

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA**



Simulación SCADA (Control, supervisión y adquisición de datos) de una planta generadora de energía eléctrica a base de energía geotérmica.

PRESENTADO POR:

RICARDO SALVADOR CHACÓN MORALES

**PARA OPTAR AL TITULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

CIUDAD UNIVERSITARIA, JULIO DE 2012

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO

SECRETARIA GENERAL :

DRA. ANA LETICIA ZA VALETA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

DIRECTOR :

ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

Simulación SCADA (Control, supervisión y adquisición de datos) de una planta generadora de energía eléctrica a base de energía geotérmica.

Presentado por :

RICARDO SALVADOR CHACÓN MORALES

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director :

ING. CARLOS OSMIN POCASANGRE MARROQUIN

San Salvador, julio de 2012

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director :

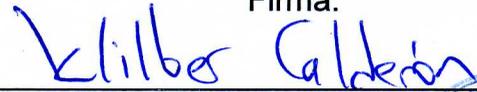
ING. CARLOS OSMIN POCASANGRE MARROQUIN

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 28 de junio de 2012, en Centro de Computo de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 4:30 horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. José Wilber Calderón Urrutia
Director

Firma:



2. Ing. Salvador de Jesús Germán
Secretario

Firma:





Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

1- Ing. Ricardo Ernesto Hernández Cortéz

Firma:



2- Ing. Vladimir Alexander Alvarado Cáceres



Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

Simulación SCADA (control, supervisión y adquisición de datos) de una planta generadora de energía eléctrica a base de energía geotérmica.

A cargo del Bachiller:

Ricardo Salvador Chacón Morales

Habiendo obtenido el presente Trabajo una nota final, global de:

8.4

(ocho punto Cuatro.)

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por permitirme alcanzar la meta trazada, por cederme la sabiduría y razón necesarias para culminar mi carrera.

A mi madre, a quien le debo lo que soy y siempre me ha brindado su apoyo incondicional.

A mi Esposa e hijos, por comprender que no les brinde el tiempo que ellos se merecían durante el proceso que ha dado como resultado la elaboración del presente documento.

A mis ex-compañeros, ahora convertidos en mis amigos, que me acompañaron en el camino, con quienes compartimos muchas alegrías y tristezas durante muchos años que compartimos, por el apoyo que me brindaron en los momentos que lo necesite.

A todas las personas que me sin ningún interés me extendieron una mano amiga en momentos difíciles y que gracias a ellos logre salir avante.

INDICE

CAPITULO	DESCRIPCION	PAGINA
	Introducción	2
I	Características generales de los sistemas SCADA	
1.1	Procesos SCADA	3
1.2	Protocolos generales de comunicación	13
1.3	Protocolos SCADA	14
1.4	Tecnología	17
1.5	Mandos SCADA	18
1.6	Conclusiones	20
II	Sistemas SCADA comerciales	
2.1	Procesos SCADA (el actual capitulo 11)	21
2.2	Características de 3 o 4 casos	22
2.3	Comparaciones	25
2.4	Selección de un sistema particular	25
2.5	Justificación del uso de WINCC para el trabajo	26
2.6	Conclusiones	27
	Aplicación de simulación de WINCC para una planta geotérmica	
III		
3.1	Descripción de la planta a simular su control	28
3.2	Interactuando con WINCC	29
3.3	Simulación de planta geotérmica	35
3.4	Conclusiones	50
	Glosario	51
	Bibliografía	52
	Anexos	53

LISTADO DE FIGURAS

FIGURA	CONTENIDO	PAGINA
1	Esquema de conexión de equipos e interfaces de comunicación	7
2	Esquema de los elementos de un sistema Scada	8
3	Esquema del conexionado para el MTU y el RTU	8
4	Esquema de conexiones de los elementos de un sistema Scada	10
5	Esquema de conexiones de la RTU.	10
6	Interfaz HMI de Planta empacadora de producto en sacos	22
7	HMI de paletizadora	23
8	Interfaz HMI de planta de bombeo	24
9	Proceso típico de generación eléctrica en geotermia.	28
10	Imagen del sistema a simular	29
11	Pantalla inicial de Wincc. Explorer	30
12	Inicio de proceso de creación de una pantalla grafica en el "Graphics Designer"	31
13	Pantalla de graphics designer	31
14	Seleccionando imagen de librería	32
15	Insertando imagen de librería para pozo productor.	32
16	Seleccionando imagen de librería para separador ciclónico	33
17	Seleccionando imagen de librería para separador Tanque agua caliente	33
18	Alternativas para vincular en Win CC	34
19	Esquema de proceso de generación eléctrica en geotermia	36
20	Esquema de etapa 1 de proceso scada, sin ingreso de vapor al sistema.	36
21	Esquema de etapa 2 de proceso scada, sin ingreso de vapor al sistema.	37
22	Esquema de etapa 3 de proceso scada, sin ingreso de vapor al sistema	37
23	Ingreso de $Q = 100 \text{ kg/s}$ al sistema (Etapa 1).	38
24	$Q = 100 \text{ kg/s}$, valor de ingreso al sistema (Etapa 2).	38
25	$Q = 350 \text{ kg/s}$, valor de ingreso al sistema (Etapa 1).	39
26	$Q = 350 \text{ kg/s}$, valor de ingreso al sistema (Etapa 2).	39

LISTADO DE FIGURAS

Continuación

FIGURA	CONTENIDO	PAGINA
27	Q = 353 kg/s , valor de ingreso al sistema, inicio de generación (Etapa 1).	40
28	Q = 353 kg/s , valor de ingreso al sistema, inicio de generación (Etapa 2).	40
29	Q = 360 kg/s , valor de ingreso al sistema (Etapa 1).	41
30	Q = 360 kg/s , valor de ingreso al sistema (Etapa 2).	41
31	Q = 368 kg/s , de ingreso al sistema, Liberando GNC en eyector (Etapa 1).	42
32	Q = 368 kg/s ,de ingreso al sistema, liberando GNC en eyector (Etapa 2).	42
33	Q = 360 kg/s ingreso al sistema, equipos de línea abiertos (Etapa 3).	43
34	Q = 360 kg/s, valor de ingreso al sistema, seccionadores cerrados (Etapa 3).	43
35	Q = 360 kg/s, interruptor cerrado, conectado a la línea de transmisión (Etapa 3).	45
36	. Q = 372 kg/s, Aparecen opciones de aliviar presión en las tuberías (Etapa 1).	46
37	Q = 372 kg/s, Aparecen opciones de aliviar presión en las tuberías (Etapa 2).	46
38	Forzando Q = 362 kg/s , liberando vapor en las tuberías (Etapa 1).	47
39	Cuando Q >= 374 kg/s, se libera presión automáticamente, no se detiene el proceso de generación (Etapa 1).	47
40	Activando los nombres de equipos y textos de los elementos de la pantalla 1.	48
41	Activando los nombres de equipos y textos de los elementos de la pantalla 2.	48
42	Activando los nombres de equipos y textos de los elementos de la pantalla 3.	49
43	Activando el seccionador de by-pass, para liberar el interruptor	49
44	Representación de corteza, manto y núcleo de la tierra	54
45	Primera experiencia de generación de energía eléctrica mediante vapor geotérmico, con su inventor, el Príncipe Piero Ginori Conti	55
46	Perfil esquemático mostrando los procesos de tectónica de placas.	63
47	Placas litosféricas, dorsales oceánicas, fosas oceánicas, zonas de subducción y campos geotérmicos	64
48	Representación esquemática de un sistema geotérmico ideal	66
49	Modelo de un sistema geotérmico.	67
50	Esquema de un sistema de roca seca caliente a escala comercial.	68
51	Diagrama de las diferentes categorías de recursos geotérmicos (según Muffler y Cataldi 1978).	70

LISTADO DE TABLAS

TABLA	CONTENIDO	PAGINA
1	Algunos software para sistemas scada y sus propietarios.	21
2	Etapas o pantallas del simulador	35
3	Capacidades de generación geotermal instaladas en el mundo desde 1995 a 2000 (Huttrer, 2001), y al comienzo del 2003.	57
4	Usos no eléctricos de la energía geotérmica en el mundo (2000).	58 -- 60
5	Clasificación de recursos geotérmicos (°C)	71
6	. Probabilidad y gravedad del impacto potencial sobre el ambiente de los proyectos de uso directo	78

INTRODUCCION

Los sistemas de control de una planta generadora de energía a base de combustibles fósiles, hídrica, Eólica, solar o Geotérmica, juegan un papel fundamental ya que es por medio de dichos sistemas que se realiza un monitoreo completo de las variables involucradas en el proceso desde el muestro de los insumos hasta la entrega de la energía a la red de distribución o transmisión, con la ayuda de los avances tecnológicos es posible en la actualidad tener un panorama completo y constante en tiempo real de las variables involucradas lo cual permite brindar la protección a los equipos y al personal técnico que labora en las plantas generadoras de energía eléctrica y desarrollar la función de control.

SCADA es el acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos). Un SCADA es un sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar a distancia una instalación controladora.

En el área de las comunicaciones en entornos industriales, cada día es más común el término SCADA, los cuales giran alrededor de dos variables o aspectos técnicos y comerciales. Cada sistema está optimizado por y para diferentes niveles de automatización y en consecuencia responden a los intereses de sus usuarios.

Es aquí donde se hace necesario para el profesional de la ingeniería eléctrica, familiarizarse en el campo de los sistemas SCADA, no importando en que área se desempeña, ya que actualmente la tendencia en la industria de cualquier índole, es la implementación total de los llamados “sistemas inteligentes” los cuales tienen la capacidad de comunicarse con otros elementos para formar una red industrial. Todo esto con la única finalidad de hacer más eficientes los procesos de producción.

Para el caso particular de este trabajo se propone enfocarse en la simulación de un proceso SCADA en una planta geotérmica típica y de esta manera realizar la presentación y manipulación de las principales variables que intervienen en el proceso de conversión de energía en el proceso de extracción, separador ciclónico, turbina y torre de enfriamiento, con el propósito de demostrar y aprender el uso del programa SCADA WINCC.

CAPITULO I

CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS SCADA.

1.1 PROCESOS SCADA

1.1.1 CONCEPTOS BÁSICOS DEL SISTEMA SCADA.

Los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) son aplicaciones de software, diseñadas con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de datos de los procesos remotos.

Se trata de una aplicación de software, especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el desarrollo del proceso de forma automática desde una computadora. Además, envía la información generada en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como hacia otros supervisores dentro de la empresa, es decir, que permite la participación en el proceso de otras áreas como por ejemplo: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.

Cada uno de los items de SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de datos) involucran muchos subsistemas, por ejemplo, la adquisición de los datos puede estar a cargo de un PLC (Controlador Lógico Programable) el cual toma las señales y las envía a las estaciones remotas usando un protocolo determinado, otra forma podría ser que una computadora realice la adquisición vía un hardware especializado y luego esa información la transmita hacia un equipo de radio vía su puerto serial, existen muchas otras alternativas de transmisión.

Las tareas de Supervisión y Control generalmente están más relacionadas con el software SCADA, en él, el operador puede visualizar en la pantalla del computador de cada una de las estaciones remotas que conforman el sistema, los estados de ésta, las situaciones de alarma y tomar acciones físicas sobre algún equipo lejano, la comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y enviar mandos de control a dichos procesos.

Estos sistemas actúan sobre los dispositivos instalados en la planta, como son los controladores, autómatas, sensores, actuadores, registradores, etc. Además permiten controlar el proceso desde una estación remota, para ello el software

brinda una interfaz gráfica que muestra el comportamiento del proceso en tiempo real.

Generalmente se vincula el software al uso de una computadora o de un PLC, la acción de control es realizada por los controladores de campo, pero la comunicación del sistema con el operador es necesariamente vía computadora. Sin embargo el operador puede gobernar el proceso en un momento dado si es necesario.

Un software SCADA debe ser capaz de ofrecer al sistema:

- a) Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.
- b) Generación de datos históricos de las señales de planta, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.
- c) Ejecución de programas para monitoreo completo incluso anular o modificar las tareas asociadas al autómeta, bajo ciertas condiciones.
- d) Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador.

Existen diversos tipos de sistemas SCADA dependiendo del fabricante y sobre todo de la finalidad con que se va a hacer uso del sistema, por ello antes de decidir cuál es el más adecuado hay que tener presente si cumple o no ciertos requisitos básicos:

Todo sistema debe tener arquitectura abierta, es decir, debe permitir su crecimiento y expansión, así como deben poder adecuarse a las necesidades futuras del proceso y de la planta.

La programación e instalación no debe presentar mayor dificultad, debe contar con interfaces gráficas que muestren un esquema básico y real del proceso.

Deben permitir la adquisición de datos de todo equipo con la debida interfase, así como la comunicación a nivel interno y externo (redes locales y de gestión) Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables para el usuario.

1.1.2 FUNCIONES PRINCIPALES DEL SISTEMA

- 1) Supervisión remota de instalaciones y equipos: Permite al operador conocer el estado de desempeño de las instalaciones y los equipos alojados en la planta, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.

- 2) Control remoto de instalaciones y equipos: Mediante el sistema se puede activar o desactivar los equipos remotamente (por ejemplo abrir válvulas, activar interruptores, prender motores, etc.), de manera automática y también manual, a través del controlador correspondiente. Además es posible ajustar parámetros, valores de referencia, algoritmos de control, etc.
- 3) Procesamiento de datos: El conjunto de datos adquiridos conforman la información que alimenta el sistema, esta información es procesada, analizada, y comparada con datos anteriores, y con datos de otros puntos de referencia, dando como resultado una información confiable y veraz.
- 4) Visualización gráfica dinámica: El sistema es capaz de brindar imágenes en movimiento que representen el comportamiento del proceso, dándole al operador la impresión de estar presente dentro de una planta real. Estos gráficos también pueden corresponder a curvas de las señales analizadas en el tiempo. Generación de reportes: El sistema permite generar informes con datos estadísticos del proceso en un tiempo determinado por el operador.
- 5) Representación de señales de alarma: A través de las señales de alarma se logra alertar al operador frente a una falla o la presencia de una condición perjudicial o fuera de lo aceptable. Estas señales pueden ser tanto visuales como sonoras.
- 6) Almacenamiento de información histórica: Se cuenta con la opción de almacenar los datos adquiridos, esta información puede analizarse posteriormente, el tiempo de almacenamiento dependerá del operador o del autor del programa.
- 7) Programación de eventos: Esta se refiere a la posibilidad de programar subprogramas que brinden automáticamente reportes, estadísticas, gráfica de curvas, activación de tareas automáticas, etc.

1.1.3 TRANSMISIÓN DE LA INFORMACIÓN

Los sistemas SCADA necesitan comunicarse vía red, puertos GPIB, telefónica o satélite, es necesario contar con computadoras remotas que realicen el envío de datos hacia una computadora central, esta a su vez será parte de un centro de control y gestión de información.

Para realizar el intercambio de datos entre los dispositivos de campo y la estación central de control y gestión, se requiere un medio de comunicación, existen diversos medios que pueden ser cableados (cable coaxial, fibra óptica,

cable telefónico) o no cableados (microondas, ondas de radio, comunicación satelital).

Cada fabricante de equipos para sistemas SCADA emplean diferentes protocolos de comunicación y no existe un estándar para la estructura de los mensajes, sin embargo existen estándares internacionales que regulan el diseño de las interfaces de comunicación entre los equipos del sistema SCADA y equipos de transmisión de datos.

Un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas y procedimientos que permite a las unidades remotas y central, el intercambio de información.

Los sistemas SCADA hacen uso de los protocolos de las redes industriales, como por ejemplo TC/IP

La comunicación entre los dispositivos a distancia generalmente se realiza utilizando dos medios físicos: cable tendido, en la forma de fibra óptica o cable eléctrico, o radio.

En cualquiera de los casos se requiere un MODEM, el cual modula y demodula la señal. Algunos sistemas grandes usan una combinación de radio y líneas telefónicas para su comunicación. Debido a que la información que se transmite sobre un sistema SCADA debería ser pequeña generalmente la velocidad de transmisión de los modem suele ser pequeño. Muchas veces 300bps (bits de información por segundo) es suficiente.

Pocos sistemas SCADA suelen sobrepasar los 2400bps, esto permite que se pueda usar las líneas telefónicas convencionales, al no superar el ancho de banda físico del cable.

1.1.4 COMUNICACIONES

En una comunicación deben existir tres elementos necesariamente:

- a) Un medio de transmisión, sobre el cual se envían los mensajes.
- b) Un equipo emisor que puede ser el MTU (Unidad Terminal Maestra).
- c) Un equipo receptor que se puede asociar a los RTU's (Unidad Terminal Remota).

En telecomunicaciones, el MTU y el RTU son también llamados Equipos terminales de datos (DTE, Data Terminal Equipments). Cada uno de ellos tiene la habilidad de generar una señal que contiene la información a ser enviada. Asimismo, tienen la habilidad para descifrar la señal recibida y extraer la información, pero carecen de una interfaz con el medio de comunicación.

