** se activa cuando el controlador detecta potencia de secuencia negativa en el generador.
- **Alarma 2. Generator overcurrent:** se activa cuando el controlador detecta una sobrecorriente en las líneas del generador.
- **Alarma 3: Over/undervoltage:** se activa cuando el controlador detecta una sobretensión o subtensión.
- **Alarma 4: Inverse Time Overcurrent:** se activa cuando hay una sobrecorriente repentina y alta.
- **Alarma 5: Generator over/under frequency:** se activa cuando el controlador detecta una sobre o baja frecuencia en el generador.
- **Alarma 6: Shutdown alarms:** esta alarma indica si se activa algún tipo de alarma que requiera reinicio.
- **Alarma 7: Back-up over current:** Esta protección permite proteger el generador contra sobrecorrientes, en caso de que las anteriores protecciones no hayan actuado.
- **Alarma 8: Back-up reverse power:** Esta protección permite proteger el generador contra potencias inversas, en caso de que las anteriores protecciones no hayan actuado.

- **OPERATION SIGNALS STATE (41):** consta de cuatro LEDs verdes que indican el estado de funcionamiento del generador y de la turbina
 - **Start request:** este indicador se enciende cuando el usuario solicita arrancar la turbina desde el panel de control o desde SCADA.
 - **Permission for synchronization:** este indicador se activa cuando el usuario da permiso para la sincronización.
 - **Ready for operation** está listo para funcionar. Esta lámpara estará encendida mientras no se active la alarma.
 - **Synchronization conditions:** este indicador se enciende cuando el controlador comprueba que se cumplen las condiciones de sincronización, es decir, que las diferencias entre el desfase $\Delta\delta$, la tensión ΔV y la frecuencia Δf entre el generador y la red son inferiores a los valores fijados previamente en el controlador. Cuando este LED se enciende, el usuario puede cerrar el interruptor de sincronización 52G.

Si el generador está operando en modo isla (52NET abierto), la lámpara de 'condiciones de sincronización' se activará cuando el generador esté en los valores de 50Hz y 380 VAC.

7.5 PRÁCTICAS DE LABORATORIO EN SIMULACIÓN

7.5.1 Práctica 1: Puesta en marcha y régimen nominal de la planta de potencia de energía hidroeléctrica

7.5.1.1 Objetivo

El objetivo de esta práctica es llevar a cabo la puesta en funcionamiento de la planta de potencia de energía hidroeléctrica de forma que el usuario comprenda el proceso de arranque, de generación eléctrica y los distintos parámetros de la configuración.

Como se ha desarrollado en la teoría, para que el ajuste continuo de producción sea realmente efectivo, se requiere de centrales de potencia fácilmente regulables, con flexibilidad de operación. Así, para la generación de energía únicamente será necesaria la abertura de la compuerta de admisión ante una consigna de carga, superando el par mínimo de arranque de la turbina. En simulación no se considerará ningún porcentaje mínimo de abertura de la válvula, de forma que una abertura mínima ya desencadenará la generación de potencia.

De esta forma, en esta práctica se observará la dinámica de adquisición de la potencia de consigna, en relación a la apertura de la compuerta de admisión. Asimismo, se visualizarán las distintas dinámicas del sistema, donde la demanda en escalón de potencia eléctrica estará asociada de forma directa con una consigna de abertura de la compuerta, alcanzándose esta abertura máxima en un lapso de tiempo inferior a la adquisición de potencia eléctrica, a causa de las transmisiones de caudal e inercias de giro de la turbina; describiendo el funcionamiento real de una planta de estas características.

7.5.1.2 Procedimiento

1. Abrir el “*PSV-GSPP-SOF. Simulador de Plantas de Energía Hidroeléctrica*” cómo se muestra en “[Pantalla de subestación de potencia](#)” de Operatividad.
2. Iniciar la simulación con el pulsador “SIMULATION MODE”, tal y como se indica en “[Parámetros de entrada](#)” de Operatividad.
3. Seleccionar el tipo de turbina que se desee utilizar, cómo se muestra en “[Parámetros de entrada](#)” de Operatividad. Recordar que la turbina escogida tendrá un rango de salto neto de agua asociado.

Se ha determinado una configuración base de funcionamiento por defecto. Si se pretende modificar estos parámetros de funcionamiento, se seguirán los pasos siguientes antes de iniciar la simulación:

4. Indicar la capacidad máxima del embalse para la turbinación de forma manual. Se aconseja establecer valores entorno a los 100.000 m³, para poder analizar todas las prestaciones del software detenidamente.
5. Seleccionar la caída útil o salto geodésico, comprendido entre los límites marcados por el tipo de turbina seleccionado.
6. Determinar los rendimientos de las distintas máquinas eléctricas en cada apartado del proceso correspondiente. Se recomienda mantener los rendimientos al 100% en esta primera experiencia, pues en la práctica siguiente se incidirá con mayor alcance.

Una vez definidos los parámetros de funcionamiento, retomar la simulación:

7. Poner en marcha la simulación mediante el interruptor “START/STOP

SIMULATION” de la simulación, como se muestra en “[Parámetros de entrada](#)”. Se debe tener en cuenta que el interruptor por defecto indicará START TURBINE hasta que, lógicamente, se inicie el proceso.

8. Al iniciar la simulación, se habilitará el mando de ajuste de potencia eléctrica de consigna. Una vez habilitados, introducir un valor, ajustable en saltos de 100 kW. Observar el indicador en tiempo real, que mostrará el valor exacto de consigna.
9. Una vez introducido el valor nominal de potencia eléctrica y observar cómo se alcanza esta consigna de forma dinámica en las gráficas de potencia, manifestándose el retardo provocado por las inercias de la central.

Este aspecto ha sido simulado para reproducir el funcionamiento real de la planta hidroeléctrica, en la cual, ante una consigna específica de potencia demandada, se provoca una apertura de la compuerta proporcional a este requerimiento energético, facilitando un aumento de caudal de agua.

Este carácter dinámico ha sido reproducido mediante una función de transferencia implementada en el simulador, que regula la velocidad de respuesta del sistema a los cambios introducidos.

10. En este proceso dinámico, observar la evolución de caudal de agua hasta que el sistema alcanza el régimen permanente.

Para consultar las curvas de generación simulada en tiempo real, observe el gráfico general, como se muestra en “[Parámetros de salida](#)”.

11. Una vez se estabilice el sistema, observar la potencia generada en los parámetros de salida dispuestos para ello y comprobar que se corresponde con el valor de Set Point introducido.

12. Para detener la turbina hacer uso del pulsador “STOP SIMULATION”, como se muestra en [“Parámetros de entrada”](#).
13. Para acabar la simulación y salir, seleccionar “QUIT SIMULATOR”.

7.5.2 Práctica 2: Impacto de los rendimientos de la central en las necesidades de potencia hidráulica

7.5.2.1 Objetivo

El objetivo de esta práctica es llevar a cabo la simulación de la planta de potencia de energía hidroeléctrica de forma que el usuario comprenda el proceso de generación eléctrica en este tipo de plantas y las repercusiones ocasionadas por distintas correcciones de las características técnicas de las unidades.

La práctica se realizará en condiciones distintas de operación, para comprobar las repercusiones de los distintos rendimientos de la planta y, en definitiva, analizar las necesidades de caudal en distintos regímenes de trabajo. Con ello, se pretende transmitir la importancia de utilizar sistemas con eficiencias elevadas en este tipo de centrales eléctricas.

Las pérdidas de una central hidroeléctrica con embalse se generan a partir de tres focos principalmente, independientemente del tipo de planta:

1. Pérdidas de la turbina, provocadas a su vez por:
 - a. Rendimiento hidráulico: relación entre el salto efectivo y el salto neto.
 - b. Rendimiento volumétrico: relación de caudales a la entrada y salida de la turbina (rodete).
 - c. Rendimiento mecánico: pérdidas por las resistencias pasivas en el eje de la turbina.
2. Pérdidas en el generador, provocadas por distintos efectos magnéticos, eléctricos y mecánicos.
3. Pérdidas en el acoplamiento mecánico entre turbina y alternador.

7.5.2.2 Procedimiento

1. Abrir el “PSV-GSPP-SOF. Simulador de Plantas de Energía Hidroeléctrica” cómo se muestra en “[Pantalla de subestación de potencia](#)” de Operatividad.
2. Iniciar la simulación con el pulsador “SIMULATION MODE”, tal y como se indica en “[Parámetros de entrada](#)” de Operatividad.
3. Seleccionar el tipo de turbina que se desee utilizar, cómo se muestra en “[Parámetros de entrada](#)” de Operatividad. Recordar que la turbina escogida tendrá un rango de salto neto de agua asociado. Las distintas experiencias de esta práctica se realizarán con la misma clase de turbina.
4. Indicar la capacidad máxima del embalse para la turbinación de forma manual. Se aconseja establecer valores que rondan el millón de m³, para poder analizar el cierre de compuerta automático en caso de vaciado excesivo del embalse.
5. Seleccionar la caída útil o salto geodésico, comprendido entre los límites marcados por el tipo de turbina seleccionado.
6. Dejar por defecto los rendimientos ideales de las distintas máquinas eléctricas en cada unidad del proceso correspondiente

Una vez definidos los parámetros de funcionamiento, retomar la simulación:

7. Poner en marcha la simulación mediante el interruptor “START/STOP SIMULATION” de la simulación, como se muestra en “[Parámetros de entrada](#)”.

8. Introducir un valor determinado de potencia eléctrica y observar cómo se alcanza esta consigna de forma dinámica en las gráficas de potencia.
9. Para consultar las curvas de generación simulada en tiempo real, observe el gráfico, como se muestra en "[Parámetros de salida](#)".
10. Tomar datos del caudal en el momento en el que el sistema se estabilice, lo llamaremos Q_0 .
11. En este punto, reducir el rendimiento de la turbina a un 80%, simulando las pérdidas producidas por desgaste y deterioro al cabo del tiempo. Observar y razonar cómo afecta esto a las necesidades de caudal de agua.
12. Nuevamente, tomar datos del caudal en el momento en el que el sistema se estabilice, lo llamaremos Q_1 .

Para aumentar la velocidad de giro del rotor del generador puede instalarse un multiplicador de velocidad entre la turbina y éste. Si se coloca este aparato, el tamaño del generador disminuye y también su coste, ya que el número de polos del generador disminuye al aumentar la velocidad de giro. Sin embargo, hay que considerar que el multiplicador de velocidad produce pérdidas mecánicas, alcanzando un rendimiento próximo al 97%.

13. De esta forma, reducir el rendimiento mecánico al 97%, simulando las pérdidas producidas por el acoplamiento turbina - alternador.

Observar y razonar cómo afecta esto a las necesidades de caudal de agua.

14. De nuevo, tomar datos del caudal en el momento en el que el sistema se estabilice, lo llamaremos Q_2 .

Las pérdidas en las máquinas eléctricas se clasifican en magnéticas, eléctricas y mecánicas, y todas ellas aumentan considerablemente cuando lo hace la velocidad de rotación. Las pérdidas en el cobre, son debidas al calentamiento de los conductores por efecto Joule; se generan, además, pérdidas adicionales como consecuencia de los efectos pelicular y de proximidad. También existen las pérdidas en el hierro (magnéticas), en su conjunto, considerando las pérdidas por histéresis o por corrientes parásitas. Por último, las pérdidas mecánicas son debidas a la fricción con el aire y al rozamiento de los rodamientos

Por otro lado, en los generadores asíncronos, utilizados en centrales hidroeléctricas de poca potencia, es necesario que el par mecánico comunicado al rotor produzca una velocidad de giro superior a la de sincronismo. Este exceso de velocidad produce un campo giratorio excitador. Es importante que la diferencia entre las velocidades de funcionamiento y la de sincronismo sea pequeña, para reducir las pérdidas en el cobre del rotor.

15. Por todo ello, reducir el rendimiento del generador al 92%, simulando las pérdidas producidas por perdidas magnéticas, eléctricas y mecánicas del generador.

Observar y razonar cómo afecta esto a las necesidades de caudal de agua.

16. De nuevo, tomar datos del caudal en el momento en el que el sistema se estabilice, lo llamaremos Q_3 .

17. Una vez se obtengan los distintos caudales, compare valores de los

diferentes parámetros en cada caso.