La figura siguiente muestra la conexión de los equipos con las interfaces para el medio de comunicación. Los modems, llamados también Equipo de

Comunicación de Datos (DCE, Data Communication Equipment), son capaces de recibir la información de los DTE's, hacer los cambios necesarios en la forma de la información, y enviarla por el medio de comunicación hacia el otro DCE, el cual recibe la información y la vuelve a transformar para que pueda ser leído por el DTE.

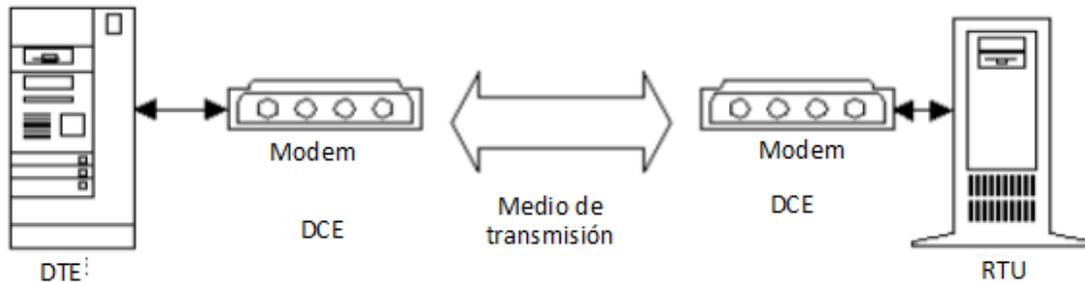


Figura 1: Esquema de conexión de equipos e interfaces de comunicación.

1.1.5 ELEMENTOS DEL SISTEMA

- 1) Un sistema SCADA está conformado por:
 - a) Interfaz Operador
 - b) Máquinas: Es el entorno visual que brinda el sistema para que el operador se adapte al proceso desarrollado por la planta. Permite la interacción del ser humano con los medios tecnológicos implementados.
 - c) Unidad Central (MTU): Conocido como Unidad Maestra. Ejecuta las acciones de mando (programadas) en base a los valores actuales de las variables medidas.

La programación se realiza por medio de bloques de programa en lenguaje de alto nivel (como C, Basic, etc.). También se encarga del almacenamiento y procesamiento ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.

- 2) Unidad Remota (RTU): Lo constituye todo elemento que envía algún tipo de información a la unidad central. Es parte del proceso productivo y necesariamente se encuentra ubicada en la planta.
- 3) Sistema de Comunicaciones: Se encarga de la transferencia de información desde el punto donde se realizan las operaciones, hasta el punto donde se supervisa y controla el proceso. Lo conforman los transmisores, receptores y medios de comunicación.

- 4) Transductores: Son los elementos que permiten la conversión de una señal física en una señal eléctrica (y viceversa). Su calibración es muy importante para que no haya problema con la confusión de valores de los datos.

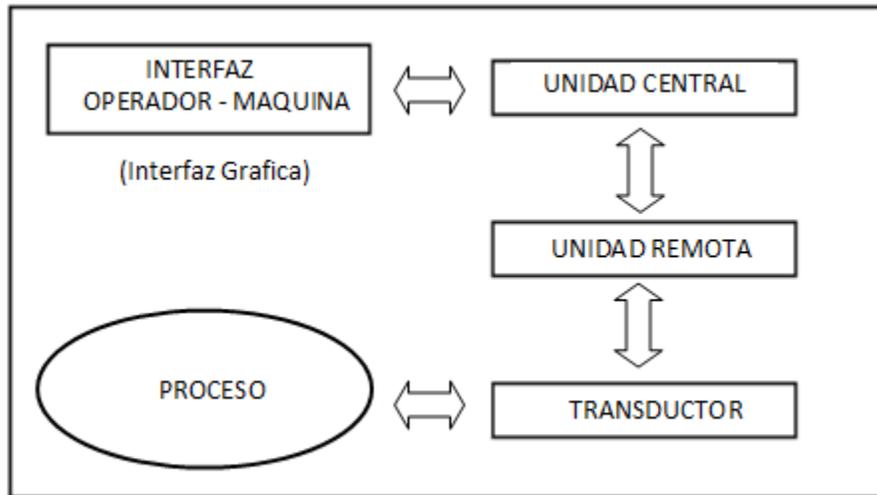


Figura 2. Esquema de los elementos de un sistema Scada

En la figura 11 se observa un esquema referente a las conexiones del MTU y el operador, y del RTU con los dispositivos de campo (sensores, actuadores)

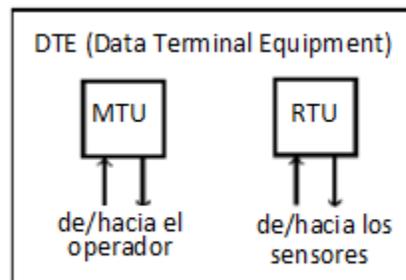


Figura 3. Esquema del conexionado para el MTU y el RTU

La RTU es un sistema que cuenta con un microprocesador e interfaces de entrada y salida tanto analógicas como digitales que permiten tomar la información del proceso provista por los dispositivos de instrumentación y control en una localidad remota y, utilizando técnicas de transmisión de datos, enviarla al sistema central.

Un sistema puede contener varios RTUs; siendo capaz de captar un mensaje direccionado hacia él, decodificándolo, actuando, respondiendo si es necesario, y esperar por un nuevo mensaje

La MTU, bajo un software de control, permite la adquisición de datos desde todas las RTUs ubicadas remotamente y brinda la capacidad de ejecutar comandos de control remoto cuando es requerido por el operador.

Normalmente el MTU cuenta con equipos auxiliares como impresoras y memorias de almacenamiento, las cuales son también parte del conjunto MTU.

En muchos casos el MTU debe enviar información a otros sistemas o computadoras. Estas conexiones pueden ser directas y dedicadas o en la forma de una red LAN.

La conexión entre el RTU y los dispositivos de Campo es muchas veces realizados vía conductor eléctrico. Usualmente, el RTU provee la potencia para los actuadores y sensores, y algunas veces éstos vienen con un equipo de soporte ante falla en la alimentación de energía (UPS, uninterruptible power supply).

La data adquirida por la MTU se presenta a través de una interfaz gráfica en forma comprensible y utilizable, y más aun esta información puede ser impresa en un reporte.

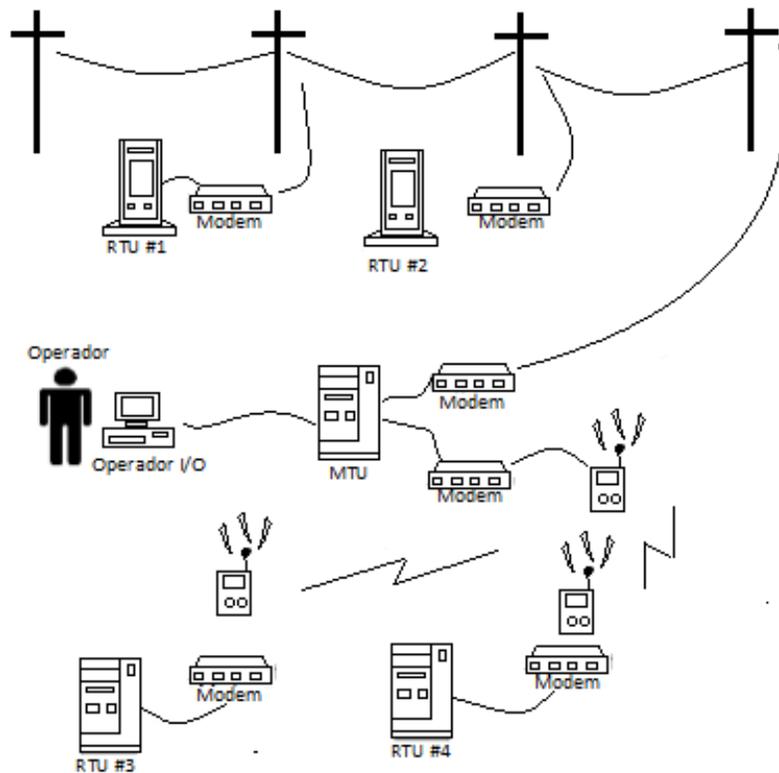


Figura 4. Esquema de conexiones de los elementos de un sistema SCADA.

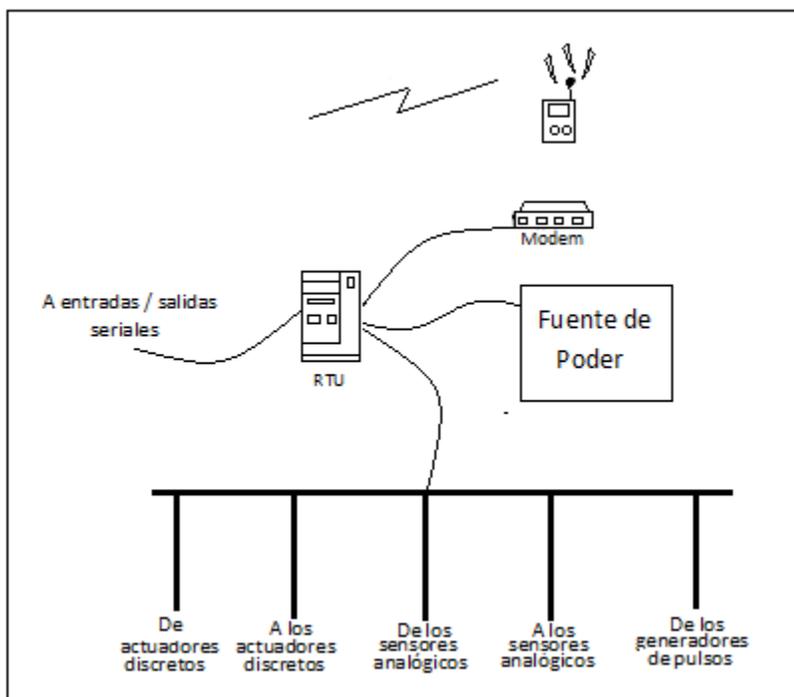


Figura 5. Esquema de conexiones de la RTU.

1.1.6 Período de Escaneo.

Uno de los aspectos importantes que debe ser considerado es el tiempo de escaneo de los RTU's por el MTU, que se define como el tiempo que demora el MTU en realizar una comunicación con cada uno y todos los RTU's del sistema.

Uno de los factores que determina el tiempo de escaneo es el número de RTU's, en general a mayor número de RTU's mayor el tiempo de escaneo. Un segundo factor a ser considerado es la cantidad de datos a ser transmitido el cual puede variar entre un par de estados a cientos de estados lo cual incrementa el tiempo de escaneo. Otro factor importante es el número de bits por segundo que puede soportar el medio de transmisión el cual es determinado por el material del medio y el tipo de modulación.

Así como el MTU busca y encuentra cada RTU, el RTU busca y encuentra cada sensor y actuador a los cuales está conectado. Esta búsqueda se realiza a mucha mayor velocidad del MTU hacia los RTU.

1.1.7 Dispositivos de Campo y Cableado.

Los dispositivos de campo con los que se dispone en un sistema SCADA son de diversos tipos y en cada uno de ellos existen parámetros de selección, desde el rango de trabajo, precisión, dimensiones, precio, etc., los cuales hacen que cada sistema sea un caso particular aunque todos ellos tienen siempre características comunes.

Un detalle que a veces no se toma en cuenta es que los sensores, actuadores y el cableado entre ellos también cuesta, generalmente, tres o cuatro veces más que el RTU mismo, UPS, y equipos de comunicaciones para un lugar determinado.

Otro punto importante es que un sensor cuya lectura puede ser leída directamente por el operador humano, generalmente cuesta menos que un sensor cuya lectura debe ser leído por un RTU, esto es sencillamente por el sistema de acondicionamiento que debe ser usado.

Aún más, un costo adicional debe ser incorporado por el cableado de los equipos hacia el RTU. Alambre de cobre es usado generalmente, porque las señales son generalmente de bajo voltaje.

En muchas aplicaciones, un blindaje debe ser agregado sobre el hilo de cobre para prevenir interferencia electromagnética o ruido sobre la señal. Esto generalmente se hace con un recubrimiento de PVC flexible sobre los conductores

Generalmente los dispositivos de campo no suelen tener borneras suficientes como para poder realizar todos los empalmes necesarios para el funcionamiento del sistema, deben utilizarse cajas de paso o cajas terminales donde se pueden realizar las uniones de los puntos que se desean empalmar.

Muchas veces los cables deben llegar al RTU y salir de él, en ese caso siempre se tiene un tablero de conexiones cerca al equipo que puede incluir pequeños elementos de mando y supervisión como displays, pulsadores, leds indicadores e inclusive albergar otros dispositivos como fuentes y dispositivos de protección y control auxiliar.

Todos estos dispositivos deben estar debidamente documentados. Esto se realiza mediante planos y manuales de instrucciones. Además todas las licencias, software y protocolos de operación deben ser adjuntados.

El costo de los trabajos de ingeniería puede llegar a representar el 50% del costo total del proyecto a diferencia de proyectos no automatizados donde puede llegar a 10% o 15%.

Los requerimientos de mantenimiento para un sistema SCADA no son muy diferentes de los requerimientos de mantenimiento de otra alta tecnología de sistemas de control. Los equipos de comunicación, modems, radio y drivers de protocolo no son la excepción. Calibración, validación, y servicio de estos equipos requieren equipo especial y entrenamiento de personal calificado. Este tipo de servicio suele ser muy especializado, por lo que se debe proyectar este tipo de gastos de mantenimiento.

Los sensores y actuadores generalmente tienen un comportamiento en donde su eficiencia va disminuyendo con respecto al tiempo debido a efectos de desgaste y condiciones ambientales. Se debe prever la posibilidad de un control manual en caso de reemplazo del equipo para no interferir con el sistema.

En conclusión el costo del mantenimiento de ésta clase de sistemas suele depender de la magnitud del proyecto pero en general se debe brindar un mantenimiento general regular una o dos veces al año mínimo, donde se verifiquen los parámetros de calibración, se realicen pruebas dinámicas y estáticas a los equipos y se observe el estado físico de los mismos.

1.2 PROTOCOLOS GENERALES DE COMUNICACIÓN

1.2.1 Definición de Protocolo

Un protocolo de comunicación es el conjunto normas y reglas determinadas a cumplir por dos o mas dispositivos que desean comunicarse entre si, en otras palabras “es el idioma que los dispositivos hablan entre si”, por lo tanto estos deben aprender la gramática, la sintaxis y todas las reglas para poder entablar la comunicación en forma satisfactoria.

1.2.2 Elementos que definen un protocolo

- a. Sintaxis: Se refiere al formato, codificación y niveles de señal de datos.
- b. Semántica: Es la información de control y gestión de errores.
- c. Temporización: Se refiere a la coordinación entre la velocidad y orden secuencial de las señales.

1.2.3 Funciones de un Protocolo

Segmentación: Para que se de la comunicación de datos en forma eficiente, es recomendable dividir los bloques de datos en unidades pequeñas e iguales en tamaño, esto se refiere al proceso de segmentación. El Bloque básico de segmento en una cierta capa de un protocolo se le llama PDU (Acrónimo en ingles de: Unidad de Datos de Protocolo).

Encapsulado: Se refiere al proceso de adherir información de control al segmento de datos. Esta información de control es el direccionamiento del emisor/receptor, código de detección de errores y control de protocolo.

Control de conexión: Hay bloques de datos, sólo de control y otros de datos y control. Cuando se utilizan data gramas, todos los bloques incluyen control y datos ya que cada PDU se trata como independiente. Hay protocolos más sencillos que otros, por lo que los protocolos de los emisores y receptores deben de ser compatibles al menos.

Entrega ordenada: El envío de los PDU puede acarrear el problema de que si hay varios caminos posibles lleguen al receptor desordenados o repetidos, por lo que el receptor debe tener un mecanismo para reordenarlos. Hay sistemas que tienen un mecanismo de numeración con algún número; con un módulo

suficientemente alto como para que sea imposible que haya dos segmentos en la red al mismo tiempo y con el mismo número.

Control de flujo de datos: hay controles de flujo de parada y espera o de ventana deslizante. El control de flujo es necesario en varios protocolos ya que el problema de saturación del receptor se puede producir en cualquier momento.

Control de errores: generalmente se utiliza un temporizador para retransmitir una trama una vez que no se ha recibido confirmación después de expirar el tiempo del temporizador. Cada capa de protocolo debe de tener su propio control de errores.

Direccionamiento: Cada dispositivo intermedio de almacenamiento debe tener una dirección única para evitar conflictos. A su vez, en cada terminal o sistema final puede haber varios agentes o programas que utilizan la red, por lo que cada uno de ellos tiene asociado un puerto.

Multiplexación: Esto se refiere a la capacidad de multiplexar las conexiones de una capa hacia otra, es decir que de una única conexión de una capa superior, se pueden establecer varias conexiones en una capa inferior del modelo OSI (Open System Intercommunication), o también se puede en forma inversa.

Servicios de transmisión: Entre los servicios que puede prestar un protocolo esta por ejemplo el servicio de "Prioridad", este se refiere como su nombre lo indica a la prioridad de algunos mensajes deben tener sobre otros, en este sentido se puede mencionar por ejemplo que los mensajes de control tienen prioridad sobre los mensajes de monitoreo.

1.3 Protocolos SCADA

Existe en la industria una gran variedad de protocolos que permiten comunicar los dispositivos SCADA entre sí y con los centros de control. A continuación se describen cuatro de los más usados actualmente y algunas consideraciones respecto de la seguridad:

1.3.1 DNP3 (Distributed Network Protocol)

Es un protocolo diseñado específicamente para su uso en aplicaciones SCADA. Permite a las Unidades Centrales ó MTU (Master Terminal Unit) obtener datos de las RTU (Remote Terminal Unit) a través de comandos de control

predefinidos. El protocolo no fue diseñado teniendo en cuenta mecanismos de seguridad, por tanto carece de cualquier forma de autenticación o cifrado. Puede ir encapsulado sobre TCP/IP.

Una nueva versión del protocolo llamada DNPSec ha sido diseñada para incluir confidencialidad, integridad y autenticación sin mucho impacto en las implementaciones DNP3 ya existentes. Para su implementación sería necesario establecer, a semejanza de IPSec, directivas de seguridad que identifiquen algoritmos criptográficos y de autenticación, así como parámetros comunes para la comunicación entre aplicaciones.

1.3.2 ICCP (IEC 60870-6)

Este protocolo es uno de los más usados en los sistemas SCADA/DCS de compañías de generación y distribución de energía. Es un protocolo especialmente adaptado a las necesidades de comunicación de las compañías eléctricas. Proporciona conectividad entre subestaciones y centros de control y supervisión. El intercambio de datos consiste típicamente en monitorización en tiempo real, datos de control, valores de medida, programación, contabilidad y mensajes de operador.

Tradicionalmente vulnerable a ataques DOS debido a deficiencias en el código de la pila ICCP de muchos servidores. Al igual que la mayoría de los protocolos actuales SCADA, también es atacable por spoofing.

Un servidor ICCP con una vulnerabilidad, permitiría a un atacante tomar control del servidor de la organización y de todos los servidores ICCP que se comunican con él.

1.3.3 Modbus

Protocolo de la capa de aplicación empleado sobre RS-232, RS-422, RS-485 o TCP/IP. La principal ventaja es su simplicidad y es ampliamente usado en procesos de control de sistemas SCADA.

Para el caso de redes Ethernet existen dos especificaciones: MODBUS Plus y MODBUS/TCP. A destacar en el modelo de arquitectura MODBUS/TCP el módulo 'Access Control Module', pensado para restringir el acceso a servidores desde determinados clientes en entornos críticos. Se basa en listas de IP autorizadas.

Una de las vulnerabilidades aprovechables por los atacantes es la posibilidad de hacer fingerprinting a través de su puerto standard TCP/502. Mediante la función 43 del protocolo puede leerse el registro de identificación de PLCs y conseguir información del tipo de dispositivo, fabricante, versión y otras informaciones útiles para posteriores ataques.

1.3.4 OPC (OLE for Process Control)

Es una interfaz estándar de comunicación usada en la industria de control de procesos. Está pensada para garantizar la interoperabilidad entre equipamiento de distintos fabricantes. Permite la comunicación entre aplicaciones de control y de supervisión con independencia de la red que haya por medio. Requiere que cada fabricante proporcione un driver genérico OPC. La mayoría de los fabricantes de HMI incluyen soporte para OPC.

Se basa en los estándares de Microsoft OLE, DCOM y RPC. El problema viene porque estos componentes de Microsoft han sido tradicionalmente fuente de agujeros de seguridad. Aunque los actuales esfuerzos de estandarización tienden a protocolos basados en web independientes del Sistema Operativo, la mayor parte de lo ya instalado se basa en el original 'OLE for Process Control' de Microsoft.

Un atacante que sepa del uso de OPC intentará aprovecharse de alguna de las conocidas vulnerabilidades de los servicios DCON y RPC. Más aún sabiendo de la dificultad de los sistemas de control industrial para implementar actualizaciones.

En este documento se ha hecho referencia solamente a una pequeña parte de los protocolos utilizados en infraestructuras críticas. Todos ellos con sus propias particularidades en cuanto a comunicación cliente/servidor, temporizaciones, codificación y formateo de datos. De aquí la complejidad a la hora de dar soluciones genéricas de seguridad a este tipo de redes.

Object Linking and Embedding (OLE) cuya traducción literal es "incrustación y enlazado de objetos" es el nombre de un sistema de objeto distribuido y un protocolo desarrollado por Microsoft.

OLE permite a un editor encargarse a otro la elaboración de parte de un documento y posteriormente volverlo a importar. Por ejemplo, un sistema de publicación de escritorio puede enviar un poco de texto a un procesador de textos o una imagen a un editor de bitmap usando OLE. La ventaja principal de usar OLE, además de que el tamaño del archivo es menor, es la de poder crear un archivo principal. Se puede hacer una referencia a los datos de ese archivo, con lo que todo cambio posterior en el archivo principal se reflejará en el documento referenciado.

Su uso principal es el manejo de documentos compuestos (compound documents), pero también puede ser usado para transferir datos entre aplicaciones diferentes usando arrastrar y soltar y operaciones del portapapeles (clipboard). El concepto de "incrustación" ("embedding") es también de uso central en páginas web multimedia, las cuales tienden a contener vídeos,

animaciones (incluidas las animaciones Flash) y archivos de música dentro del código HTML. Sin embargo, OLE usa una arquitectura denominada fat client (cliente pesado), la cual significa que el tipo de archivo o la aplicación que va a ser incrustada debe estar presente en la máquina en la que esta va a trabajar. Por ejemplo, si una hoja de cálculo de Microsoft Excel está por ser procesada o incluso solo visualizada, debería haber una copia de Excel o un visor de Excel instalado en la máquina del usuario.

1.4 Tecnología

1.4.1 OLE 1.0

Lanzado en 1990, fue la evolución de su antecesor Dynamic Data Exchange (DDE), concepto que Microsoft desarrolló en las primeras versiones de Windows. Mientras DDE fue limitado a transferir una limitada cantidad de información entre dos aplicaciones, OLE fue capaz de mantener enlaces activos entre dos documentos o incluso incrustar un tipo de documento dentro de otro.

Servidores y clientes OLE se comunican con las bibliotecas del sistema usando "Tablas de Funciones Virtuales" virtual function tables o VTBLs. VTBL es una estructura de funciones punteros que el sistema de biblioteca puede usar para comunicarse con el cliente o con el servidor.

Posteriormente OLE 1.0 se convirtió en una arquitectura para componentes de software más conocida como COM y luego DCOM.

Cuando un objeto OLE es colocado en el portapapeles, éste es almacenado en formatos nativos de Windows (como son el bitmap o el metafile), o en su propio formato nativo. Este formato nativo permite a una aplicación OLE encajar una porción de otro documento cortado o copiado en el portapapeles del usuario, almacenándolo en el documento actual.

1.4.2 Distributed Component Object Model (DCOM).

En español Modelo de Objetos de Componentes Distribuidos, es una tecnología propietaria de Microsoft para desarrollar componentes software distribuidos sobre varios ordenadores y que se comunican entre sí. Extiende el modelo COM de Microsoft y proporciona el sustrato de comunicación entre la infraestructura del servidor de aplicaciones COM+ de Microsoft.

1.5 MANDOS SCADA

1.5.1 Unidades de control electrónico.

Son cajas con circuitos electrónicos en su interior, que pueden recibir señales procedentes de todas las sondas de tipo estándar, mostrar los valores leídos en pantalla y procesarlos, para enviar señales de mando.

1.5.2 Paneles de mando.

Muchos equipos compactos incorporan un panel de mando fijado sobre el aparato, que permite su puesta en marcha y regulación. Este panel puede llevar botones de marcha-paro, selectores de temperatura, etc, en equipos grandes es muy frecuente que el controlador sea un autómatas programable que, mediante una pantalla digital y un teclado, permite leer y variar los principales parámetros de funcionamiento del equipo. En estos casos es fundamental disponer y consultar el manual del equipo para su programación y mantenimiento.

1.5.3 Mandos a distancia.

El auge de los equipos de tipo doméstico y comercial ha popularizado el uso de los mandos a distancia, que se utilizan con la mayoría de los equipos. El usuario puede utilizar el mando a distancia para realizar operaciones de programación y selección de parámetros de funcionamiento de la instalación. El mando a distancia se comunica con el panel de mando mediante la emisión un haz de rayos infrarrojos codificado, que llega hasta el sistema de mando a través de un receptor. Tiene la ventaja de eliminar todo el cableado, además de poder utilizarse desde cualquier lugar y tener la posibilidad de quedar oculto para evitar manipulaciones no deseadas. Los inconvenientes más destacables son la posibilidad de pérdida o avería por caídas del mando.

1.5.4 ACTUADORES

Son los elementos que accionan elementos de la instalación, como válvulas, bombas, quemadores,... que pueden modificar las condiciones de funcionamiento de la instalación. Los más utilizados son:

1.5.5 SERVOMOTORES

Son motores eléctricos gobernados desde el sistema de mando, y cuya función es la de accionar algún elemento mecánico de la instalación.

Pueden ser giratorios si hacen girar un eje, o lineales si desplazan una palanca. En las instalaciones de producción de calor se utilizan para accionar válvulas.

Estos elementos deben montarse junto con un controlador, que nos permita conocer en todo momento su posición.

1.5.6 Solenoides

Son electroimanes que se utilizan para motorizar válvulas de dos, tres o cuatro vías.

1.5.7 Contactores y relés

A partir de una señal eléctrica de baja intensidad cierran un circuito de potencia, con varios contactos eléctricos y varios auxiliares. Para accionar un motor eléctrico, resistencias calefactores, etc.

1.5.8 Variadores de velocidad

Son aparatos electrónicos cuya función es la de variar la velocidad de giro de un motor eléctrico de corriente alterna, lo que se consigue variando la frecuencia de la corriente con que se alimenta el motor. Se utilizan para controlar la velocidad de bombas, ventiladores, y cualquier de cualquier motor

1.5.9 Criterios de instalación de mandos

Los órganos de control y mando deben cumplir:

1. Estar situados en lugares fácilmente accesibles.
2. Quedar fuera del alcance de personas no autorizadas.
3. Ser de lectura fácil y comprensible.
4. Mandos fáciles de accionar sin esfuerzo.
5. Lean la variable física de la forma más rápida y fiable.
6. No se vean afectados por corrientes, radiaciones, etc., que puedan falsear la medida.
7. No sean afectados por el propio aparato a controlar.
8. Los órganos de control y mando deben cumplir las siguientes condiciones:

1.6 CONCLUSIONES.

- 1 La regulación y el control correcto de una instalación o cualquier proceso de producción, en el que se implemente un sistema SCADA, nos llevará a una utilización óptima de todos los componentes de la misma, con toda la serie de ventajas que esto conlleva.
- 2 En este capítulo se han tratado someramente los distintos componentes y la estructura de un sistema de SCADA, para que el lector adquiera unos conocimientos básicos, ya que éstos pueden llegar a ser muy complejos.
- 3 Una red SCADA será tan segura como mecanismos de seguridad incorporen sus protocolos o puedan aplicarse a los mismos. De nada sirve un firewall si no puede actuar sobre un determinado protocolo; como tampoco querer autenticar o cifrar el intercambio de datos sin la existencia de mecanismos intrínsecos de intercambio de claves.

CAPITULO II

SISTEMAS SCADA COMERCIALES.

2.1 SOFTWARE PARA PROCESOS SCADA.

A continuación se muestra una lista de software para la implementación de procesos SCADA y su fabricante:

Tabla 1 Algunos software para sistemas scada y sus propietarios.

SOFTWARE	CREADOR
Aimax	Desin Instruments S. A.
CUBE	Orsi España S. A.
FIX	Intellution.
lookout	National Instruments.
Monitor Pro	Schneider Electric.
Scada InTouch	LOGITEK.
SYSMAC SCS	Omron.
Scatt Graph 5000	ABB.
WinCC	Siemens.
Coros LS-B/Win	Siemens.
CIRNET	CIRCUTOR S.A.
FIXDMACS	Omron-Intellution.
RS-VIEW32	Rockwell.
GENESIS32	Iconics.
IGSS	7 - Technologies

2.2 EJEMPLOS DE PROCESOS SCADA.

A continuación se muestran unos ejemplos de sistemas SCADA, los cuales se han implementado en los procesos industriales a los que hace referencia el título de los mismos.

2.2.1 Ejemplo SCADA ensacadora.

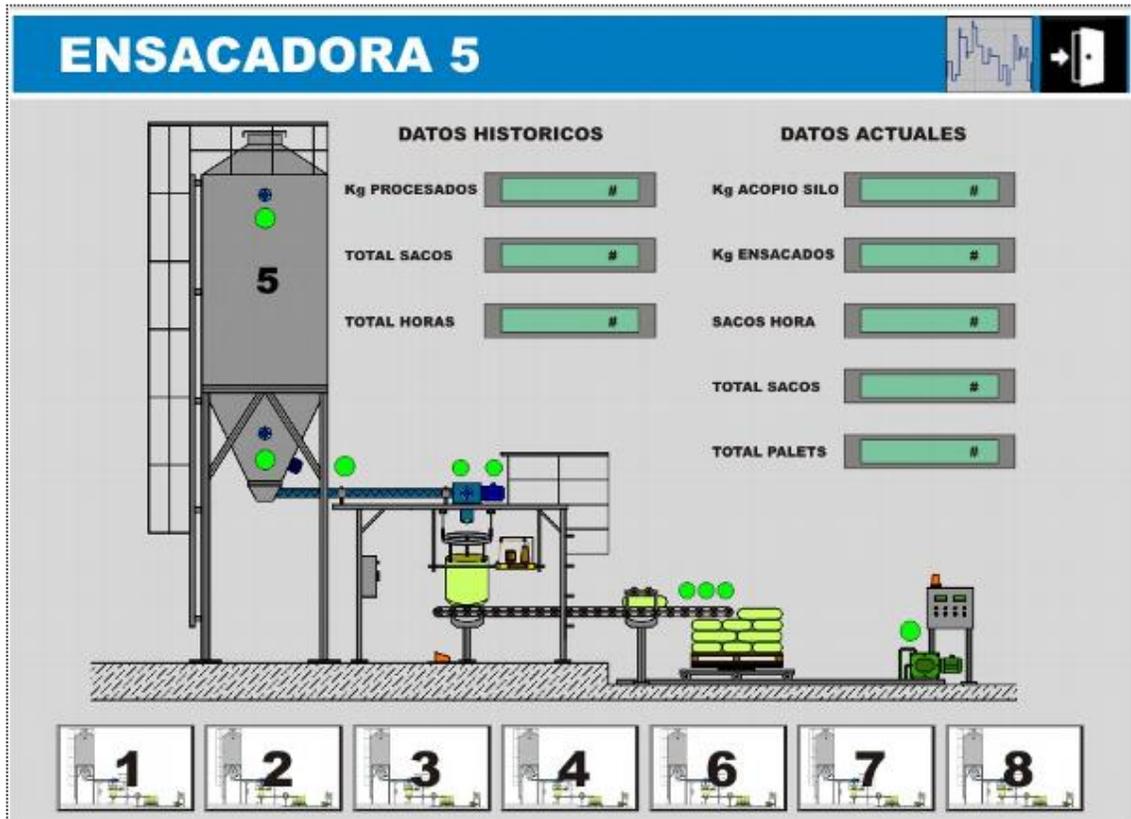


Figura 6. Interfaz HMI de Planta empacadora de producto en sacos.

En la figura XX se puede ver una de las 8 pantallas de una planta ensacadora, la diferencia entre cada una de las 8 radica en el tipo de producto a empacar en cada saco, sin embargo la imagen, los datos a adquirir, monitorear y controlar, son los mismos para todos los casos (peso procesado, total de sacos, total de horas, peso procesado, etc).