18. Para detener la turbina hacer uso del pulsador “STOP SIMULATION”, como se muestra en [“Parámetros de entrada”](#).
19. Para acabar la simulación y salir, seleccionar “QUIT SIMULATOR”.

7.5.3 Práctica 3: Evolución de la reserva del embalse en distintas situaciones de funcionamiento

7.5.3.1 Objetivo

En esta práctica se desarrollará la simulación de la planta de potencia de energía hidroeléctrica a distintas condiciones de funcionamiento nominal para analizar la evolución de la velocidad de vaciado del embalse, a causa de las fluctuaciones de caudal.

En definitiva, se pretende observar distintos regímenes de operación de la planta al aumentar la potencia de consigna y, en consecuencia, el volumen de trabajo requerido.

Paralelamente, se efectuará este estudio de la velocidad del vaciado ante distintas disposiciones del embalse, es decir, ante distintos saltos geodésicos de agua, dentro de los límites que establece cada tipo de turbina. Asimismo, también se llevará a cabo la simulación de distintas plantas de potencia de energía hidroeléctrica, en consideración con las turbinas empleadas para el proceso: Kaplan, Francis o Pelton.

En general, también se pretende observar la evolución de la capacidad del embalse y analizar la velocidad de vaciado. De esta forma, en esta experiencia comprenderemos el funcionamiento de la alarma de nivel mínimo de agua del embalse, que provoca el cierre automático de la compuerta hidráulica. Recordemos que el nivel mínimo corresponde a la cota superior de esta compuerta de admisión.

7.5.3.2 Procedimiento

1. Llevar a cabo el paso descrito en el párrafo “[Puesta en marcha de la aplicación](#)” hasta el paso 8.
2. En el proceso dinámico de adquisición de la potencia de consigna, observar la evolución de caudal de agua hasta que el sistema alcanza el régimen permanente. Por otro lado, analizar la reducción progresiva y constante de la capacidad del embalse en estas condiciones.
3. En este punto, incrementar la potencia en el mando de ajuste y observar los gráficos de evolución temporal de potencia activa.

Nuevamente, observar cómo se alcanza esta consigna de forma dinámica en las gráficas de potencia, manifestándose el retardo provocado por las inercias hidroeléctricas de la central.

4. Una vez se estabilice el sistema, observar el aumento de caudal provocado por el incremento de la demanda eléctrica. En consecuencia, observar la evolución de la capacidad del embalse y analizar la velocidad de vaciado.

Conocidas las repercusiones de demanda en las exigencias de caudal, se podrá repetir el proceso para distintas condiciones de salto neto de agua.

5. Manteniendo el tipo de turbina inicial, disminuir el salto geodésico, como se muestra en “[Parámetros de entrada](#)”. Al disminuir el salto, la energía potencial del agua de reserva en el embalse superior se verá reducida necesariamente, de forma que la energía hidráulica deberá verse compensada mediante el aumento de caudal.

- De esta forma, y una vez se estabilice el sistema, observar el aumento de caudal provocado por la disminución de salto. En consecuencia, observar la reducción progresiva de la capacidad del embalse y analizar el aumento de la velocidad de vaciado.

Analizados los efectos en el caudal provocados por las variaciones de demanda y la altura útil del embalse superior, pasaremos a comprobar el cierre automático de la compuerta, una vez detectado el nivel mínimo de agua.

- Para analizar el cierre, mantener las condiciones anteriores y esperar hasta alcanzar el nivel de vaciado requerido.
- Una vez el nivel de agua alcance la cota superior de la compuerta, saltará la alarma de nivel, que provocará el cierre inmediato de la compuerta.

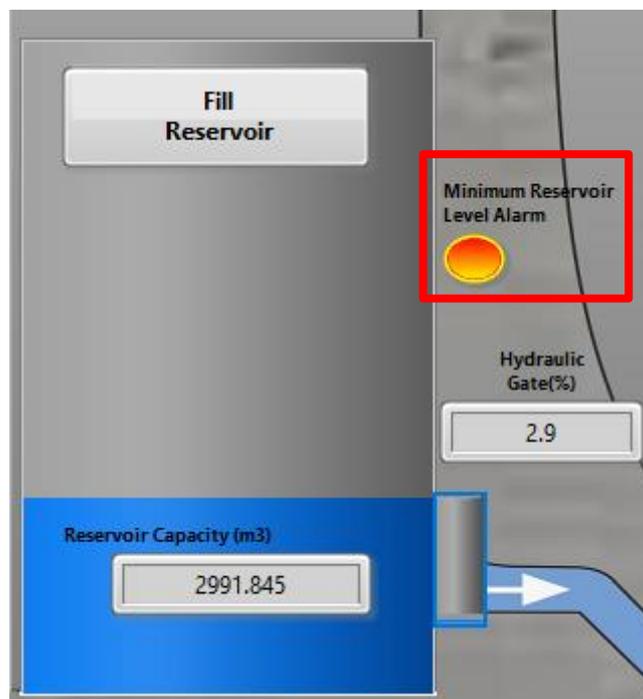


Figura 18. Minimal Reservoir Level Alarm

9. Observar cómo se alcanza el cierre total de la compuerta de forma dinámica, reduciéndose el caudal de agua y, en consecuencia, la potencia eléctrica aportada por la central.
10. Seleccionar otro tipo de turbina y salto neto asociado. Repetir todos los pasos anteriores y comparar valores de los diferentes parámetros de salida en cada caso, considerando el uso de distintas turbinas en la central.
11. Para detener la turbina hacer uso del pulsador “STOP SIMULATION”, como se muestra en [“Parámetros de entrada”](#).
12. Para acabar la simulación y salir, seleccionar “QUIT SIMULATOR”.

7.5.4 Práctica 4: Funcionamiento en régimen de bombeo

7.5.4.1 Objetivo

Como se ha indicado anteriormente, mediante el sistema de bombeo de la central reversible se contribuye a que la oferta se adecue al perfil de demanda diario, proporcionando flexibilidad entre generación y consumo.

De esta forma, en esta práctica se pretende visualizar el proceso inverso a la turbinación, en el cual se produce un aumento de la energía potencial del agua, subiéndola al embalse superior, mediante el consumo eléctrico de la red.

Recordemos que la unidad de bombeo será la turbina actuando como motor, pudiendo ser modelada de manera similar, de forma que el caudal de bombeo será regulable, de acuerdo con la consigna de carga negativa que se.

7.5.4.1 Procedimiento

1. Llevar a cabo el paso descrito en el párrafo “[Puesta en marcha de la aplicación](#)” hasta el paso 8.
2. Esperar unos segundos hasta alcanzar un llenado del embalse inferior adecuado para realizar maniobras. Recordemos que el bombeo de agua para la adecuación del perfil de demanda, se realizará de forma limitada, de acuerdo con la cantidad de agua bombeada anteriormente.
3. En este punto, establecer una consigna negativa de potencia en el mando de ajuste y observar los gráficos de evolución temporal de potencia activa.

Nuevamente, observar cómo se alcanza esta consigna de forma dinámica en las gráficas de potencia, manifestándose el retardo provocado por las inercias hidroeléctricas de la central, ahora en el cuadrante inferior.

4. En el proceso dinámico de adquisición de la potencia de consigna negativa, observar la evolución de caudal de agua hasta que el sistema alcanza el régimen permanente.

Para consultar las curvas de generación simulada en tiempo real, observe el gráfico general, como se muestra en “[Parámetros de salida](#)”. Tener en cuenta que el valor mínimo por defecto es cero, de forma que al manejar potencias negativas, se debe ajustar la escala de la gráfica hasta valores mínimos negativos.

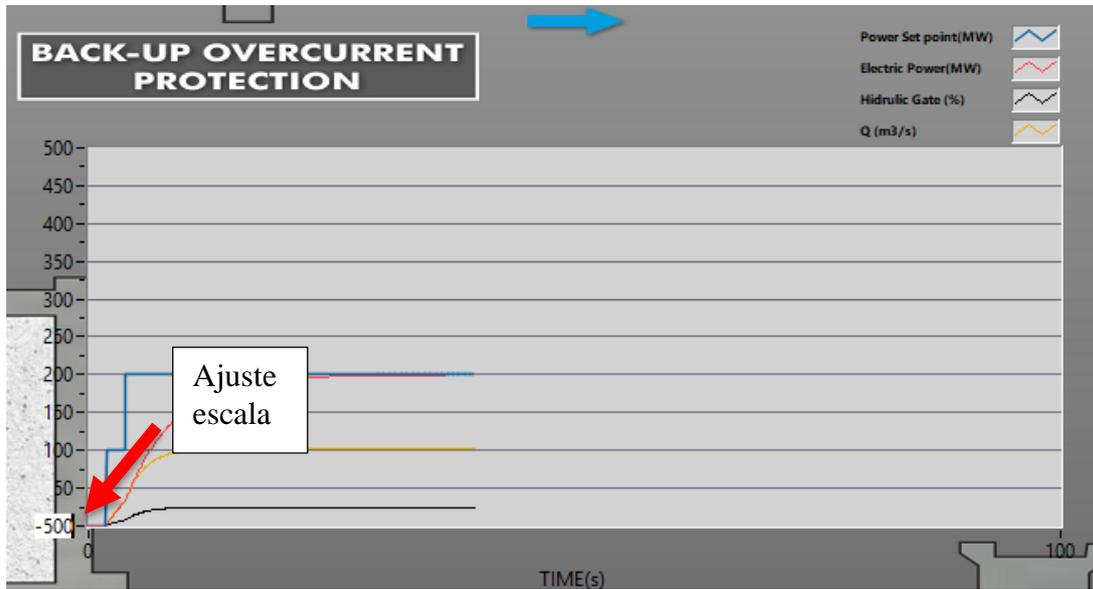


Figura 19. Ajuste de la escala para el bombeo

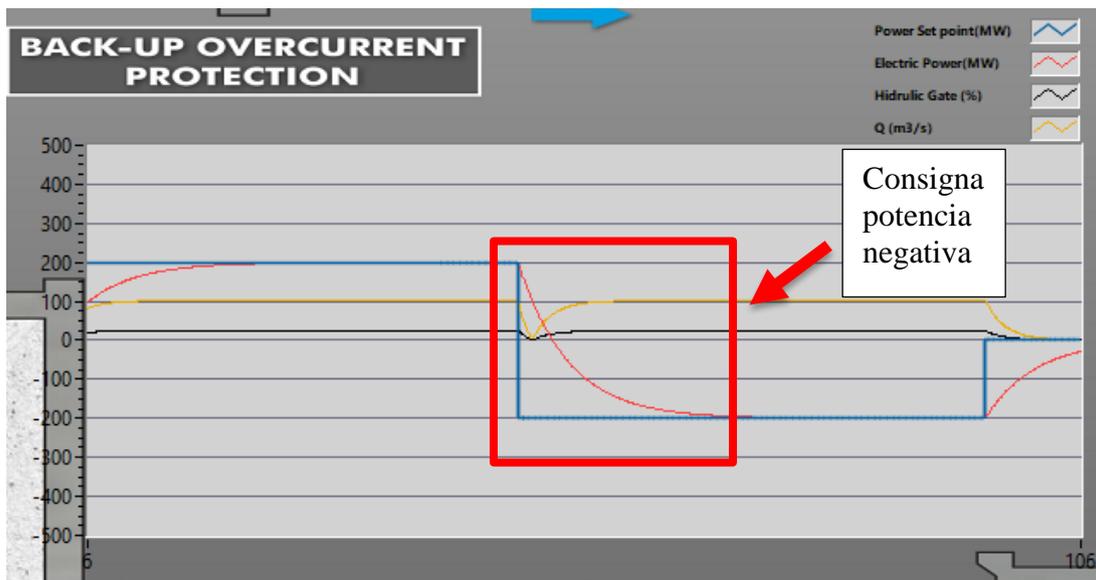


Figura 20. Dinámica del bombeo

5. Analizar el aumento progresivo y constante de la capacidad del embalse superior en estas condiciones.
6. Realizar cambios en la consigna de potencia otorgada, siempre que se disponga de la suficiente reserva de agua

Observar las fluctuaciones de caudal de bombeo provocado por el incremento o disminución de la demanda eléctrica. En consecuencia, observar la evolución de la capacidad del embalse y analizar la velocidad de llenado.