2.2.2 Ejemplo SCADA planta paletizadora.

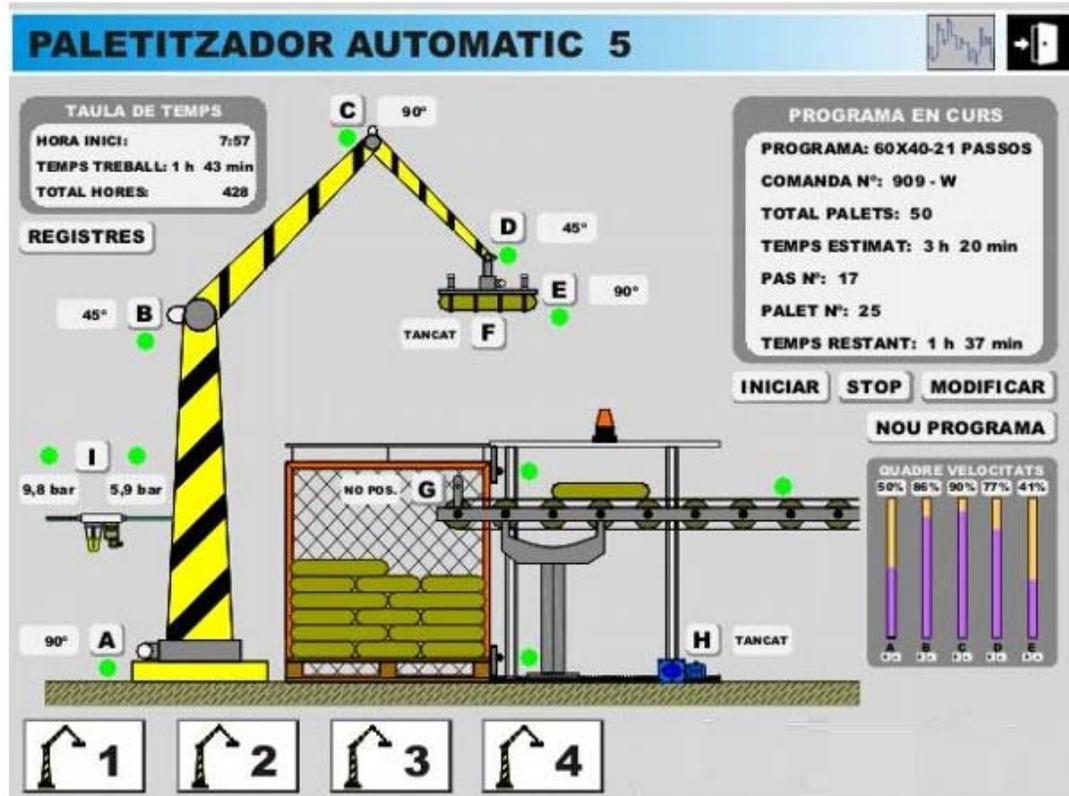


Figura 7. HMI de paletizadora.

En la figura xx se muestra la imagen de la pantalla #5 o paletizador # 5, con la cual el operador interactúa, de la SCADA de una planta paletizadora, la cual esta compuesta de 5 paletizadores, en los cuales se realizan las mismas operaciones de supervisión, control y adquisición de datos del proceso productivo.

2.2.3 Ejemplo SCADA de planta de bombeo.

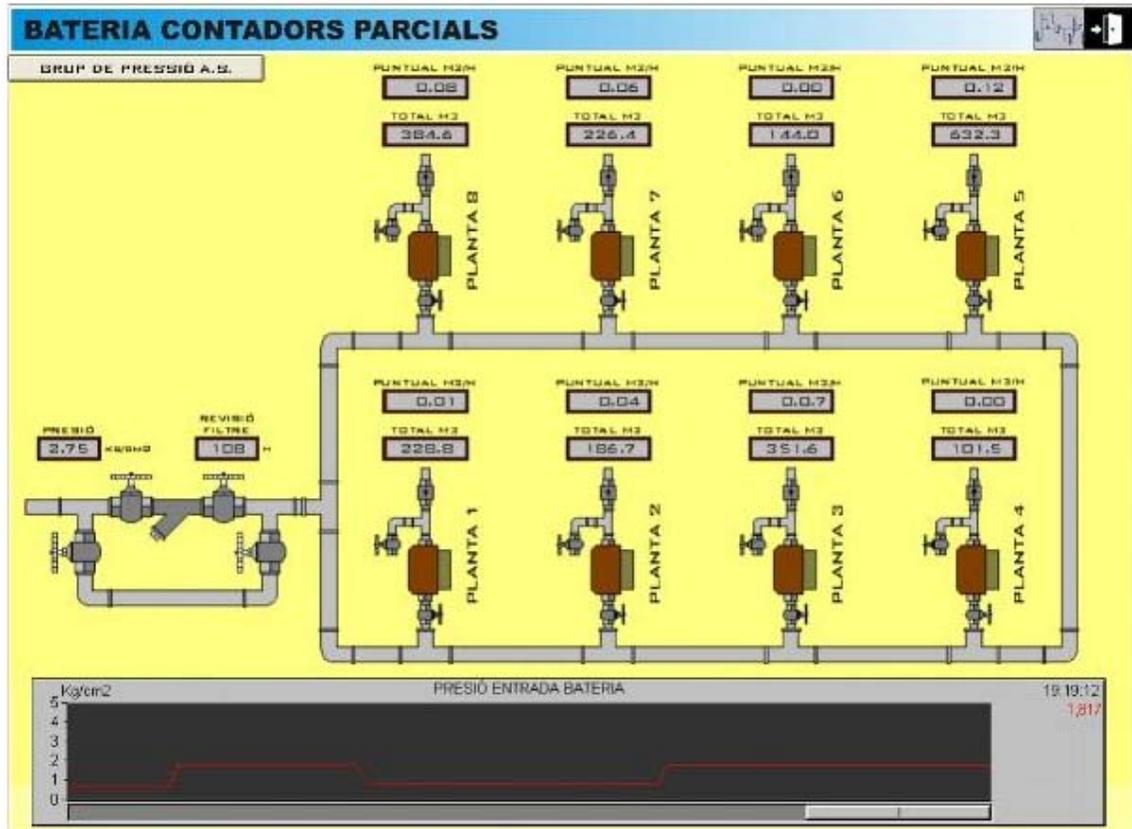


Figura 8. Interfaz HMI de planta de bombeo.

En la figura xx, se tienen 8 bombas las cuales sirven para enviar agua al sistema de distribución de agua potable de una ciudad, los datos a supervisar, controlar, y adquirir del proceso son, presión, caudal de cada una de las bombas y del total entregado a la tubería de distribución, además de apertura y cierre de válvulas, encendido y apagado de cada una de las válvulas de las plantas potabilizadoras, en el grafico se muestra un histórico de la presión total entregada al sistemas de distribución.

2.3 COMPARACIONES DE SISTEMAS SCADA

Realizar comparaciones entre diferentes sistemas SCADA en un principio resulta difícil, sin embargo a medida que se profundiza en el tema, es evidente que las diferencias entre estos son mínimas, aunque cada sistema esta desarrollado para una aplicación específica , los elementos que las componen son básicamente los mismos y se distinguen únicamente en los sensores y actuadores particulares de cada proceso industrial.

Entonces en cada SCADA que encontremos debemos ser capaces de identificar las etapas o características básicas, dentro de las cuales se encuentran los elementos propios o particulares de cada proceso industrial, por ejemplo, transductores de presión, temperatura, densidad, volumen, velocidad, contadores de eventos, etc, en resumen los bloques genéricos de un sistema SCADA son:

1. Sensor transductor de fenómeno físico a eléctrico.
2. Unidad Terminal Remota (RTU), para convertir las señales de los sensores a datos que se puedan transmitir al sistema supervisor.
3. Medio para realizar la comunicación del proceso SCADA.
4. Protocolo de comunicación entre los elementos del sistema.
5. Módulos acondicionadores de señales.
6. Actuadores para activación de elementos del proceso a supervisar y controlar.
7. HMI conteniendo el panorama del proceso considerado en la SCADA.
8. Sistema supervisor (PC), adquiriendo datos y enviando comandos de control al proceso.

2.4 SELECCIÓN DE UN SISTEMA EN PARTICULAR.

Teniendo en cuenta lo contenido en este documento, la selección de elementos para implementar un sistema SCADA, estará íntimamente ligado al tipo de proceso industrial que se automatizara.

2.4.1 Software SCADA.

El software a utilizar deberá ser capaz de supervisar y controlar la cantidad necesaria de sensores, actuadores y plc utilizados para el monitoreo, supervisión y control del proceso, además se deberá garantizar que se tendrán los controladores para las RTU's ya que de lo contrario se deberán desarrollar los controladores necesarios o cambiar las RTU's para que sean compatibles con el software seleccionado.

La mayoría de proveedores de software para SCADA suelen vender la licencia de su producto de acuerdo a un número máximo de nodos o elementos del

sistema, por lo que se deberá comprar pensando en el sistema a implementar y en las posibilidades de expansión a futuro del mismo.

Finalmente es importante tener en cuenta el sistema operativo a utilizar, realizar las pruebas de compatibilidad del software scada con la o las computadoras a utilizar en la implementación del sistema SCADA.

2.4.2 SELECCIÓN DE SOFTWARE PARA EL PRESENTE TRABAJO.

El primer intento para realizar la simulación de la planta geotérmica se realizó con Lookout de National Instruments, teniendo como principal obstáculo el número de nodos y el periodo de ejecución de la versión demo, bastó un par de semanas para optar por una nueva opción debido a que los nodos permisibles no fueron suficientes para la implementación de la primera etapa de la simulación de la planta.

La segunda alternativa de software fue la versión demo de 50 objetos de IGSS de 7-technologies, después de unas semanas de familiarización y tratar de implementar la simulación resultó insuficiente la cantidad de 50 objetos aun cuando se realizaron pruebas solamente para la primera etapa de la planta de geotermia.

Finalmente se optó por realizar pruebas con WINCC de Siemens, aun cuando se tiene la limitante sobre el periodo de ejecución de una hora, luego de transcurrido este periodo es necesario reiniciar la computadora para disponer de otro periodo similar al anterior y así sucesivamente según se requiera, en este caso no hay limitante de objetos o números de nodos, por lo que resultó ser la mejor opción para el desarrollo del presente trabajo otras limitantes de la versión utilizada son:

1. Disponibilidad limitada de drivers puesto que solamente se tiene autorizado el uso de un controlador para PLC el cual es un modelo específico de la marca del desarrollador del software.
2. Para poder realizar el envío de sms ante una alarma del sistema, será necesario adquirir la licencia del módulo respectivo.
3. WinCC debe ser instalado en un sistema operativo XP SP3 o anterior, al instalar en Windows vista o Windows7 no se podrá tener acceso al archivo de ayuda.

En anexo A.9 se presenta un resumen de la ayuda de WINCC, para tener una idea más clara de las capacidades y limitantes del software.

2.5 CONCLUSIONES.

- Existen en el mercado actual muchos fabricantes de software para la implementación de sistemas SCADA, por lo tanto, debemos seleccionar el que más se adapte a las necesidades del sistema a ejecutar.
- Antes de adquirir un software para sistemas SCADA es importante definir y tener claro las cantidades y marcas de equipos tales como PLC's y sensores a integrar en el SCADA, pues no todos los controladores están disponibles en cada software del mercado.

1. El agua a baja temperatura será enviada a la turbina para enfriarla.
2. El exceso de agua será enviada a una pileta y posteriormente se reinyectara en frio.
3. En el proceso de enfriamiento se liberara vapores al medio.

El resto de gases en la turbina son los denominados gases no condensables (GNC), los cuales son retenidos por el eyector hasta alcanzar una presión de 0.72 BAR, son enviados a la torre de enfriamiento y entonces son liberados en el ambiente.

Una vez que se ha logrado conducir el minimo flujo masico (k/seg) a la turbina, es accionado el generador y por consiguiente se alimenta el transformador elevador pudiendo de esta manera alimentar la línea de transmisión

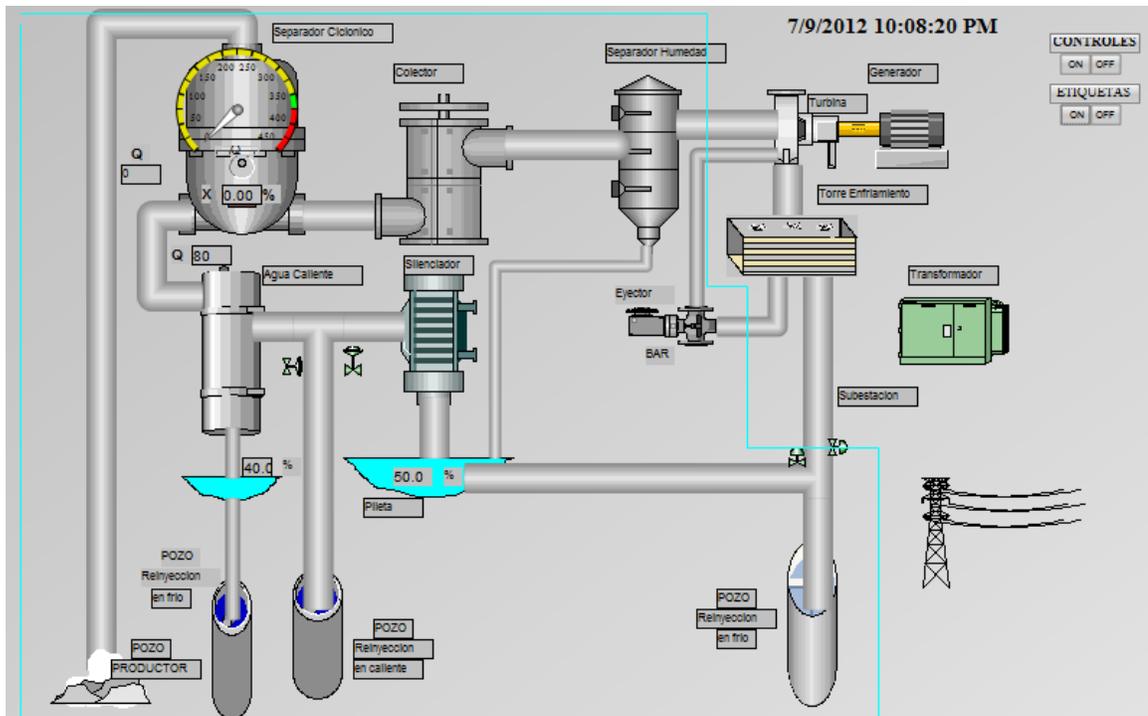


Figura 10. Imagen del sistema a simular

3.2 INTERACTUANDO CON WINCC.

A continuación se presentaran generalidades para la utilización de Wincc, los primeros pasos a seguir para la creación de un proyecto. Para mayores detalles será necesario leer la ayuda de Wincc. Incorporada en su respectivo menú.

Es importante tener en cuenta que el archivo de ayuda de WINCC es para Windows XP, por lo que si WINCC se instala en versiones posteriores de Windows, no será posible acceder a los temas de ayuda.

Previo a la instalación de WINCC será necesario tener previamente instalados algunos componentes o complementos de windows, estos son Microsoft Message Queue (MSMQ), dicha utilidad por lo general no se instala por defecto en la mayoría de computadoras, sin embargo está disponible para instalar en el momento que el usuario lo desee.

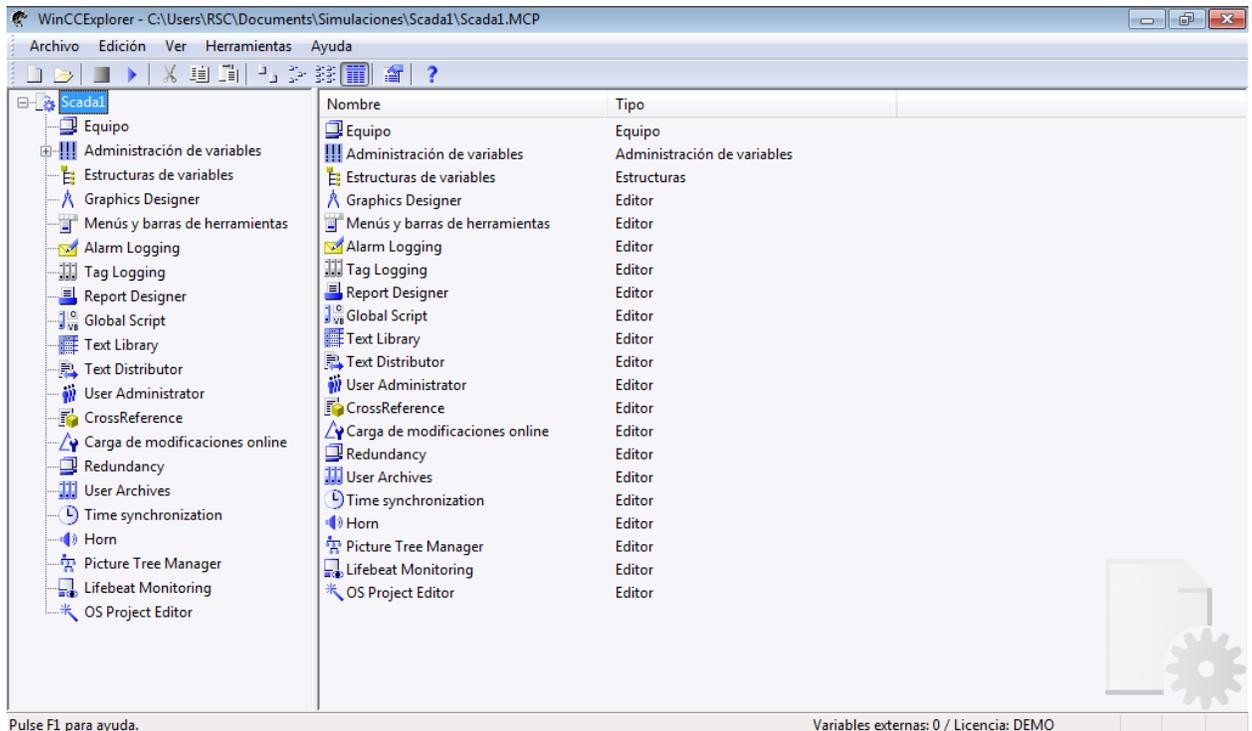


Figura 11. Pantalla inicial de Wincc. Explorer

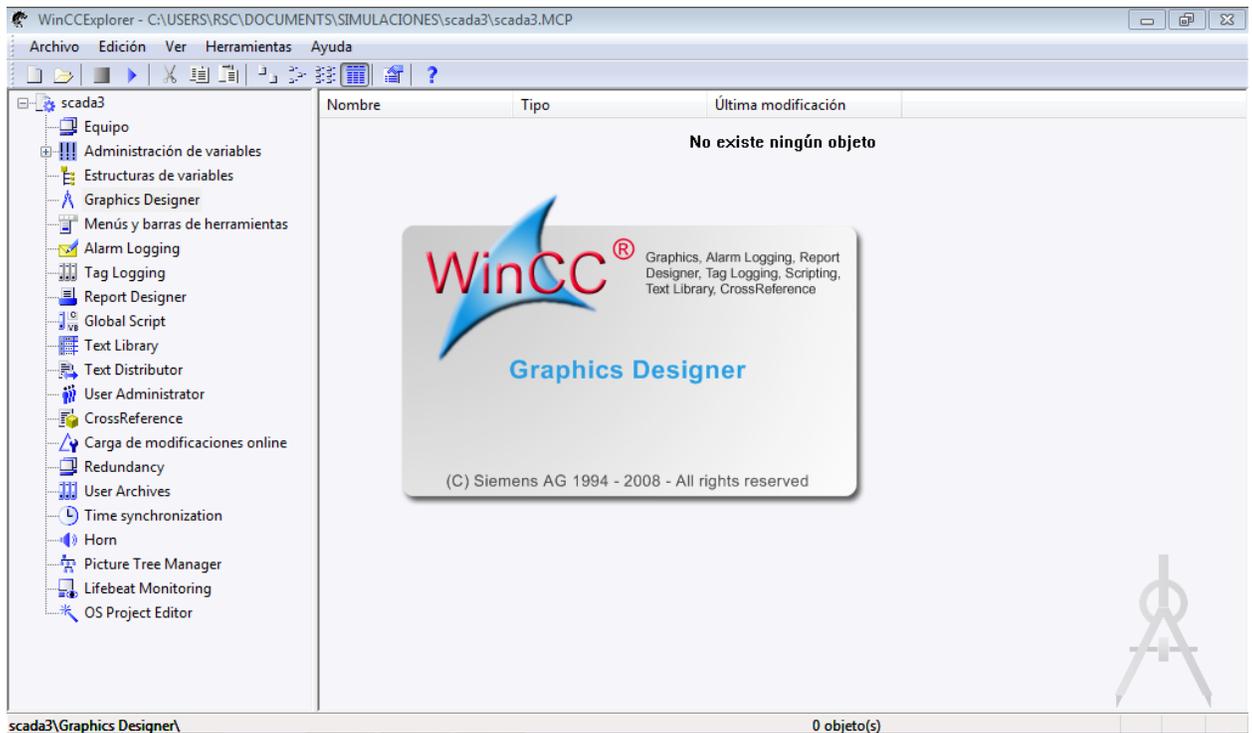


Figura 12. El proceso se inicia con la creación de una pantalla grafica en el “Graphics Designer”. Ver figura 15

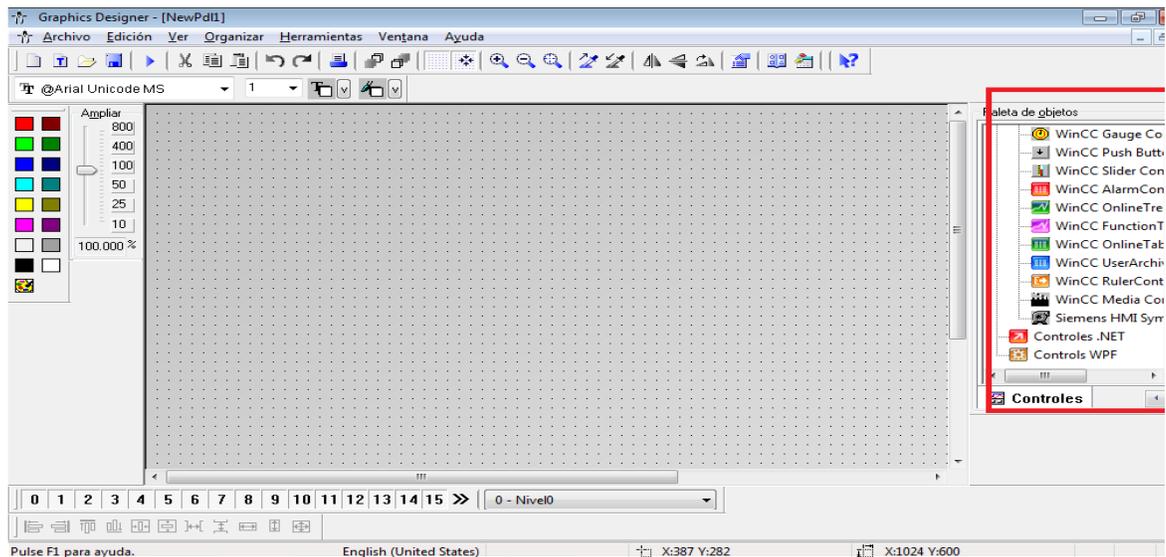


Figura 13. Una vez creada la pantalla se ingresa en la misma y se esta listo para insertar las imágenes de los elementos necesarios en el proceso a configurar o construir. Ver figura 16

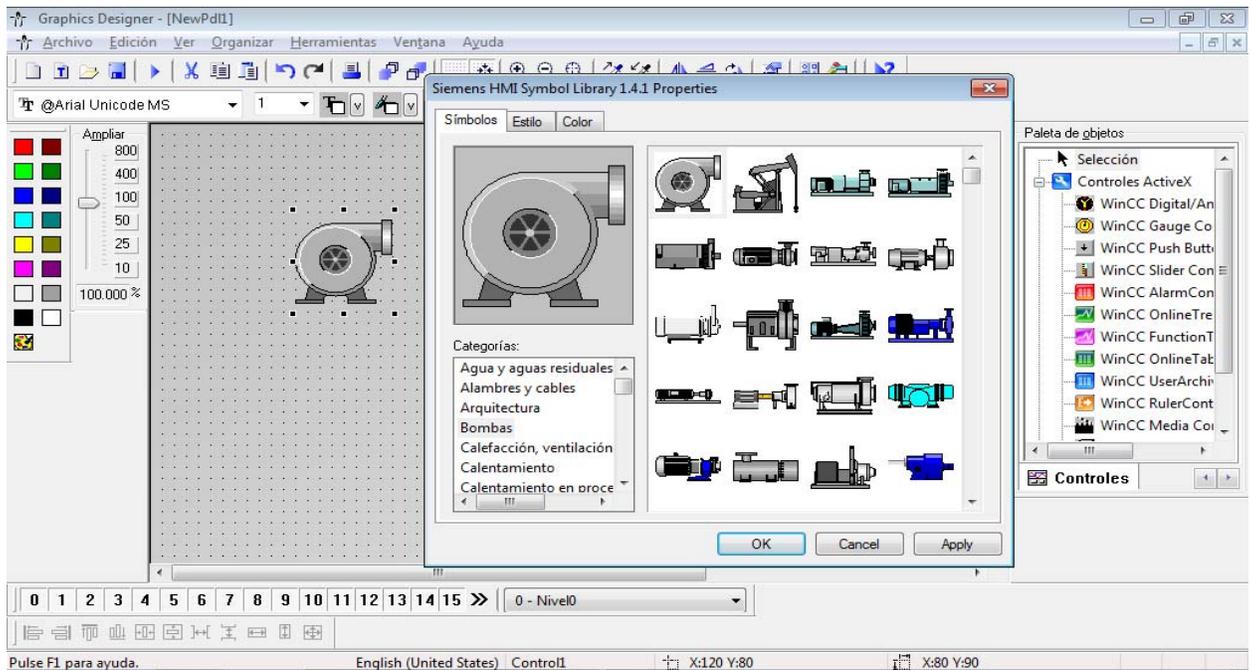


Figura 14 Seleccionar imagen de librería, sin importar el símbolo insertado este puede ser cambiado por otro haciendo doble click sobre la imagen. Ver figura 17

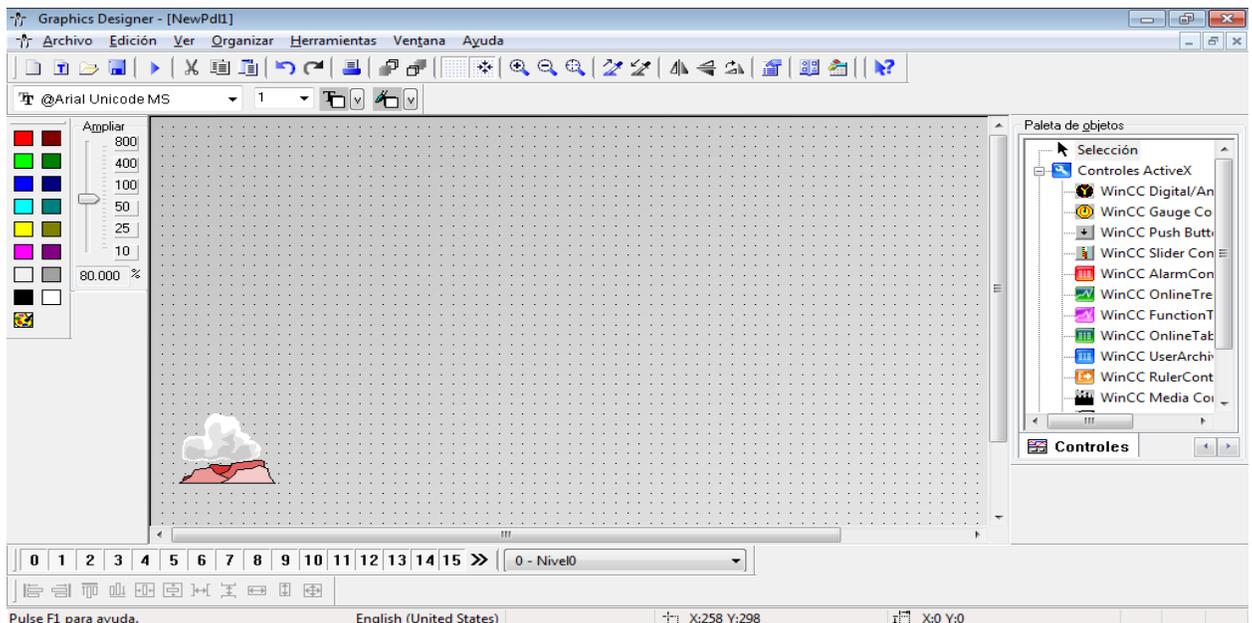


Figura 15. Insertar imagen de librería para pozo productor. Ver Figura 18

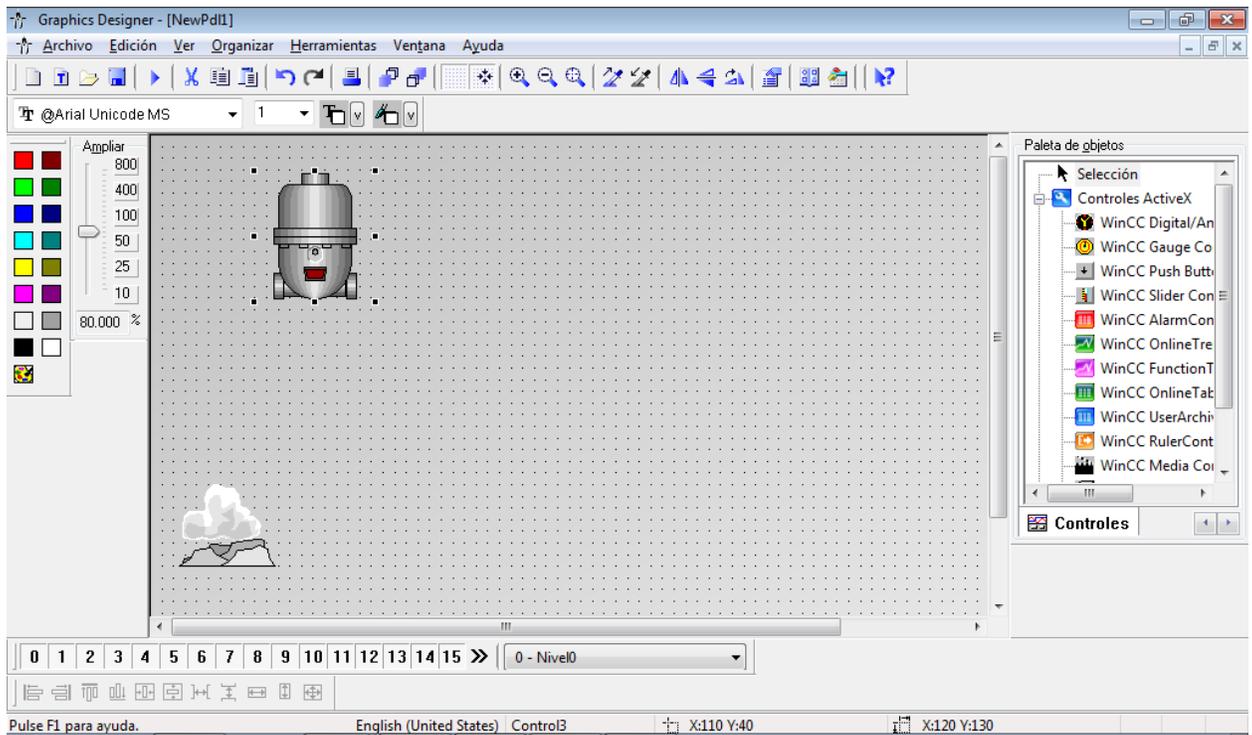


Figura 16. Seleccionar imagen de librería para separador ciclónico. Ver Fig. 16.

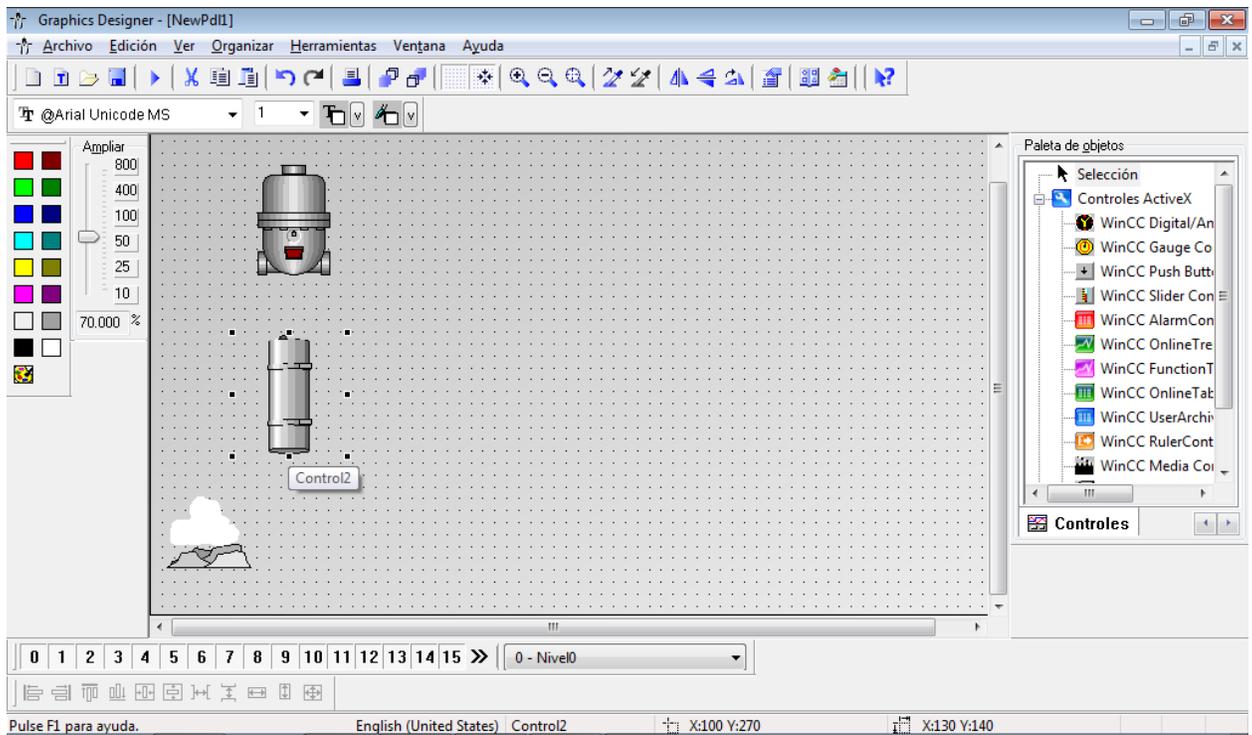


Figura 17. Seleccionar imagen de librería para separador Tanque agua caliente. Ver figura 17.