A diferencia del funcionamiento en generación, el embalse inferior no tiene límite de almacenamiento inferior, bombeando hasta acabar con las existencias de agua. Asimismo, podremos comprobar cómo se vacía por completo el embalse, retomando así el estado inicial.

7. Establecer una potencia de consigna negativa suficientemente elevada y esperar hasta que se produzca el vaciado íntegro del embalse inferior.

Se debe tener en cuenta que, si no ha sido introducida una capacidad de reserva o altura de salto suficientemente pequeñas, el vaciado del embalse se realizará lentamente, pudiendo ser requeridos varios minutos hasta alcanzar el nivel inferior.

8. Cuando se haya agotado la capacidad de bombeo, se producirá el cierre de la compuerta hidráulica.

Observar cómo se alcanza el cierre total de la compuerta de forma dinámica, reduciéndose el caudal de agua y, en consecuencia, la potencia eléctrica absorbida por la central.

9. Para detener la turbina hacer uso del pulsador “STOP SIMULATION”, como se muestra en [“Parámetros de entrada”](#).

10. Para acabar la simulación y salir, seleccionar “QUIT SIMULATOR”.

7.6 PRÁCTICAS DE LABORATORIO EN OPERACIÓN CON EL MANEJO DE HARDWARE

Antes de realizar las prácticas presentadas en este manual, examinar el apartado referente a “*Important considerations before starting to work with SCADA*”, del manual AEL-EPP.

Además, se deberán tener presente las siguientes consideraciones para el software particular:

1. Para la aplicación de todas las prácticas, se deberá haber iniciado el software SCADA antes de ingresar en el software de planta hidráulica particular. El proceso de inicio se describe en el manual AEL-EPP.
2. El/los analizador/es de red pueden ser cableados en cualquier punto de los circuitos de potencia. Para conocer diferentes ejemplos de medidas de cableado, de acuerdo a los requerimientos del usuario, consultar el manual AEL-EPP.
3. Para el manejo adecuado del módulo controlador N-PSUB, de forma que se ajuste al control remoto en SCADA, consultar la sección de operatividad en el manual AEL-EPP.

7.6.1 Práctica 1: Puesta en marcha de la aplicación

7.6.1.1 Objetivo

El objetivo de esta práctica es llevar a cabo la puesta en funcionamiento de la planta de potencia de energía hidroeléctrica de forma que el usuario comprenda el proceso dinámico de arranque de la turbina hasta alcanzar las revoluciones del régimen permanente.

A diferencia de los ejercicios de simulación, en esta práctica se realizará una puesta en marcha real del hardware cableado, específicamente, la turbina asociada al servomotor.

De esta forma, se aprenderá a configurar remotamente el control automático de la tensión y frecuencia del grupo motor-generator. El usuario tomará experiencia sobre la operación del sistema de energía del SCADA.

Como se ha mencionado, para el arranque en vacío de la turbina se ha estimado una cantidad base de combustible para vencer sus propias inercias de giro hasta alcanzar el par mínimo necesario para evitar la caída del sistema en caso de cerrar el interruptor de sincronización 52G.

De esta forma, en esta práctica se observará la dinámica de adquisición del caudal másico de combustible, en relación a la apertura de la válvula de admisión. Asimismo, se visualizará como la potencia eléctrica útil será cero a causa de la simulación en isla sin cargas asociadas.

7.6.1.2 Elementos necesarios

- Módulo de Control y Protección de Grupos Turbina-Generador 1 (N-PPCM1)
- Módulo de Subestación de Generación de Potencia 2 (N-PSUB2)
- Módulo Analizador de Líneas con Adquisición de Datos (N-EALD)
- Fuente de Alimentación AC 3PH (N-ALI01)
- Generador Síncrono Trifásico de 1kW/1P (EMT6/1K)
- AC Servomotor 1 (SERV01)

7.6.1.3 Procedimiento

1. Realice las pautas indicadas en el Ejercicio **Práctico 6** del manual AEL-EPP, hasta el paso 6 (incluido), entonces, continúe el procedimiento que se describe a continuación.
2. Abrir el “*PSV-GSPP-SOF. Simulador de Plantas de Energía hidroeléctrica*” cómo se muestra en [Operatividad](#).
3. Iniciar la simulación con el pulsador “REAL MODE”, tal y como se indica en “[Parámetros de entrada](#)” de Operatividad.
4. Seleccionar el tipo de turbina que se desee utilizar, cómo se muestra en “[Parámetros de entrada](#)” de Operatividad. Recordar que la turbina escogida tendrá un rango de salto neto de agua asociado.

Se ha determinado una configuración base de funcionamiento por defecto. Si se pretende modificar estos parámetros de funcionamiento, se seguirán los pasos siguientes antes de iniciar la simulación:

5. Indicar la capacidad máxima del embalse para la turbinación de forma manual. Se aconseja establecer valores entorno a los 3500 litros, para poder analizar todas las prestaciones del software detenidamente, de acuerdo con la potencia nominal de la máquina síncrona.
6. Seleccionar la caída útil o salto geodésico, comprendido entre los límites marcados por el tipo de turbina seleccionado.
7. Determinar los rendimientos de las distintas máquinas eléctricas en cada apartado del proceso correspondiente.

Una vez estimados los parámetros de configuración de la planta, se

procederá a poner en funcionamiento la turbina real, mediante el ajuste de los parámetros eléctricos.

8. Ajuste los Set Points de Voltaje y Frecuencia hasta los valores nominales de servicio de las máquinas, respetando los valores nominales del generador y de la red. Por ejemplo, si el voltaje de la red es de 380 VCA y su frecuencia es de 50 Hz, los puntos de ajuste apropiados son los siguientes:

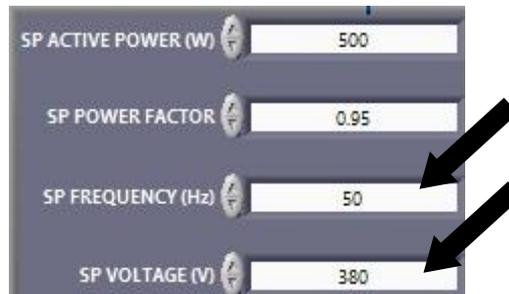


Figure 21: Setting on the frequency and Voltage Set Points

9. En este ejercicio práctico el usuario operará en condiciones de isla sin carga. El propósito es controlar la frecuencia y el voltaje, por lo tanto el generador trabajará en operación autónoma con el disyuntor 52NET en posición abierta.
10. Observar la correspondencia entre valores introducidos en el Set Point y leídos, gracias al protocolo de comunicación del software SCADA.

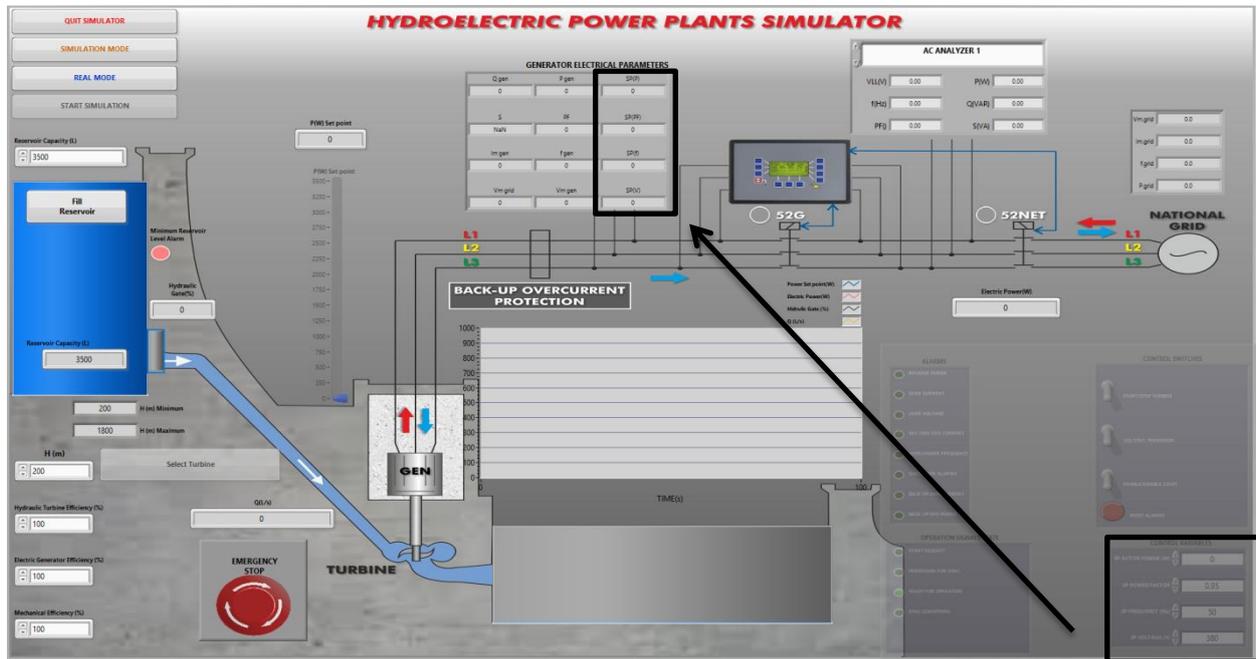


Figura 22. Correspondencia entre Set Point y parámetros del generador

11. Poner en marcha la turbina mediante el interruptor “START/STOP TURBINE”.

Atención, no confundir con el pulsador de la simulación.

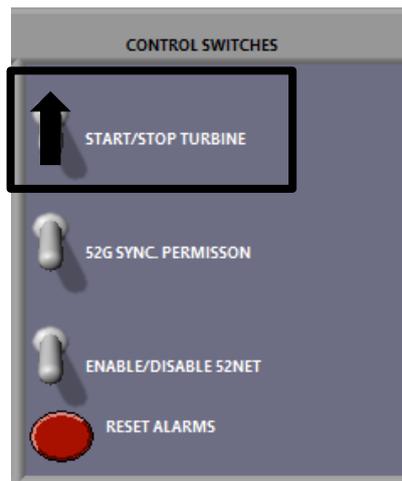


Figura 23: Puesta en marcha de la turbina

12. Analizar el tiempo de espera necesario hasta alcanzar el régimen permanente, producto de las inercias internas del proceso.

Se podrá comprobar este cambio de estado al analizar distintos parámetros de la planta, especialmente, la abertura de la compuerta de admisión hidráulica. Paralelamente, cuando la turbina alcance su régimen de giro nominal, dejará de acelerar, pudiéndose oír por el usuario.

13. A pesar de introducir algún valor de potencia eléctrica de consigna, la turbina únicamente opera en vacío y no sobrepasa el par mínimo de arranque, siempre y cuando no se cierre el interruptor de sincronismo 52G.

Preste atención en la pantalla de parámetros eléctricos del generador. Cuando el usuario pone en marcha la turbina, los parámetros de la pantalla mostrarán información importante sobre la tensión, frecuencia, corriente y potencia del generador. Observar que no se alcanza ninguna potencia eléctrica útil, a pesar de que la turbina esté en régimen de giro.

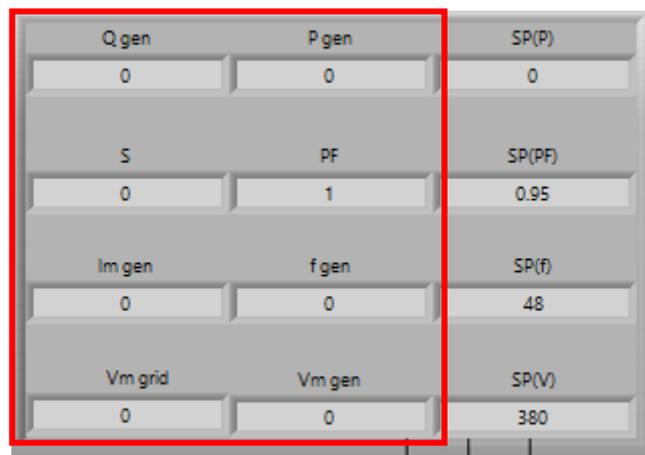


Figure 24: Generator electrical parameters

14. Existen cargas internas del hardware que provocarán una caída de tensión en el generador momentánea, de forma que el controlador reajustará la excitación y la velocidad de la máquina para mantener

constantes el voltaje y la frecuencia del generador.

Este reajuste dinámico puede ser examinado en la gráfica de tensión, cómo se indica en [“Pantalla de señales”](#).



Figure 25: Clicking on open signals window

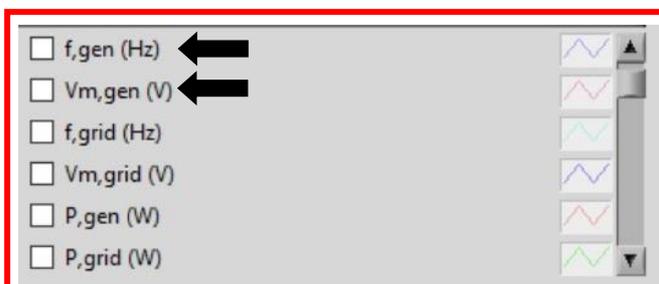
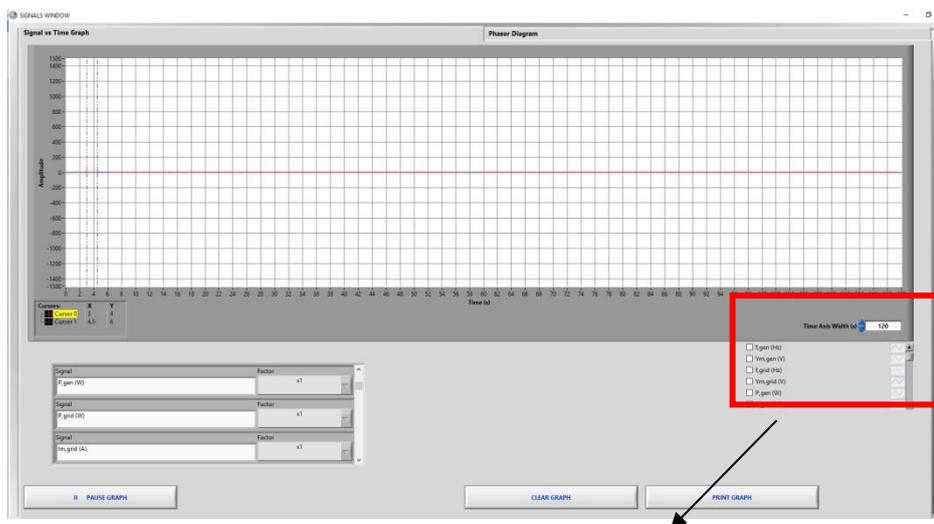


Figure 26: Electrical parameters time graph

15. Para detener la turbina hacer uso del interruptor “START/STOP

TURBINE”, en el recuadro de “CONTROL SWITCHES”, como se muestra en los [“Parámetros de entrada”](#).

16. Para acabar la simulación y salir, seleccionar “QUIT SIMULATOR”.

7.6.2 Práctica 2: Análisis de comportamiento de la turbina en modo isla

7.6.2.1 Objetivo

El objetivo de esta práctica es comprender el funcionamiento general de la central en operación nominal, junto a la comprensión del control automático de voltaje y frecuencia que el controlador *EASYGEN* ejerce sobre el generador, todo ello implementado en el software SCADA de la aplicación.

En este ejercicio práctico, el usuario adquirirá experiencia en tres aspectos:

1. Ajuste de los SP del regulador. En este punto, el usuario configurará la consigna de frecuencia y la consigna de tensión. Es muy importante fijar la frecuencia a 50/60 Hz según los parámetros nominales de la red de laboratorios. El punto de consigna de tensión debe estar fijado a los valores nominales de las cargas.

2. Configuración SCADA para el control automático de frecuencia y tensión. Tenga en cuenta que, en el modo automático, es el controlador el que controla la frecuencia y la tensión del generador.

3. Comprender el efecto que las diferentes cargas producen en los parámetros eléctricos y mecánicos del generador y cómo el controlador compensa sus fluctuaciones automáticamente. Así, se comprobará que a pesar de la conexión de cargas resistivas e inductivas, no se produce una caída de tensión permanente en el generador, por acción del controlador.

7.6.2.2 Elementos necesarios

- Módulo de Control y Protección de Grupos Turbina-Generador 1 (N-PPCM1)
- Módulo de Subestación de Generación de Potencia 2 (N-PSUB2)
- Módulo Analizador de Líneas con Adquisición de Datos (N-EALD)
- Fuente de Alimentación AC 3PH (N-ALI01)
- Módulo de Resistencias Configurables Trifásico de 3 x 300 W (N-REFT/3C)
- Módulo de Inductancias Configurables Trifásico de 3 x 300 VAr (N-INDT/3C)
- Módulo de Condensadores Configurables Trifásico de 3 x 300 VAr (N-CAR19T/3C)
- Generador Síncrono Trifásico de 1kW/1P (EMT6/1K)
- AC Servomotor 1 (SERV01)

7.6.2.3 Procedimiento

1. Llevar a cabo el paso descrito en el párrafo “[Puesta en marcha de la aplicación](#)”, hasta el paso 8, donde se ajustan los valores eléctricos de consigna deseados.
2. Cuando se alcancen las condiciones preestablecidas del generador (380-400V y 50Hz), el controlador intentará cerrar el disyuntor 52G. El usuario lo sabrá porque la lámpara "SYNC CONDITIONS" del estado de señal de funcionamiento parpadeará.

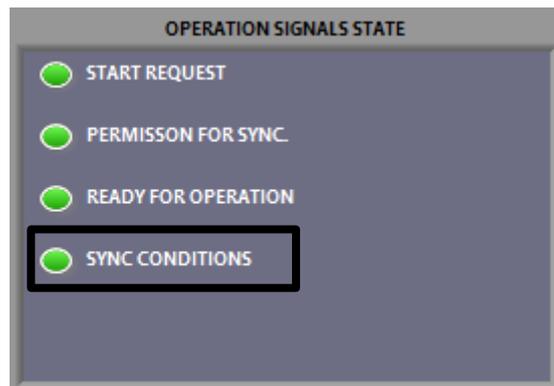


Figure 27: 52G Circuit breaker closing condition

3. Una vez alcanzadas estas condiciones, dar permiso al regulador para cerrar el interruptor 52G de sincronización. De esta manera la turbina podrá generar potencia hacia el hardware cableado.

Recordar que el controlador solo cerrará el interruptor cuando las condiciones de servicio de las máquinas sean adquiridas.

Asimismo, en la sección de “CONTROL SWITCHCHES” del presente software, se habrá seguido la secuencia de pasos indicada en la siguiente tabla para controlar automáticamente el grupo turbina-generador:

SWITCHES	POSICIÓN
START/STOP TURBINE	Arriba (START TURBINE)
52G SYNC. PERMISSION	Arriba
ENABLE/DISABLE 52NET	Abajo (DISABLE 52NET)

A continuación se muestra la secuencia de interruptores en la pantalla principal:

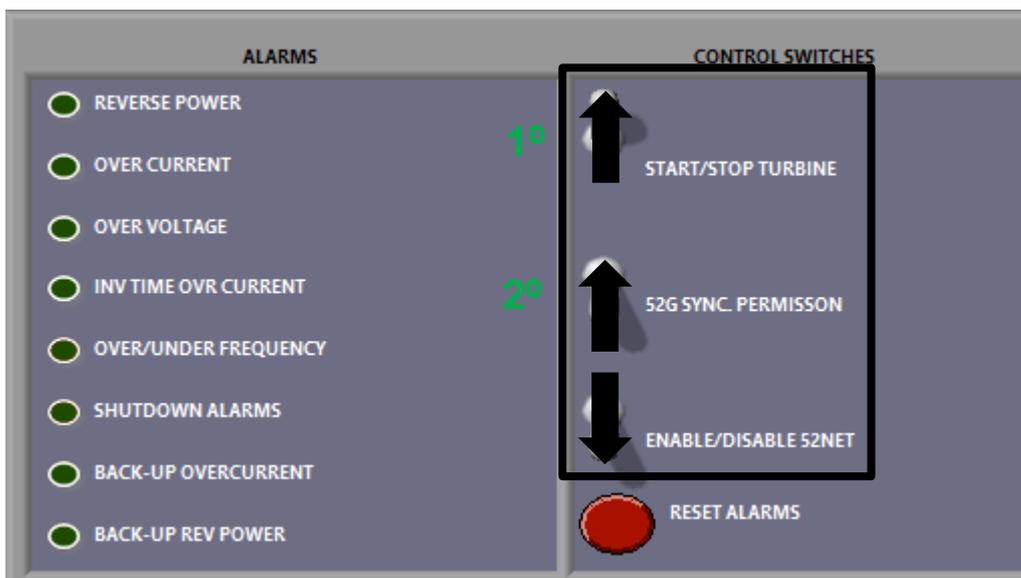


Figure 28: Switch sequence

Tener en consideración que en esta práctica el disyuntor de conexión a red 52NET deberá estar deshabilitado en todo momento, pues se trabajará en isla, como ocurría en la práctica anterior.

4. Cuando el usuario dé permiso para cerrar la 52G, se iluminará la señal "SYNC. PERMISSION" del estado de las señales de funcionamiento.

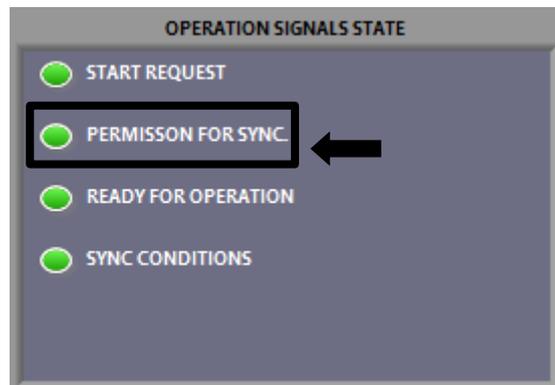


Figure 29: Permission for sync

5. En este punto, el disyuntor 52G se cerrará automáticamente. El usuario puede notar el momento de cierre porque el interruptor suena y la lámpara del software del interruptor se enciende.
6. Ahora, el generador está en condiciones de suministrar energía a las cargas. De esta forma, se deberán cerrar progresivamente los interruptores de carga resistivos con el objetivo de llevar a cabo la generación y consumo de potencia eléctrica.
7. Llevar a cabo, por ejemplo, una implementación de dos bancos resistivos. Para ello, ponga progresivamente los interruptores correspondientes en estado ON en el módulo de cargas resistivas.

Observar los diferentes parámetros eléctricos del generador tales como tensión, corriente, potencia activa, etc. en la correspondiente paleta de analizadores de la pantalla de carga, como se muestra en "[Pantalla de carga](#)".

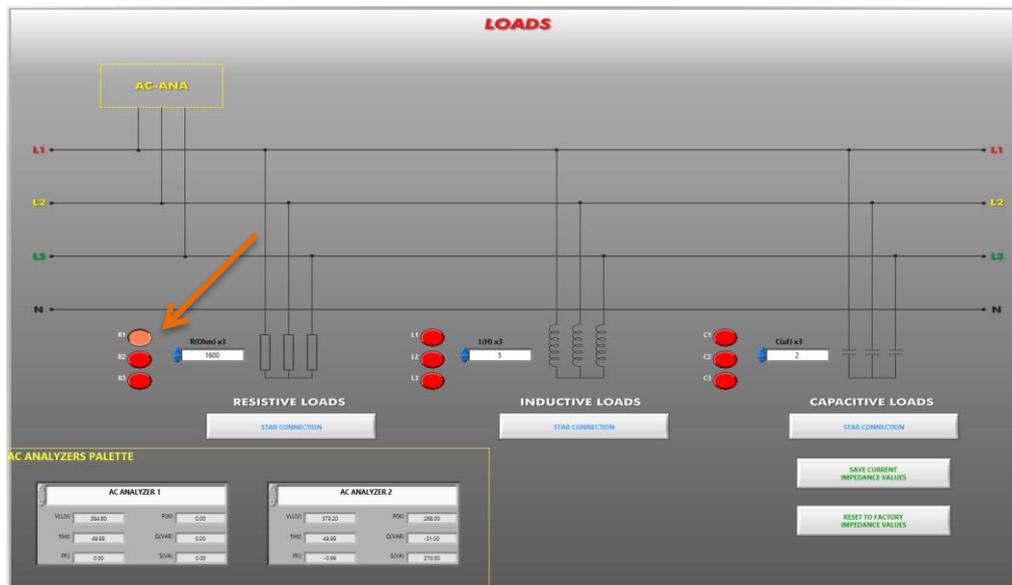


Figure 30: Load display: remote control

8. La conexión de estas cargas provocará la caída de tensión en el generador, de forma que se observará cómo el controlador reajusta la excitación y la velocidad de la máquina para mantener constantes el voltaje y la frecuencia.