Tal como se han seleccionado las imágenes de la librería de WinCC, se continua hasta colocar el resto de equipos de las etapas 1, 2 y 3 para la simulación según la instalación a simular. Una vez que se tienen los elementos de cada etapa se continua con la vinculación o acción de ellos ante el ingreso de insumo a la planta, el cual para nuestro caso es el vapor expresado en las unidades de Kg/s

Para configurar las acciones y/o reacciones de los diferentes equipos en el sistema, WinCC proporciona 4 alternativas, estas son :

- Programar en Visual Basic.
- Programar en Visual C.
- Realizar conexión directa
- Vincular por medio de variables.

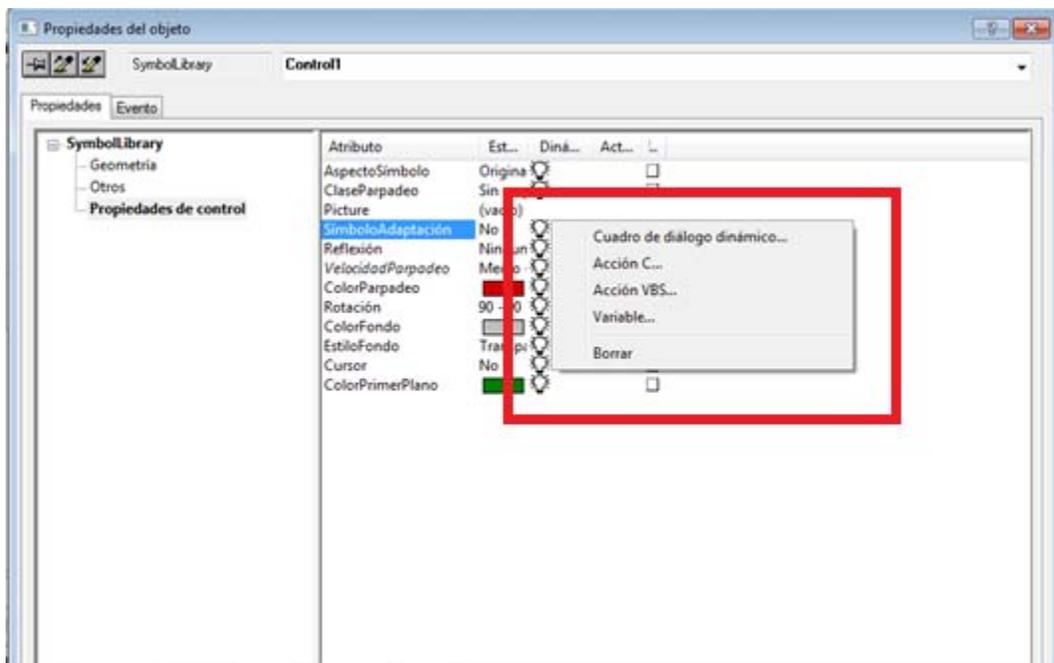


Figura 18. Lo anterior será más comprensible al apreciar la figura 21.

Una vez vinculadas todas las acciones a simular, para ejecutar la simulación debemos regresar a la pantalla de wincc explorer y accionar el botón “activar”, esto activara una ventana llamada “RUNTIME”, para detener la ejecución basta con accionar el botón “desactivar” en Wincc explorer.

En la siguiente sección se muestra con mas detalla el funcionamiento del simulador de proceso scada en la planta geotérmica.

3.3 SIMULACION DE PLANTA GEOTERMICA.

Esta simulación puede ser una guía de familiarización y utilización un proceso scada en la generación de energía eléctrica geotérmica.

Una vez insertados y conectados todos los elementos que conforman el sistema, es necesario presionar el botón de ejecución, para iniciar el proceso, esto se logra haciendo click en el icono .

A continuación se presentan capturas de algunas pantallas del simulador, teniendo en cuenta que en las primeras imágenes no hay presencia de vapor en el sistema, por lo tanto no hay generación de electricidad.

Progresivamente se presentaran imágenes a medida que se ingresa vapor al sistema, en el cual se ha definido una frontera mínima de 68.4 Kg/s en la entrada de la turbina para el inicio de la generación de electricidad, antes de este valor únicamente se podrá apreciar el avance de vapor a medida que la tubería se va llenando del mismo y la respectiva reinyección producto de dicho vapor.

Una vez superado el límite mínimo para generación, será evidente el funcionamiento del sistema, tanto en la etapa1 como en la etapa 2 y la etapa 3, esta última requiere manipulación del operador, ya que es ahí donde se decide el momento en que se aplica la inyección de potencia a la red por medio de la línea de transmisión.

Antes de continuar es importante definir a grandes rasgos el contenido de cada etapa o pantalla del simulador.

Tabla 2 Etapas o pantallas del simulador

Etapa	Equipos
Etapa 1	Separador ciclónico, Tanque de agua caliente, Silenciador, Pileta, Separador de humedad
Etapa 2	Eyector, Turbina, Generador
Etapa 3	Transformador, equipos de subestación

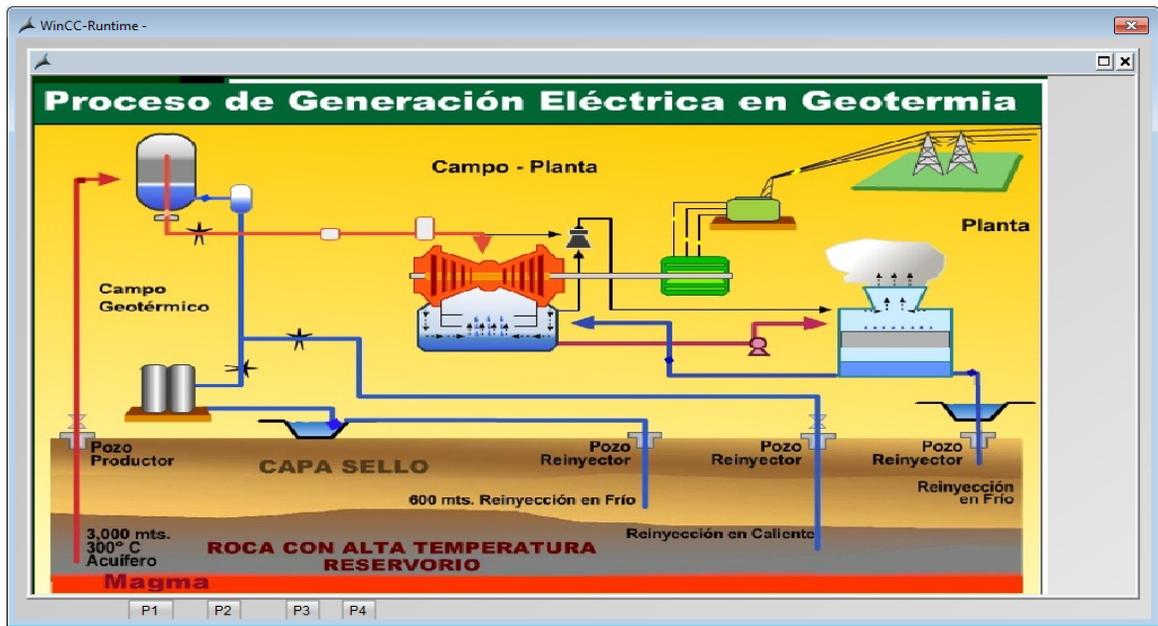


Figura 19. Esquema de proceso de generación eléctrica en geotermia (Propiedad de LAGEO).

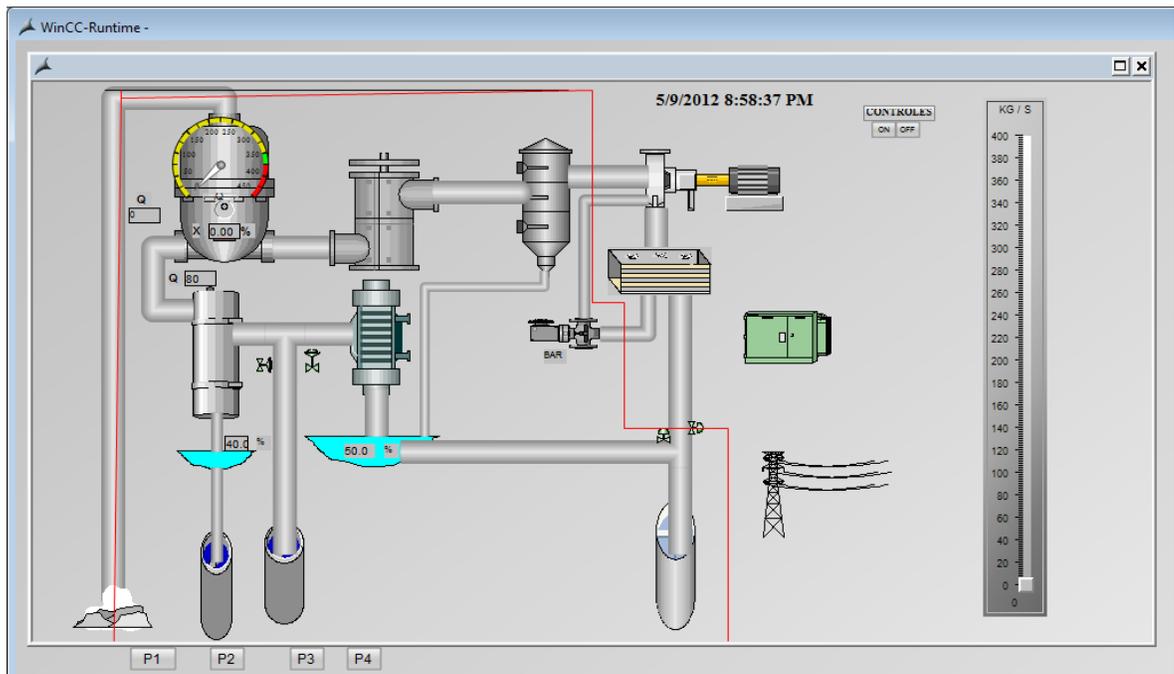


Fig. 20 Esquema de etapa 1 de proceso scada, sin ingreso de vapor al sistema.

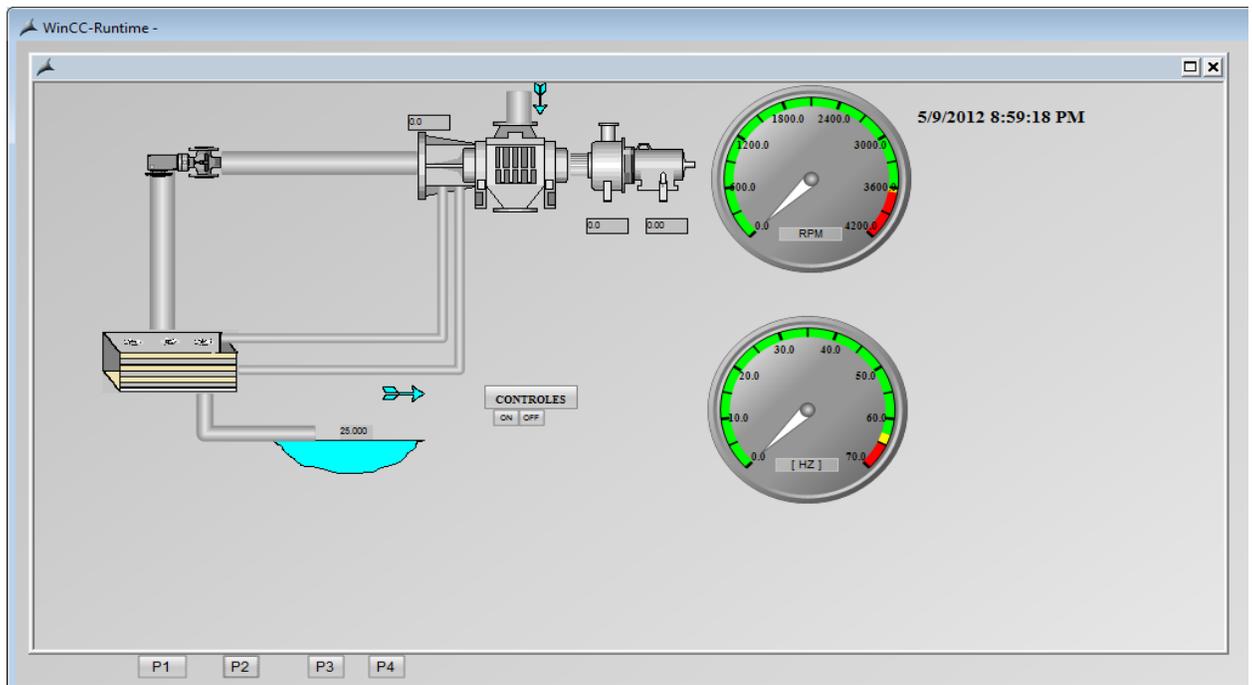


Figura 21. Esquema de etapa 2 de proceso scada, sin ingreso de vapor al sistema.

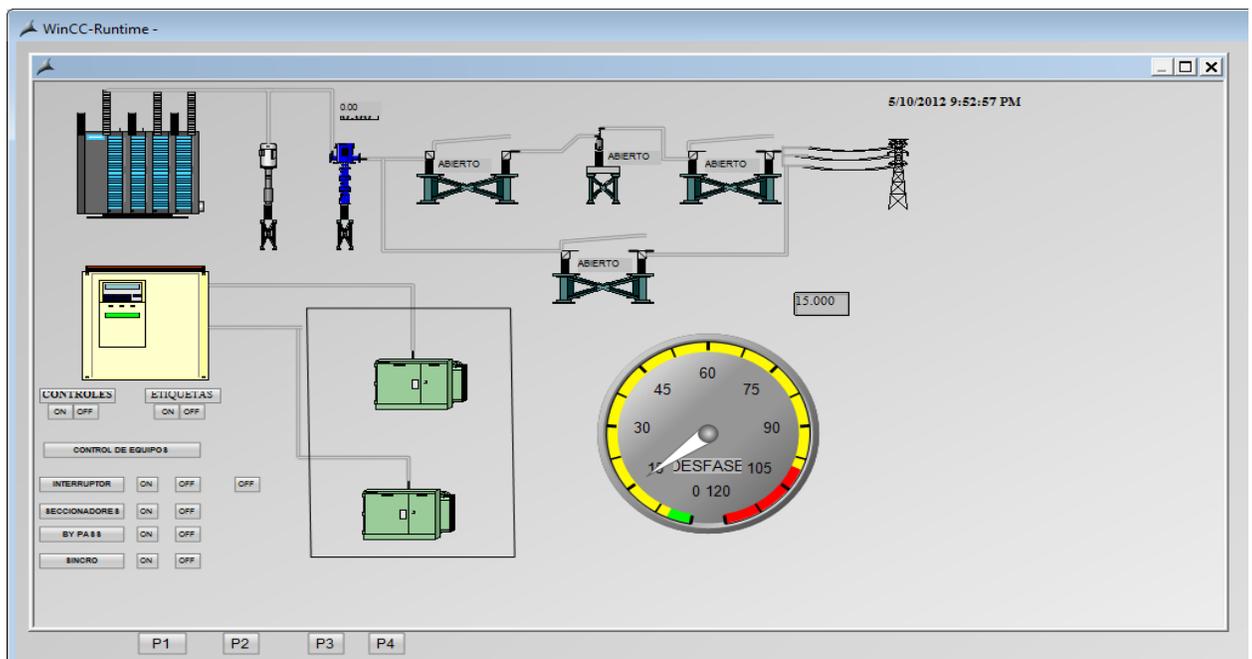


Figura 22. Esquema de etapa 3 de proceso scada, sin ingreso de vapor al sistema

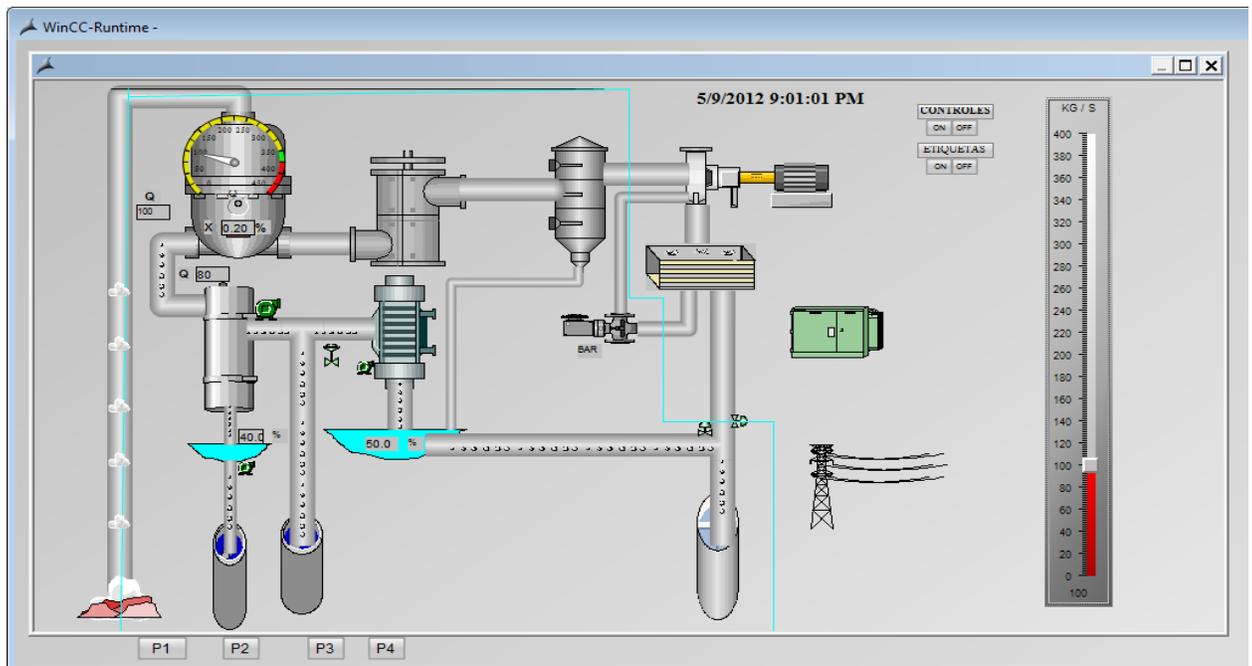


Fig. 23 Ingreso de $Q = 100 \text{ kg/s}$ al sistema (Etapa 1).