Tenga en cuenta que, si la carga es demasiado elevada, las alarmas de sobrecarga y sobrecorriente pueden activarse y el generador será detenido por el controlador. En este caso, resetear las alarmas presionando dos veces el pulsador de “reset” hasta que el grupo motor-generador retorne a su funcionamiento normal.

El controlador tiene definido un tiempo para alcanzar las condiciones nominales de tensión y frecuencia. Si estas condiciones no se alcanzan, el controlador forzará la parada de la máquina y habrá que empezar el procedimiento de puesta en marcha desde el principio.

9. Este reajuste dinámico puede ser examinado en la gráfica de tensión y

frecuencia, cómo se indica en "[Pantalla de señales](#)". Para ello, vaya a los botones "OPEN SIGNALS WINDOW", "Signal vs. Time Graph", y seleccione los parámetros que desea que se muestren. También será interesante analizar los diferentes parámetros eléctricos del generador tales como tensión, corriente, potencia activa, etc. en el momento de cierre de los interruptores de carga.

10. Otra protección es activada si el voltaje del generador es demasiado elevado (*overvoltage alarm*). El usuario podrá comprobar esto si conecta diferentes cargas al generador, manteniendo los valores nominales de frecuencia y voltaje y después desconecta drásticamente todas las cargas.
11. Observar la potencia generada en "Electric Power" de la pantalla del software de la central y el caudal de agua necesario para alcanzar el régimen nominal, bajo las condiciones de carga y funcionamiento establecidas.
12. Una vez se haya realizado la conmutación de cargas y se haya estabilizado el sistema, observar la tensión y frecuencia en el analizador y comprobar que se corresponde con los valores de consigna leídos por el sistema.

Llegados a este punto, el funcionamiento nominal estaría garantizado, de forma que se pueden establecer varias modificaciones en la configuración inicial.

13. Modificar la altura de caída neta del embalse. Observar y razonar cómo afecta esto al caudal transferido a la turbina. Asimismo, observar cómo interviene este cambio a la capacidad restante del embalse.
14. En unas condiciones estables de carga, modificar el porcentaje de

eficiencia de los distintos sistemas que conforman la planta de potencia. Observar y razonar cómo afecta esto al caudal de agua.

15. Para detener la turbina hacer uso del interruptor “START/STOP TURBINE”, en el recuadro de “CONTROL SWITCHES”, como se muestra en los [“Parámetros de entrada”](#).

Atención, no confundir con el pulsador de la simulación.

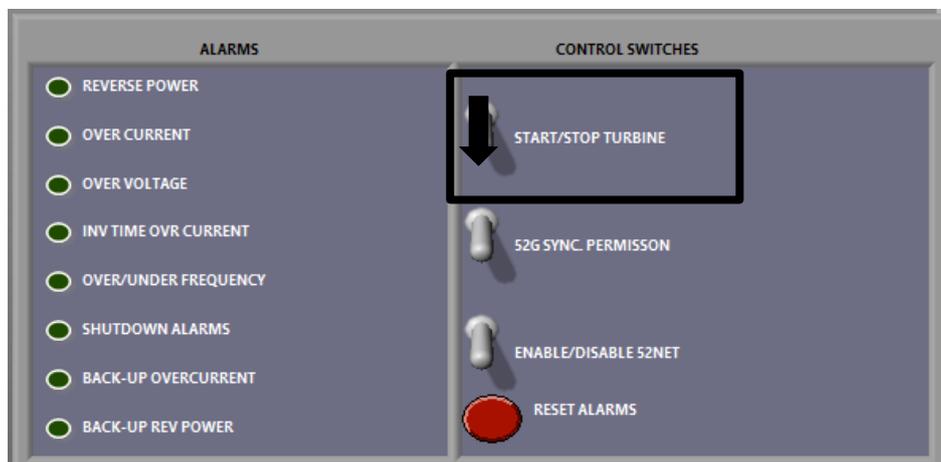


Figura 31: Stop turbine

16. Seleccionar otro tipo de turbina. Repetir todos los pasos anteriores y comparar valores de los diferentes parámetros de salida en cada caso.
17. Para acabar la simulación y salir, seleccionar “QUIT SIMUATOR”.

7.6.3 Práctica 3: Verificación de alarmas de sobre y subfrecuencia

7.6.3.1 Objetivo

La corriente de excitación es controlada mediante una señal generada por el controlador de Velocidad-Voltaje para obtener las condiciones correctas de generación de tensión.

En la presente práctica se observará como, a pesar de las modificaciones en el Set Point de frecuencia fuera de los límites nominales, se mantienen las condiciones establecidas en todo momento, por la sobreexcitación o subexcitación.

Sin embargo, en esta experiencia se pretende comprender el funcionamiento de la alarma de subfrecuencia y sobrefrecuencia. Esto es debido a que el controlador está detectando, durante un tiempo excesivo, que la frecuencia del generador es muy inferior o superior a la nominal de la máquina.

7.6.3.2 Elementos necesarios

- Módulo de Control y Protección de Grupos Turbina-Generador 1 (N-PPCM1)
- Módulo de Subestación de Generación de Potencia 2 (N-PSUB2)
- Módulo Analizador de Líneas con Adquisición de Datos (N-EALD)
- Fuente de Alimentación AC 3PH (N-ALI01)
- Módulo de Resistencias Configurables Trifásico de 3 x 300 W (N-REFT/3C)
- Generador Síncrono Trifásico de 1kW/1P (EMT6/1K)
- AC Servomotor 1 (SERV01)

7.6.3.3 Procedimiento

1. Llevar a cabo el paso descrito en el párrafo “[Puesta en marcha de la aplicación](#)”, hasta el paso 8, donde se ajustan los valores eléctricos de consigna deseados.
2. Cuando se alcanzan las condiciones preestablecidas del generador (380-400V y 50Hz), el controlador intentará cerrar el disyuntor 52G. El usuario lo sabrá porque la lámpara "SYNC CONDITIONS" del estado de señal de funcionamiento parpadeará.

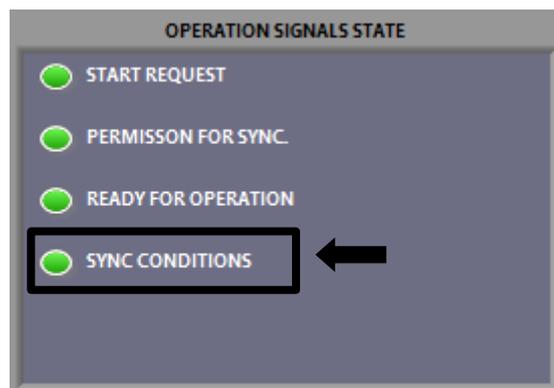


Figure 32: 52G Circuit breaker closing condition

3. Una vez alcanzadas estas condiciones y ajustados los Set Point operación, dar permiso al regulador para cerrar el interruptor 52G de sincronización. De esta manera la turbina podrá generar potencia hacia el hardware cableado.

Recordar que el controlador solo cerrará el interruptor cuando las condiciones de servicio de las máquinas sean adquiridas.

Asimismo, en el apartado de “CONTROL SWITCHES” del presente software, se habrá seguido la secuencia de pasos indicada en la siguiente tabla para controlar automáticamente el grupo turbina-generador:

SWITCHES	POSICIÓN
START/STOP TURBINE	Arriba (START TURBINE)
52G Synchronization Permission	Arriba
Enable/Disable 52NET	Abajo (Disable 52NET)

A continuación se muestra la secuencia de interruptores en la pantalla principal:

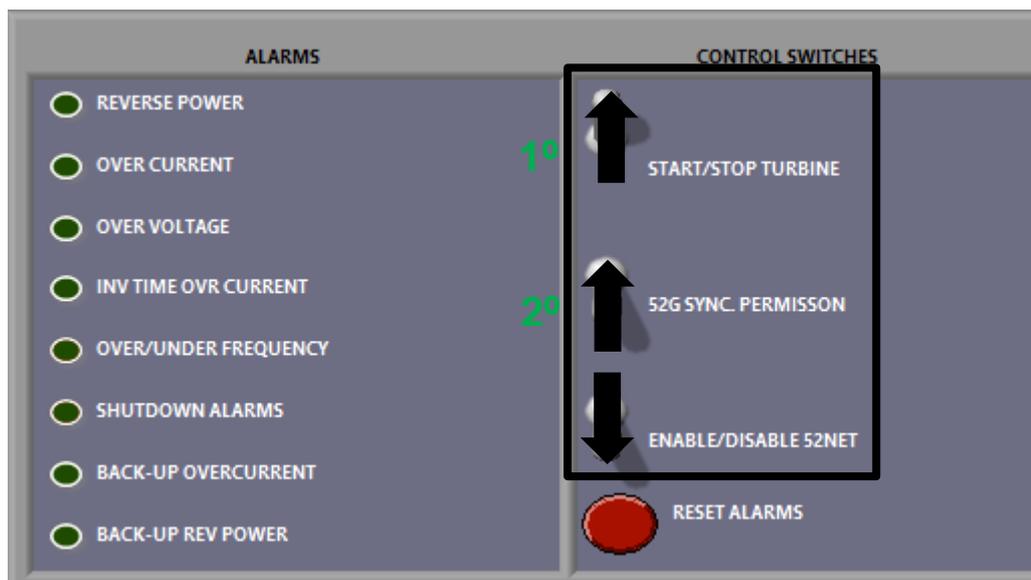


Figure 33: Switch sequence

4. Cuando el usuario dé permiso para cerrar la 52G, se iluminará la señal "SYNC. PERMISSION" del estado de las señales de funcionamiento.

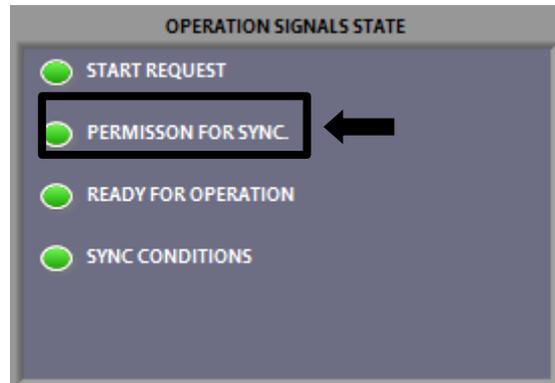


Figure 34: Permission for sync

5. En este punto, el disyuntor 52G se cerrará automáticamente. El usuario puede notar el momento de cierre porque el interruptor suena y la lámpara del software del interruptor se enciende. Ahora, el generador está en condiciones de suministrar energía a las cargas.
6. En la práctica de verificación de alarmas se operará con cargas resistivas para llevar a cabo la generación y consumo de potencia eléctrica. Para recordar el esquema de conexión y conocer los datos del analizador de red, consultar la [“Pantalla de cargas”](#).