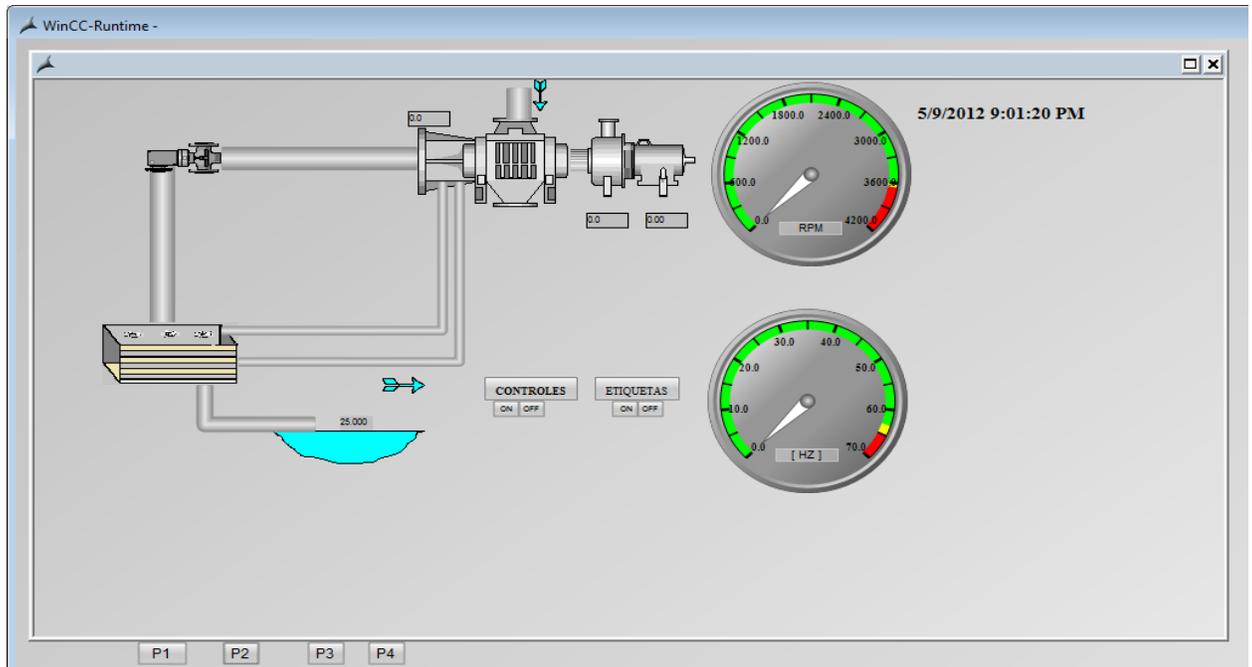


Figura 24. $Q = 100 \text{ kg/s}$, valor de ingreso al sistema (Etapa 2).

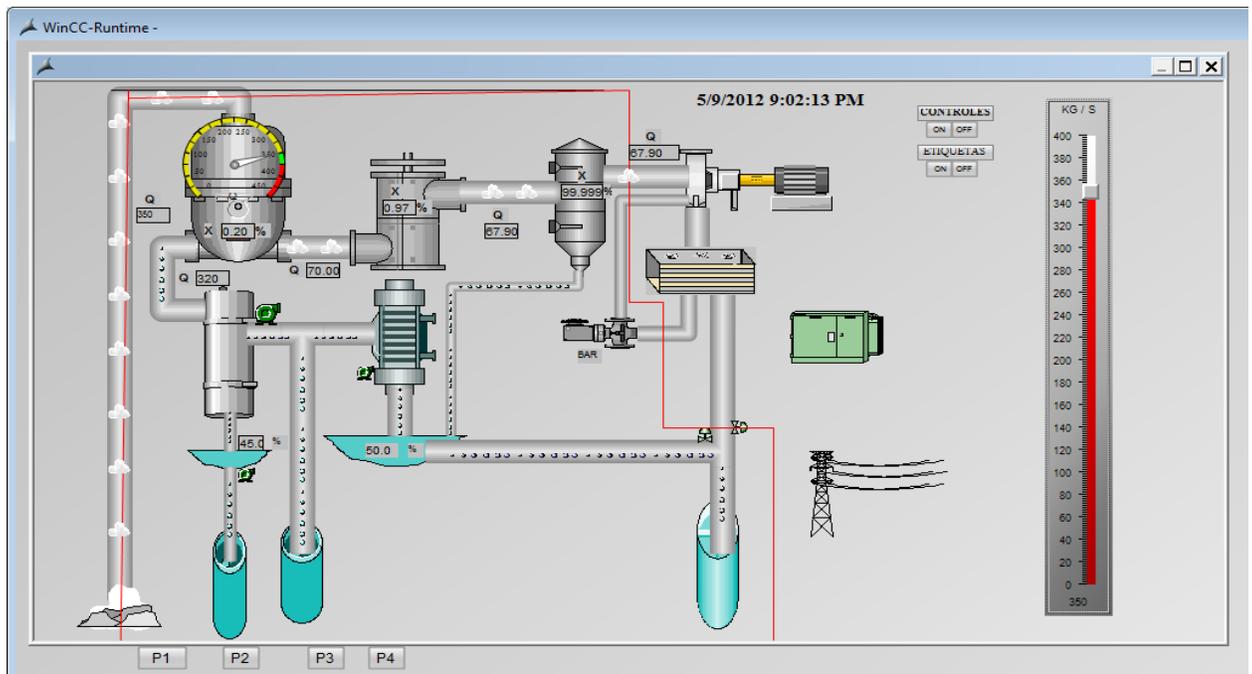


Figura 25. $Q = 350 \text{ kg/s}$, valor de ingreso al sistema (Etapa 1).

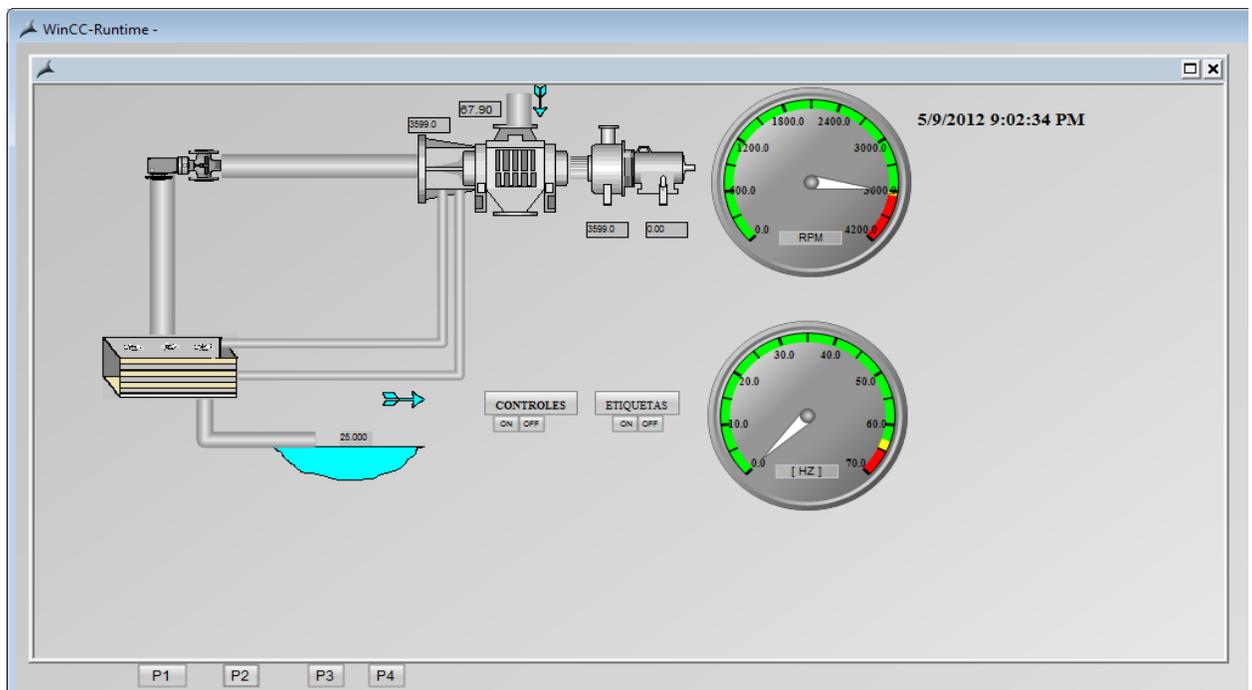


Figura 26. $Q = 350 \text{ kg/s}$, valor de ingreso al sistema (Etapa 2).

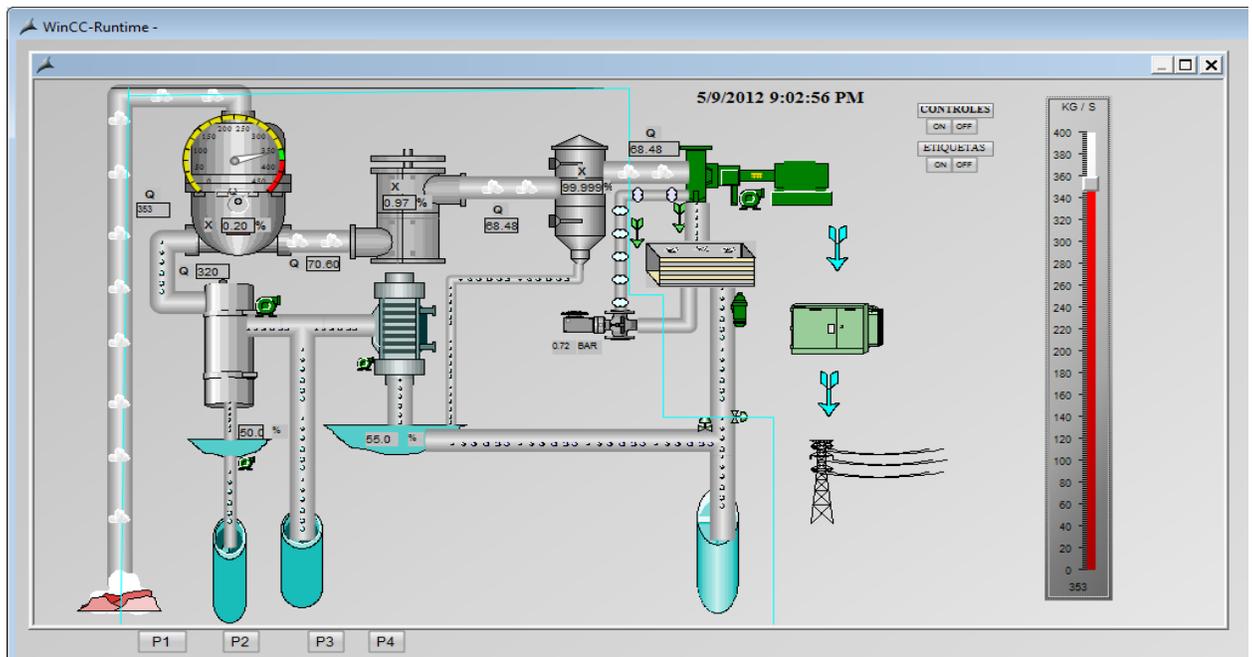


Fig. 27. $Q = 353 \text{ kg/s}$, valor de ingreso al sistema, inicio de generación (Etapa 1).

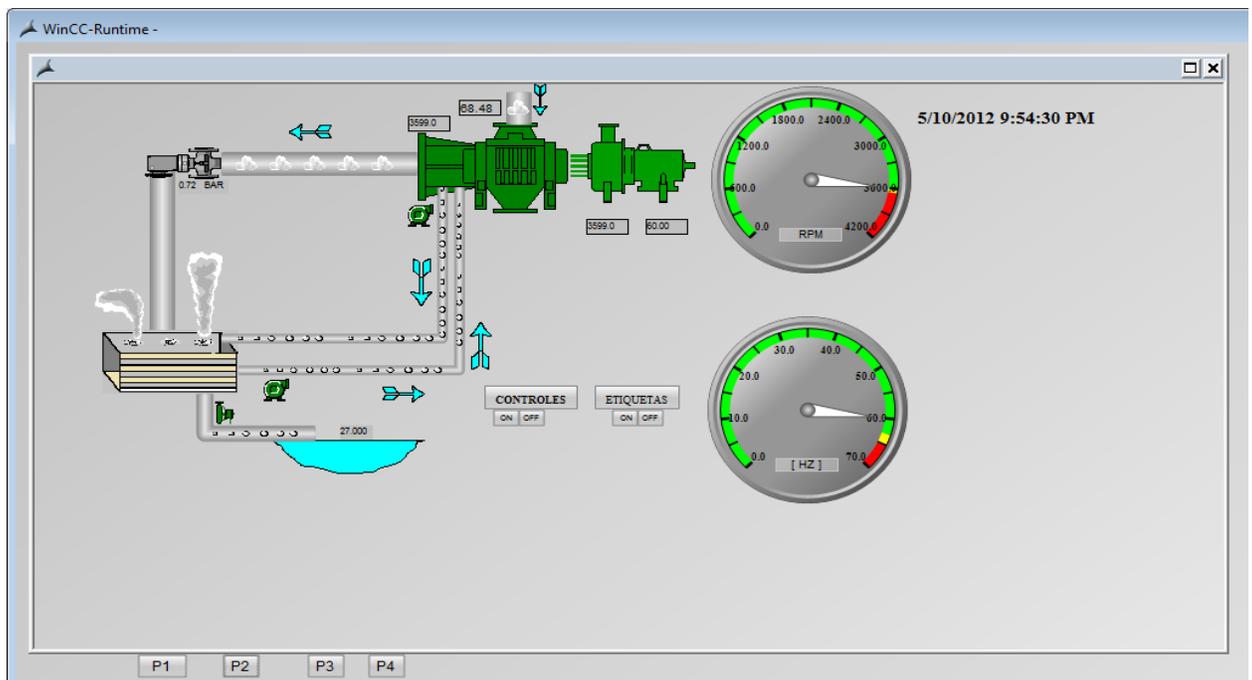


Figura 28. $Q = 353 \text{ kg/s}$, valor de ingreso al sistema, inicio de generación (Etapa 2).

Una vez que se supera el valor mínimo de Q (definido anteriormente) en la entrada de la turbina, debemos tener en cuenta que de la forma en que se ha configurado el simulador se podrán apreciar algunos cambios tales como los apreciados en las figuras 9 y 10, además de lo anterior se podrán apreciar los siguientes eventos:

- Activación de turbina (cambio de color de gris a verde).
- Activación de generador (cambio de color de gris a verde).
- Flujo de GNC entre la turbina y eyector.
- Liberación de GNC al superar el valor de 0.8.
- Visualización de magnitud de RPM en turbina y generador.
- Visualización de magnitud de frecuencia en generador.
- Flujo de agua de reinyección desde torre de enfriamiento.
- Activación de bombas auxiliares según demanda.

Una vez iniciada la generación será visible en la pantalla 3, textos indicando los servicios propios, para poder conectarse a la línea de distribución será necesario cumplir las siguientes condiciones:

Cerrar seccionadores.