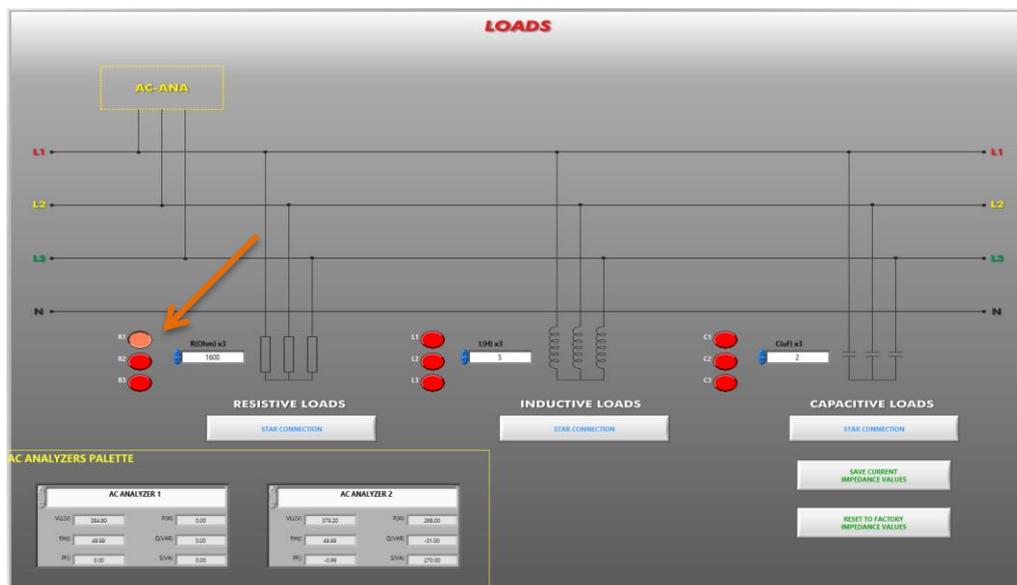


Figure 35: Load display: remote control

No se conectarán cargas inductivas al sistema, pues su inductancia variará con la frecuencia de operación, obstaculizando la visión del fenómeno que se espera analizar.

Entonces, cerrar progresivamente los interruptores de carga resistivos con el objetivo de llevar a cabo la generación y consumo de potencia eléctrica. Llevar a cabo, por ejemplo, una implementación de un banco resistivo. Para ello, ponga los interruptores correspondientes en estado ON en el módulo de cargas resistivas.

7. La conexión de estas cargas provocará la caída de tensión en el generador, observando el reajuste ejercido por el controlador de la excitación y la velocidad de la máquina para mantener constantes los Set Point de voltaje y la frecuencia.
8. La corriente de excitación de reajuste puede ser medida con un multímetro conectado en serie con el devanado de excitación mostrado en el panel frontal del módulo N-PSUB2. Se puede observar esta corriente de devanado en el esquema del circuito monofásico equivalente del generador síncrono:

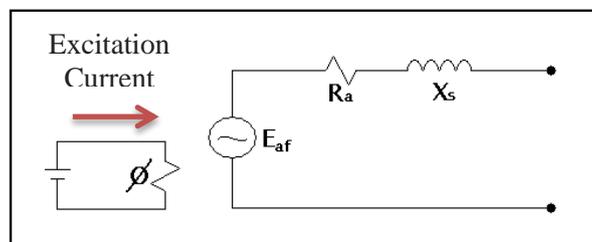


Figura 36: Circuito monofásico equivalente del generador

Así, se dispone de dos terminales para la conexión de un amperímetro CC para la medida de la corriente de excitación del generador. En caso

de disponer un multímetro, realizar la conexión como se indica en el apartado referente a “*Wiring of the current excitation*” del manual AEL-EPP.

9. Al estabilizarse la caída de tensión producida por las cargas, se procederá con los ensayos de sobre y subfrecuencia. Para ello el usuario deberá establecer valores de frecuencia que excedan los límites de funcionamiento nominal, de acuerdo con la configuración por defecto del software:

- Ensayo a sobrefrecuencia: Valores superiores a 52 Hz
- Ensayo a subfrecuencia: Valores inferiores a 45 Hz

10. Establecer Set Point de frecuencia del generador fuera de estas condiciones nominales de operación y observar la compensación eléctrica realizada por el controlador, visible mediante el multímetro en la corriente de excitación del devanado.

Se debe tener presente que estos ensayos se encuentran limitados por defecto para evitar daños en la máquina síncrona, de forma que se realizarán en períodos inferiores a 5 segundos. En caso de mantener las condiciones de sub o sobrefrecuencia más de este tiempo establecido, el controlador forzará la parada de la máquina. En este caso, el usuario deberá parar la turbina y pulsar dos veces el pulsador rojo de reset y habrá que empezar el procedimiento de puesta en marcha desde el principio.

11. Recordar que el controlador tiene definido un tiempo para alcanzar las condiciones de Set Point de tensión y frecuencia. Si estas condiciones no

se alcanzan, el controlador también forzará la parada de la máquina.

12. Para detener la turbina hacer uso del interruptor “START/STOP TURBINE”, en el recuadro de “CONTROL SWITCHES”, como se muestra en los [“Parámetros de entrada”](#).

Atención, no confundir con el pulsador de la simulación.

18. Para acabar la simulación y salir, seleccionar “QUIT SIMULATOR”.

7.6.4 Práctica 4: Verificación de alarmas de sobre y subtensión

7.6.4.1 Objetivo

La corriente de excitación es controlada mediante una señal generada por el controlador de Velocidad-Voltaje para obtener las condiciones correctas de generación de tensión.

En la presente práctica se observará como, a pesar de las modificaciones en el Set Point de tensión fuera de los límites nominales, se mantienen las condiciones de frecuencia establecidas en todo momento, por la sobreexcitación o subexcitación.

Sin embargo, en esta experiencia se pretende comprender el funcionamiento de la alarma de subtensión y sobretensión. Esto es debido a que el controlador está detectando, durante un tiempo excesivo, que la tensión del generador es muy inferior o superior a la nominal de la máquina.

7.6.4.2 Elementos necesarios

- Módulo de Control y Protección de Grupos Turbina-Generador 1 (N-PPCM1)
- Módulo de Subestación de Generación de Potencia 2 (N-PSUB2)
- Módulo Analizador de Líneas con Adquisición de Datos (N-EALD)
- Fuente de Alimentación AC 3PH (N-ALI01)
- Módulo de Resistencias Configurables Trifásico de 3 x 300 W (N-REFT/3C)
- Generador Síncrono Trifásico de 1kW/1P (EMT6/1K)
- AC Servomotor 1 (SERV01)

7.6.4.3 Procedimiento

1. Continuar el procedimiento de la práctica anterior, desde el punto 8 (incluido).
2. Al estabilizarse la caída de tensión producida por las cargas, se procederá con los ensayos de sobre y subtensión. Para ello el usuario deberá establecer valores de tensión que excedan los límites de funcionamiento nominal, de acuerdo con la configuración por defecto del software:
 - Ensayo a sobretensión: Valores superiores al 108% del valor nominal de 380V
 - Ensayo a subtensión: Valores inferiores al 92% del valor nominal de 380V
3. Establecer el Set Point de tensión del generador fuera de estas condiciones nominales de operación y observar la compensación eléctrica realizada por el controlador, visible mediante el multímetro en la corriente de excitación del devanado.

Se debe tener presente que estos ensayos se encuentran limitados por defecto para evitar daños en la máquina síncrona, de forma que se realizarán en períodos inferiores a 5 segundos. En caso de mantener las condiciones de sub o sobretensión más de este tiempo establecido, el controlador forzará la parada de la máquina. En este caso, el usuario deberá parar la turbina y pulsar dos veces el pulsador rojo de *reset* y habrá que empezar el procedimiento de puesta en marcha desde el

principio.

- Recordar que el controlador tiene definido un tiempo para alcanzar las condiciones de Set Point de tensión y frecuencia. Si estas condiciones no se alcanzan, el controlador también forzará la parada de la máquina.
- Para detener la turbina hacer uso del interruptor “START/STOP TURBINE”, en el recuadro de “CONTROL SWITCHES”, como se muestra en los [“Parámetros de entrada”](#).

Atención, no confundir con el pulsador de la simulación.

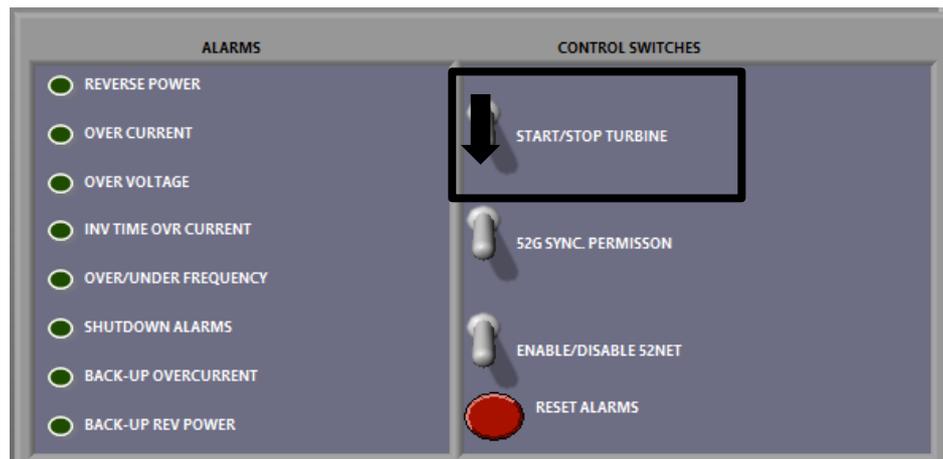


Figura 37: STOP turbine

- Para acabar la simulación y salir, seleccionar “QUIT SIMUATOR”.

7.6.5 Práctica 5: Operación de sincronización automática del generador y la red

7.6.5.1 Objetivo

El objetivo de esta práctica es llevar a cabo la sincronización automática del generador con la red eléctrica para comprender, paso a paso, este procedimiento utilizando el software SCADA.

De esta forma, el usuario podrá comprender las condiciones necesarias para que la sincronización con la red del laboratorio tenga éxito y monitorizar este proceso de sincronización e inyección a la red a través de las diferentes herramientas que se suministran con el software.

7.6.5.2 Elementos necesarios

- Fuente de Alimentación AC 3PH (N-ALI01)
- Módulo de Control y Protección de Grupos Turbina-Generador 1 (N-PPCM1)
- Módulo de Subestación de Generación de Potencia 2 (N-PSUB2)
- Módulo Analizador de Líneas con Adquisición de Datos (N-EALD)
- Generador Síncrono Trifásico de 1kW/1P (EMT6/1K)
- AC Servomotor 1 (SERV01)

7.6.5.3 Procedimiento

1. Realice las pautas indicadas en el Ejercicio Práctico 8 del manual AEL-EPP, hasta el paso 6 (incluido), entonces, continúe el procedimiento que se describe a continuación.
2. Abrir el “PSV-GSPP-SOF. Simulador de Plantas de Energía hidroeléctrica” cómo se muestra en [Operatividad](#) y realizar la puesta en marcha como se describe en “[Puesta en marcha de la aplicación](#)”, hasta el paso 8, donde se ajustan los valores eléctricos de consigna deseados.
3. Ingrese los valores de SP exigidos por la red, respetando los valores nominales. Por ejemplo, si el voltaje de la red es de 380 VCA y su frecuencia es de 50 Hz, los puntos de ajuste apropiados son los siguientes:

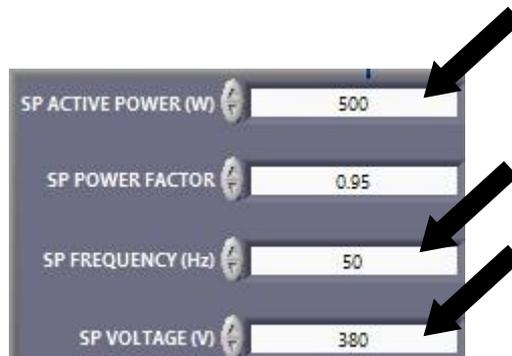


Figure 38: Setting on the frequency and Voltage Set Points

Se aconseja establecer una potencia inicial de trabajo para evitar problemas con el factor de potencia en el arranque y permitir que el controlador opere adecuadamente en el momento del sincronismo. Así, se establece 500W de potencia por defecto. Este valor podrá ser manejable, como veremos a continuación.

4. Una vez introducidos los puntos de ajuste, el controlador recibe los

nuevos valores y se actualiza la pantalla de parámetros eléctricos del generador.

5. El generador va a trabajar en sincronismo con la red, de forma que el disyuntor 52NET debe colocarse en posición cerrada. En esta situación se activan todos los puntos de ajuste.

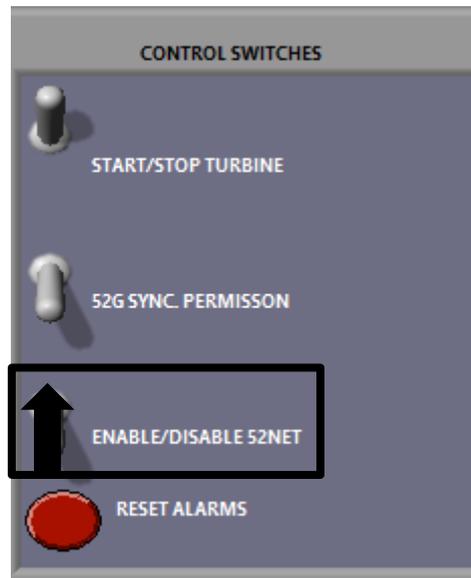


Figure 39: Switch sequence

6. Poner en marcha la turbina mediante el interruptor “*START/STOP TURBINE*”.
- Atención, no confundir con el pulsador de la simulación.
7. Analizar el tiempo de espera necesario hasta alcanzar el régimen permanente, producto de las inercias internas del proceso.
 8. Ahora, el grupo turbina-generador está funcionando y los parámetros de frecuencia y voltaje deben estar cerca de los puntos de ajuste de voltaje y frecuencia preestablecidos anteriormente.

Tenga en cuenta que la tensión de la red ($V_{m,grid}$) y del generador ($V_{m,gen}$) debe ser similar. Esto se debe a que el controlador regula la

excitación del generador para que las tensiones de red y del generador sean iguales. Lo mismo sucede con la frecuencia, pues el controlador regula automáticamente la velocidad del servomotor para conseguirlo.

9. Para obtener más información sobre el gráfico de evolución temporal de los parámetros de frecuencia y tensión, haga clic en "*OPEN SIGNALS WINDOW*" y seleccione las variables que desea visualizar.



Figure 40: Clicking on open signals window

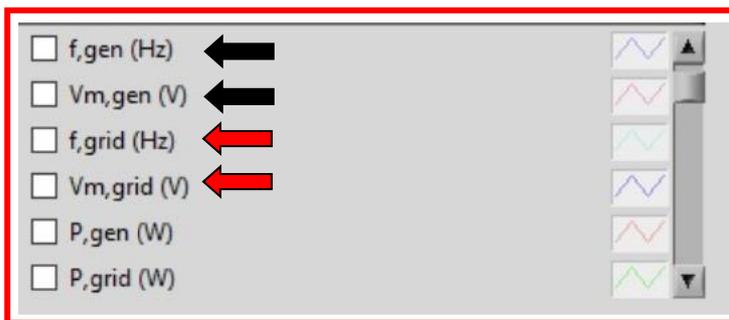
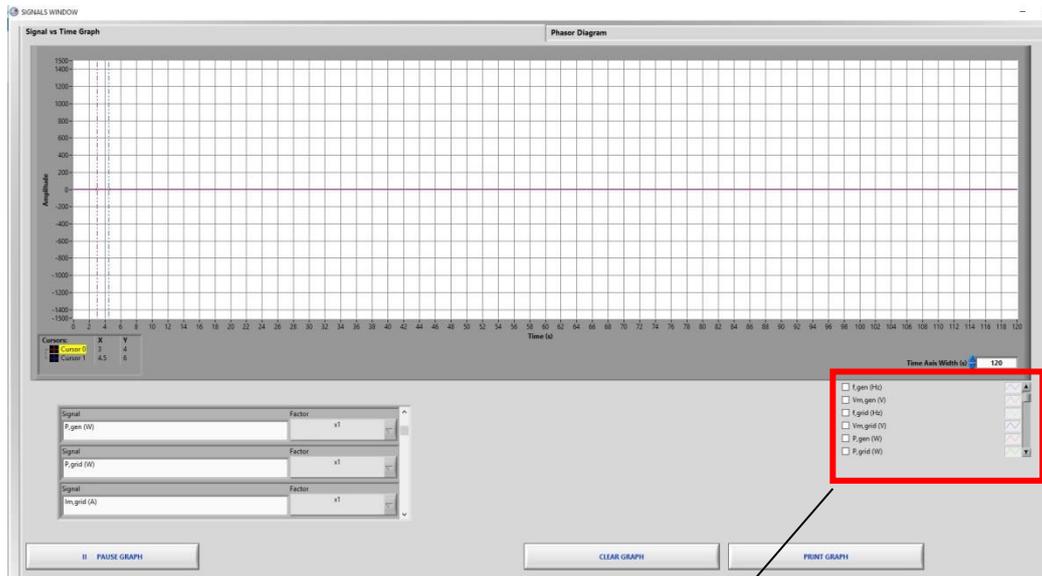


Figure 41: Electrical parameters time graph

10. Una vez las condiciones entre generador y red sean coincidentes, el controlador intentará cerrar el disyuntor 52G de sincronización. El usuario lo sabrá porque la lámpara "SYNC CONDITIONS" del estado de señal de funcionamiento parpadeará.

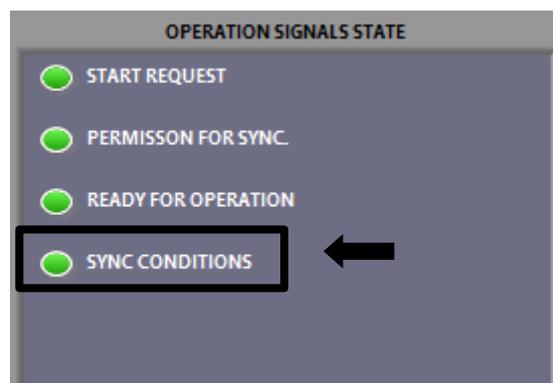


Figure 42: Permission for sync

11.El controlador solo cerrará el interruptor cuando las condiciones de servicio de las máquinas sean adquiridas (380-400V y 50Hz), y se le dé el permiso para realizar la conmutación. Entonces, la lámpara de "SYNC CONDITIONS" del estado de señal de funcionamiento dejará de parpadear y se iluminará.

12. Asimismo, en el apartado de "CONTROL SWITCHES" del presente software, se habrá seguido la secuencia de pasos indicada en la siguiente tabla para controlar automáticamente el grupo turbina-generador:

ORDEN	SWITCHES	POSICIÓN
1°	ENABLE/DISABLE 52NET	Arriba (ENABLE 52NET)
2°	START/STOP TURBINE	Arriba (START TURBINE)
3°	52G SYNC. PERMISSION	Arriba

A continuación se muestra la secuencia de interruptores en la pantalla principal:

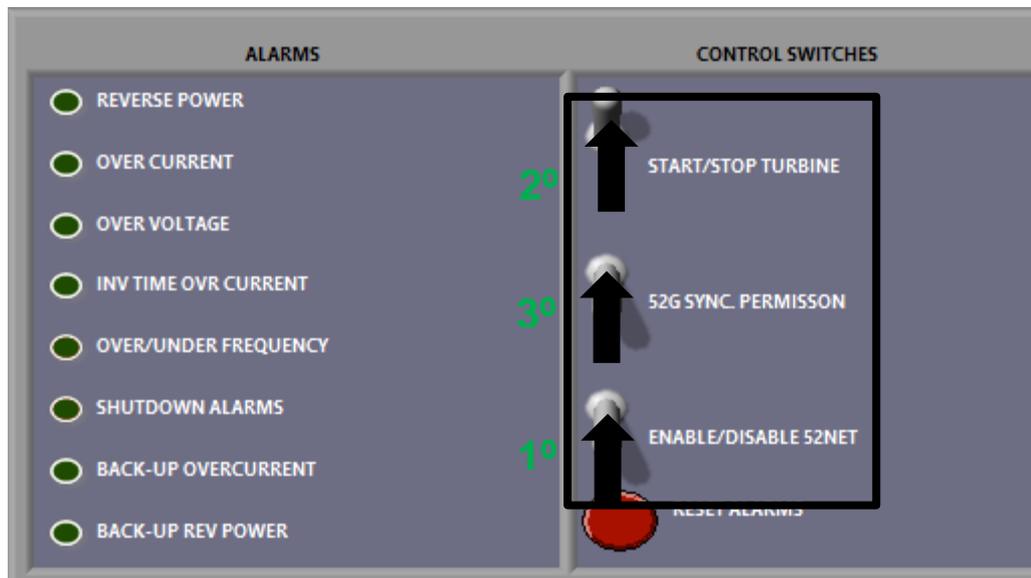


Figure 43: Switch sequence

13. Al cerrar el interruptor “52G SYNC. PERMISSION”, el disyuntor 52G asociado se cerrará automáticamente. El usuario puede notar el momento de cierre porque el interruptor suena y la lámpara del software del interruptor se enciende.
14. Observar cómo el controlador lleva automáticamente a las condiciones de servicio al grupo motor-generador, ajustando el ángulo de fase de ambos; observándose en el sincronoscopio del propio elemento. Para conocer el funcionamiento de este dispositivo, consultar el apartado correspondiente en el manual AEL-EPP.
15. Ahora, el generador está en condiciones de suministrar energía a la red. Así, introducir una consigna de potencia eléctrica, en el mando de ajuste de la potencia eléctrica o en el SP de potencia activa, de “*CONTROL VARIABLES*”, como se muestra en “[Parámetros de entrada](#)”. Estos dos elementos de entrada se encuentran enlazados, de forma que se pueden utilizar indistintamente de acuerdo con las

preferencias del usuario.

Recuerde que los Puntos de Ajuste de Potencia Activa y Factor de Potencia sólo funcionan cuando se consigue la sincronización (interruptores 52G y 52NET cerrados).

16. Una vez introducido el valor de potencia, observar cómo se alcanza esta consigna de forma dinámica en las gráficas de potencia, manifestándose el retardo provocado por las inercias hidroeeléctricas de la central y de la propia turbina. Para ver las curvas de generación en tiempo real diríjase a la ventana de gráficas, como se muestra en la [“Pantalla de señales”](#), concretamente a “signals vs time”, y selecciona los parámetros deseados.

17. Cuando se establezca el sistema, observar la potencia activa generada en gráficas y comprobar que se corresponde con los valores de consigna leídos por el sistema, una vez se ha realizado la comunicación.

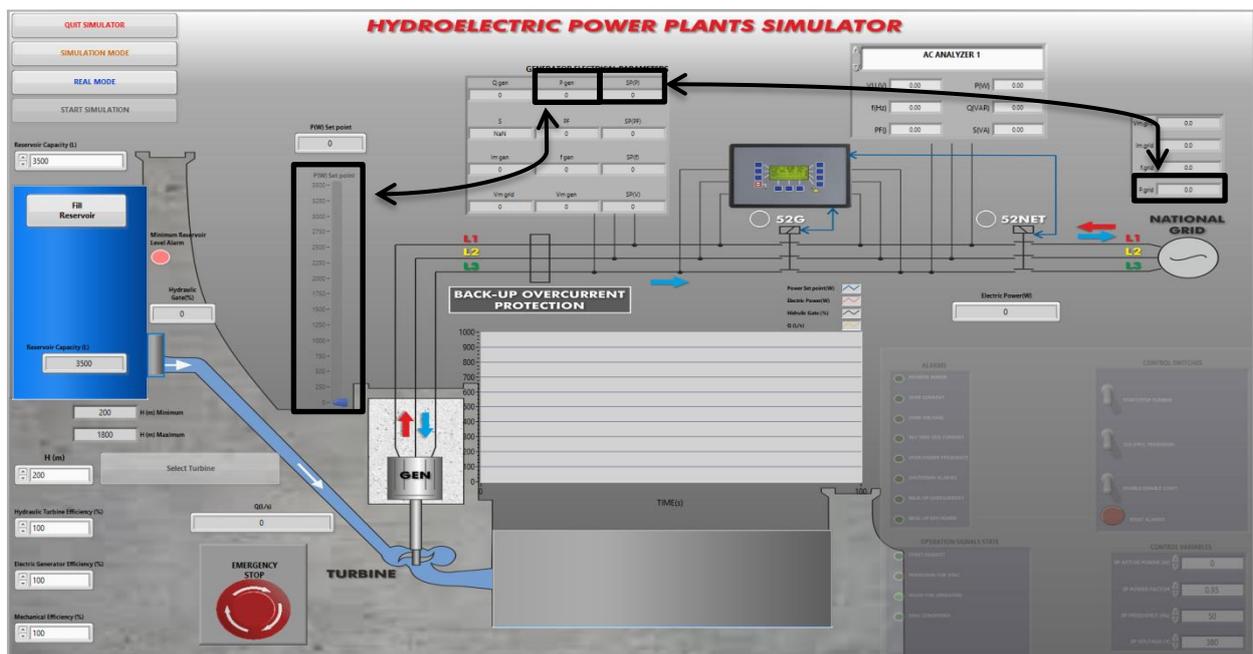


Figure 44: Correspondence between setpoint, read value and generation

18. Observar la evolución de caudal de agua y velocidad de vaciado de la capacidad de reserva hasta que el sistema alcanza el régimen permanente.
19. Para detener la turbina hacer uso del interruptor “START/STOP TURBINE”, en el recuadro de “CONTROL SWITCHES”, como se muestra en los “[Parámetros de entrada](#)” y observar cómo se reduce progresivamente la potencia activa hasta los 0 W y se abre automáticamente el interruptor 52G.

Atención, no confundir el interruptor con el pulsador de la simulación.

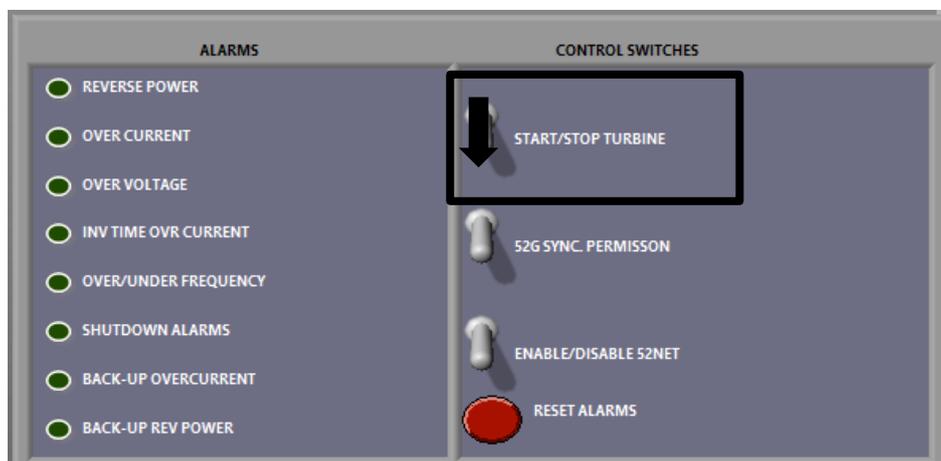


Figure 45: Turbine stop

20. Para acabar la simulación y salir, seleccionar “QUIT SIMULATOR”.

7.6.6 Práctica 6: Operación en sincronización de generador y la red a distintas configuraciones de la planta y regímenes de trabajo

7.6.6.1 Objetivo

El objetivo de esta práctica es, una vez efectuada la sincronización del generador con la red eléctrica, observar distintos regímenes de operación de la planta hidroeléctrica bajo distintas configuraciones, para comprender las repercusiones de las modificaciones y, en consecuencia, analizar el rendimiento general a distintos regímenes de trabajo.

En definitiva, se pretende observar la respuesta de la planta ante el aumento de la potencia de consigna y, en consecuencia, el volumen de trabajo requerido, en distintos regímenes de operación.

7.6.6.2 Elementos necesarios

- Fuente de Alimentación AC 3PH (N-ALI01)
- Módulo de Control y Protección de Grupos Turbina-Generador 1 (N-PPCM1)
- Módulo de Subestación de Generación de Potencia 2 (N-PSUB2)
- Módulo Analizador de Líneas con Adquisición de Datos (N-EALD)
- Generador Síncrono Trifásico de 1kW/1P (EMT6/1K)
- AC Servomotor 1 (SERV01)

7.6.6.3 Procedimiento

1. Continuar la **Práctica 5** desde el punto 17.
2. Introducir valores distintos de potencia eléctrica y observar cómo se alcanza esta consigna de forma dinámica en las gráficas de potencia. Cuando se estabilice el sistema, observar la potencia activa generada en los parámetros de salida dispuestos para ello.

Recordar que para ver las curvas de generación en tiempo real debe dirigirse a la ventana de gráficas, como se muestra en la “[Pantalla de señales](#)”, concretamente a “*signals vs time*”, y selecciona los parámetros deseados.

3. Una vez se estabilice el sistema, observar el aumento o disminución de caudal provocado por el incremento o decrecimiento de la demanda eléctrica, respectivamente. En consecuencia, observar la evolución de la capacidad del embalse y analizar la velocidad de vaciado.

Una vez comprobadas las repercusiones en el sistema ante distintas consignas de potencia eléctrica, se introducirán distintas configuraciones internas del proceso, para comprender las repercusiones en el generador.

4. Modificar la eficiencia de los distintos sistemas. Nuevamente, observa y razona cómo afecta esto a la potencia hidráulica transferida al sistema, a través del caudal.
5. Observar cómo afecta el cambio anterior en términos de potencia eléctrica suministrada a la red. Como se comprobará, no tiene efecto alguno, pues el sistema interno regula el caudal para mantener las condiciones de carga exigidas por la red.

6. Para detener la turbina hacer uso del interruptor “START/STOP TURBINE”, en el recuadro de “CONTROL SWITCHES”, como se muestra en los [“Parámetros de entrada”](#).

Atención, no confundir con el pulsador de la simulación.

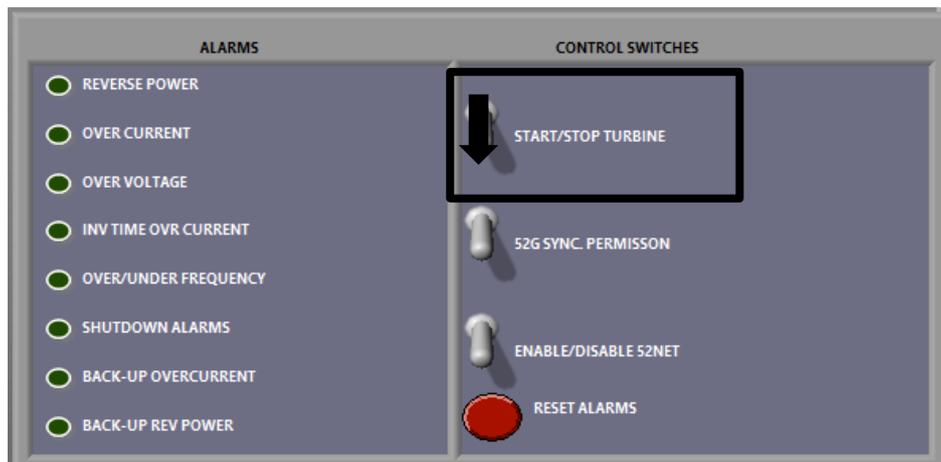


Figure 46: Turbine stop

7. Para acabar la simulación y salir, seleccionar “QUIT SIMULATOR”.

7.6.7 Práctica 7: Verificación de la alarma de límite inferior

7.6.7.1 Objetivo

En esta práctica se desarrollará la simulación de la planta de potencia de energía hidroeléctrica a distintas condiciones de funcionamiento nominal para analizar la evolución de la velocidad de vaciado del embalse, a causa de las fluctuaciones de caudal.

Paralelamente, se efectuará este estudio de vaciado ante distintas disposiciones del embalse, es decir, ante distintos saltos geodésicos de agua, dentro de los límites que establece cada tipo de turbina. Asimismo, también se llevará a cabo la simulación de distintas plantas de potencia de energía hidroeléctrica, en consideración con las turbinas empleadas para el proceso: Kaplan, Francis o Pelton.

En general, también se pretende observar la evolución de la capacidad del embalse y analizar la velocidad de vaciado. De esta forma, en esta experiencia comprenderemos el funcionamiento de la alarma de nivel mínimo de agua del embalse, que provoca el cierre automático de la compuerta hidráulica. Recordemos que el nivel mínimo corresponde a la cota superior de esta compuerta de admisión.

7.6.7.2 Elementos necesarios

- Módulo de Control y Protección de Grupos Turbina-Generador 1 (N-PPCM1)
- Módulo de Subestación de Generación de Potencia 2 (N-PSUB2)
- Módulo Analizador de Líneas con Adquisición de Datos (N-EALD)
- Fuente de Alimentación AC 3PH (N-ALI01)
- Módulo de Resistencias Configurables Trifásico de 3 x 300 W (N-REFT/3C)
- Generador Síncrono Trifásico de 1kW/1P (EMT6/1K)
- AC Servomotor 1 (SERV01)

7.6.7.3 Procedimiento

1. Continuar la **Práctica 6** desde el punto 5, de forma que se hayan analizado varios regímenes de operación de la planta.

Conocidas las repercusiones de demanda en las exigencias de caudal, se podrá repetir el proceso para distintas condiciones de salto neto de agua.

2. Manteniendo el tipo de turbina inicial, disminuir el salto geodésico, como se muestra en "[Parámetros de entrada](#)". Al disminuir el salto, la energía potencial del agua de reserva en el embalse superior se verá reducida necesariamente, de forma que la energía hidráulica deberá verse compensada mediante el aumento de caudal.
3. De esta forma, y una vez se estabilice el sistema, observar el aumento de caudal provocado por la disminución de salto. En consecuencia, observar la reducción progresiva de la capacidad del embalse y analizar el aumento de la velocidad de vaciado.

Analizados los efectos en el caudal provocados por las variaciones de demanda y la altura útil del embalse superior, pasaremos a comprobar el cierre automático de la compuerta en real, una vez detectado el nivel mínimo de agua.

4. Para analizar el cierre, repetir y esperar hasta alcanzar el nivel de vaciado requerido.

Se debe tener en cuenta que, si no ha sido introducida una capacidad de reserva o altura de salto suficientemente pequeñas, el vaciado del embalse se realizará lentamente, pudiendo ser requeridos varios minutos hasta alcanzar el nivel inferior.

5. Una vez el nivel de agua alcance la cota superior de la compuerta, saltará la alarma de nivel, que provocará el cierre de la compuerta.

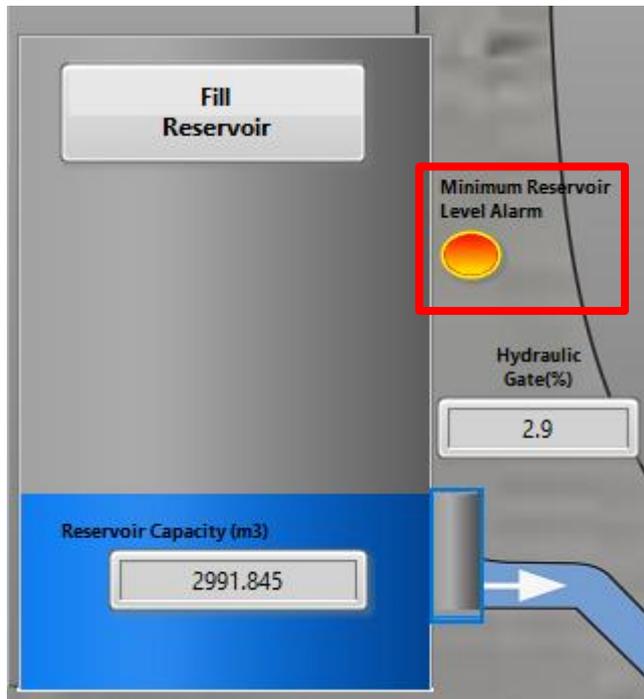


Figura 47. Minimal Reservoir Level Alarm

6. Observar cómo se alcanza el cierre total de la compuerta de forma dinámica, reduciéndose el caudal de agua y, en consecuencia, la potencia eléctrica aportada por la central.

Se puede comprobar como el controlador reduce la potencia de suministro de forma paulatina, adaptando la frecuencia de la turbina, hasta que se produce la desconexión de forma segura con la red.

7. Una vez realizada la detención, seleccionar otro tipo de turbina y salto neto asociado. Repetir los pasos anteriores y comparar valores de los diferentes parámetros de salida en cada caso, considerando el uso de distintas turbinas en la central.
8. Para detener la turbina hacer uso del pulsador “STOP TURBINE”, como se

muestra en [“Parámetros de entrada”](#).

9. Para acabar la simulación y salir, seleccionar “QUIT SIMULATOR”.