Asegurarse que se tiene sincronización

Cerrar Interruptor (posterior a pasos a y b).

Para efectos de mantenimiento del interruptor se puede cerrar el seccionador de by-pass y abrir los seccionadores del interruptor.

Es importante tener en cuenta que el sistema puede ser monitoreado casi en su totalidad en la pantalla 1, a excepción de la sincronización y conexión a la red de transmisión, ya que lo anterior solo puede ser monitoreado en la pantalla 3.

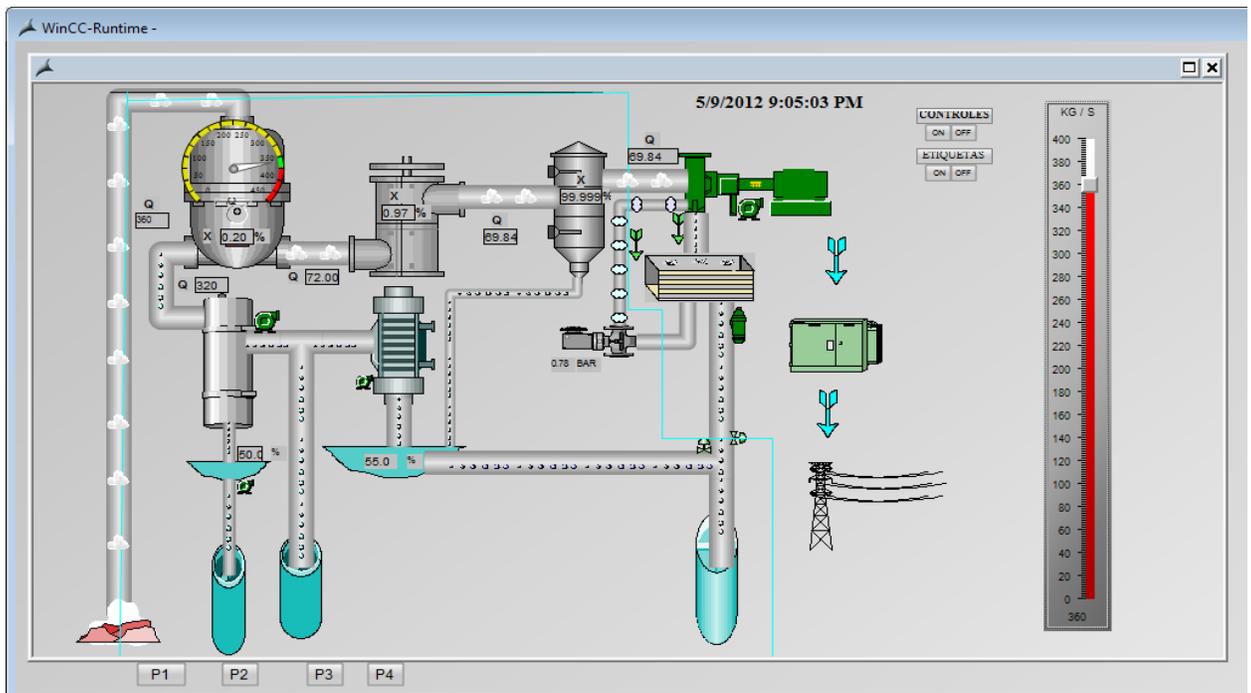


Figura 29. $Q = 360 \text{ kg/s}$, valor de ingreso al sistema (Etapa 1).

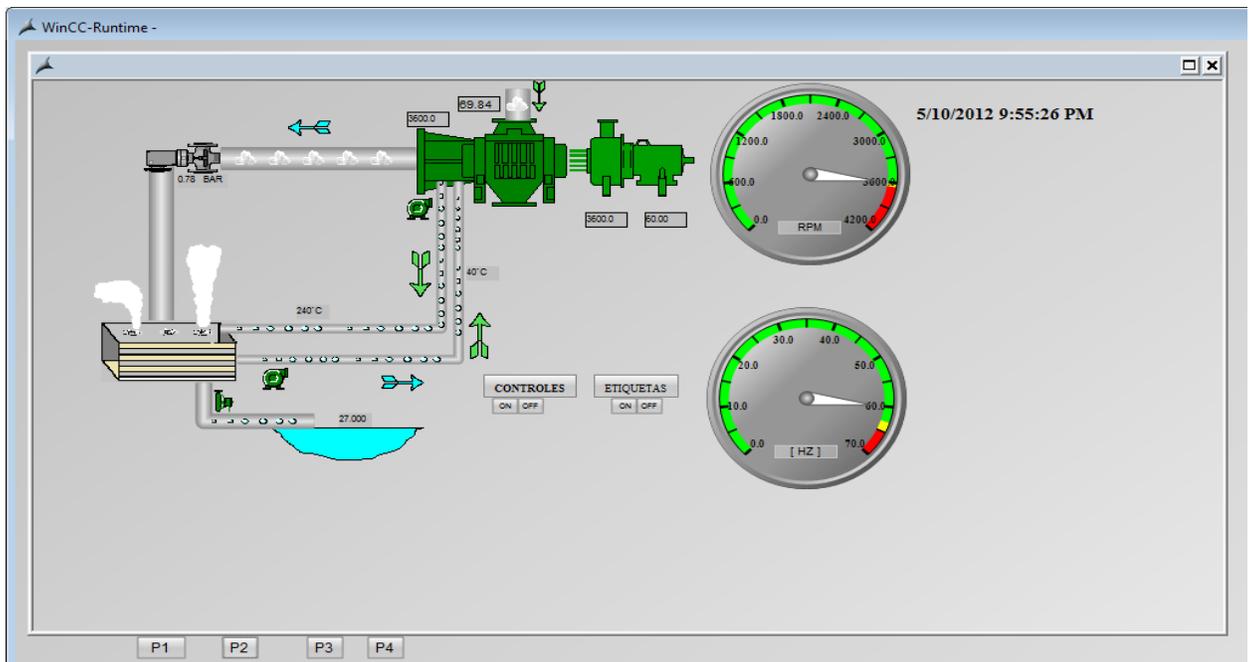


Figura 30. $Q = 360 \text{ kg/s}$, valor de ingreso al sistema (Etapa 2).

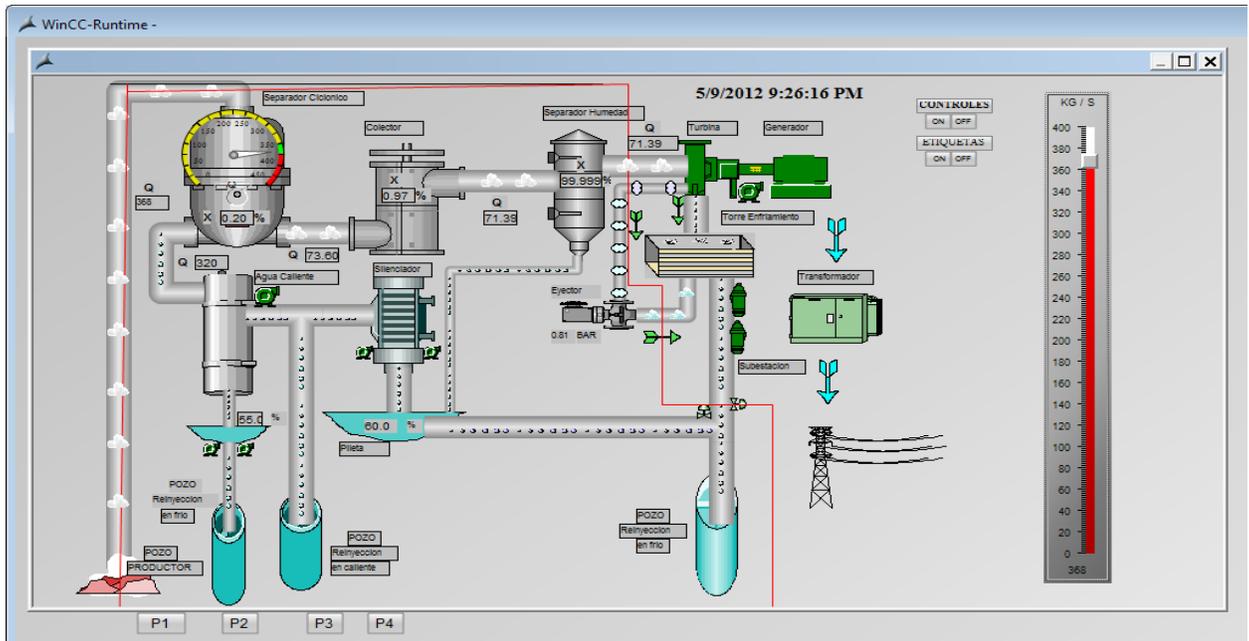


Figura 31 $Q = 368 \text{ kg/s}$, de ingreso al sistema, Liberando GNC en eyector (Etapa 1).

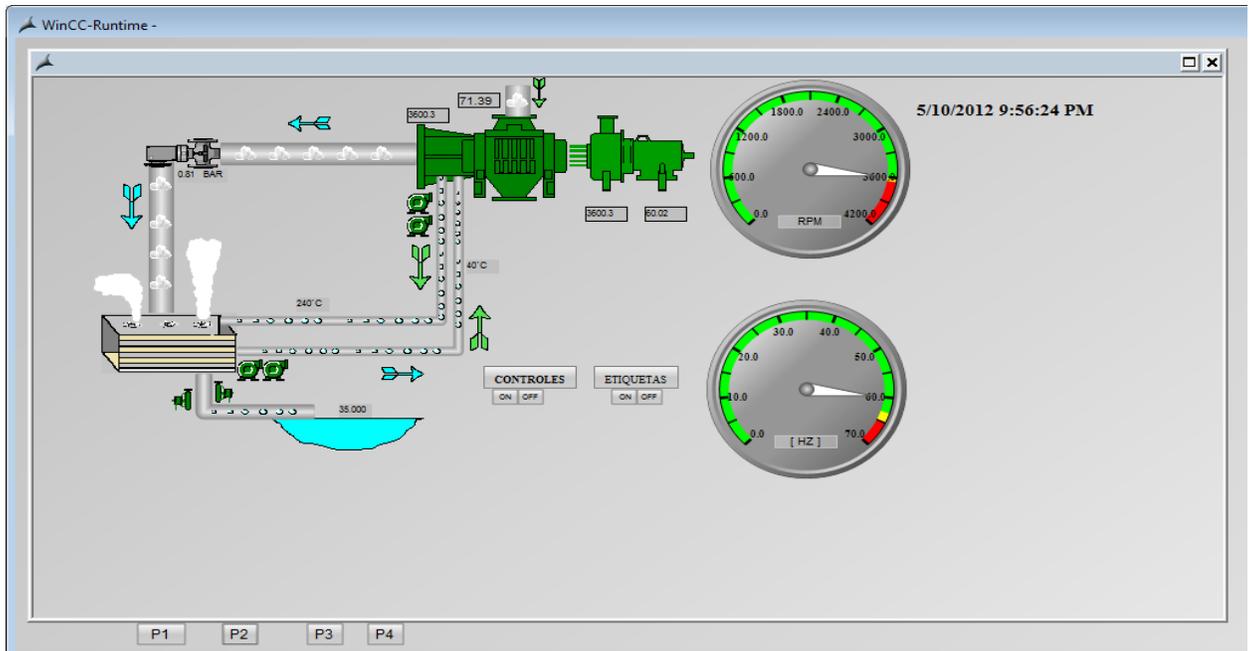


Figura 32 $Q = 368 \text{ kg/s}$, de ingreso al sistema, liberando GNC en eyector (Etapa 2).

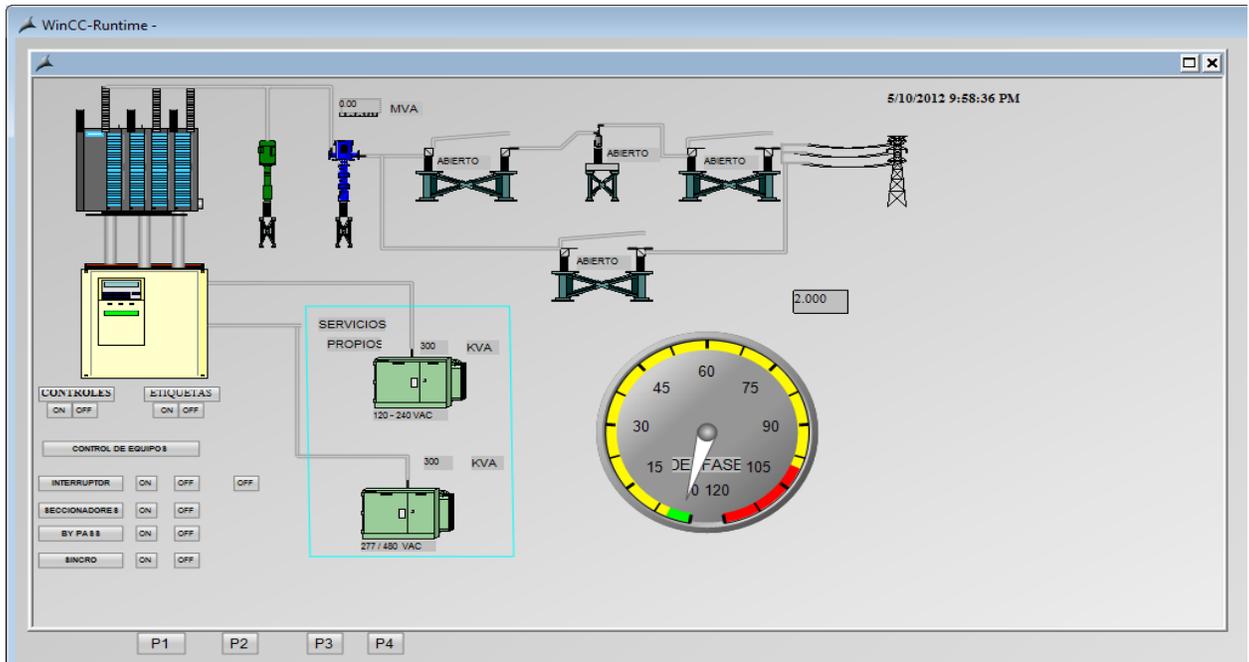


Figura 33 Q = 360 kg/s ingreso al sistema, equipos de línea abiertos (Etapa 3).

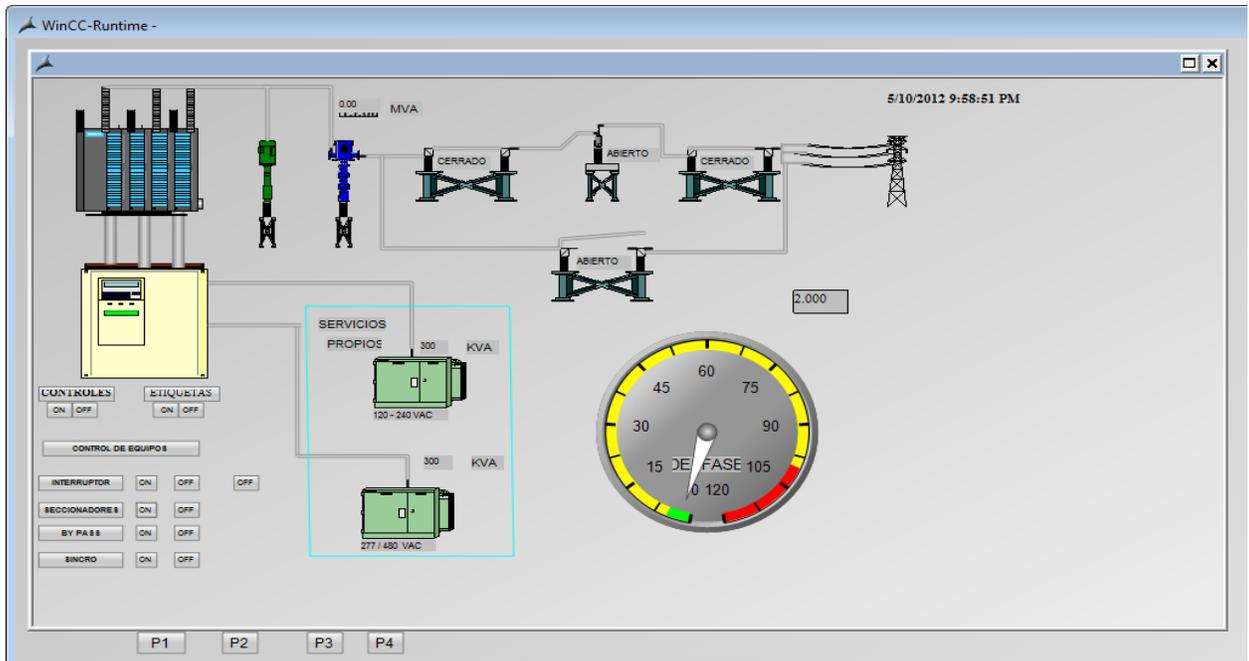


Figura 34 Q = 360 kg/s, valor de ingreso al sistema, seccionadores cerrados (Etapa 3).

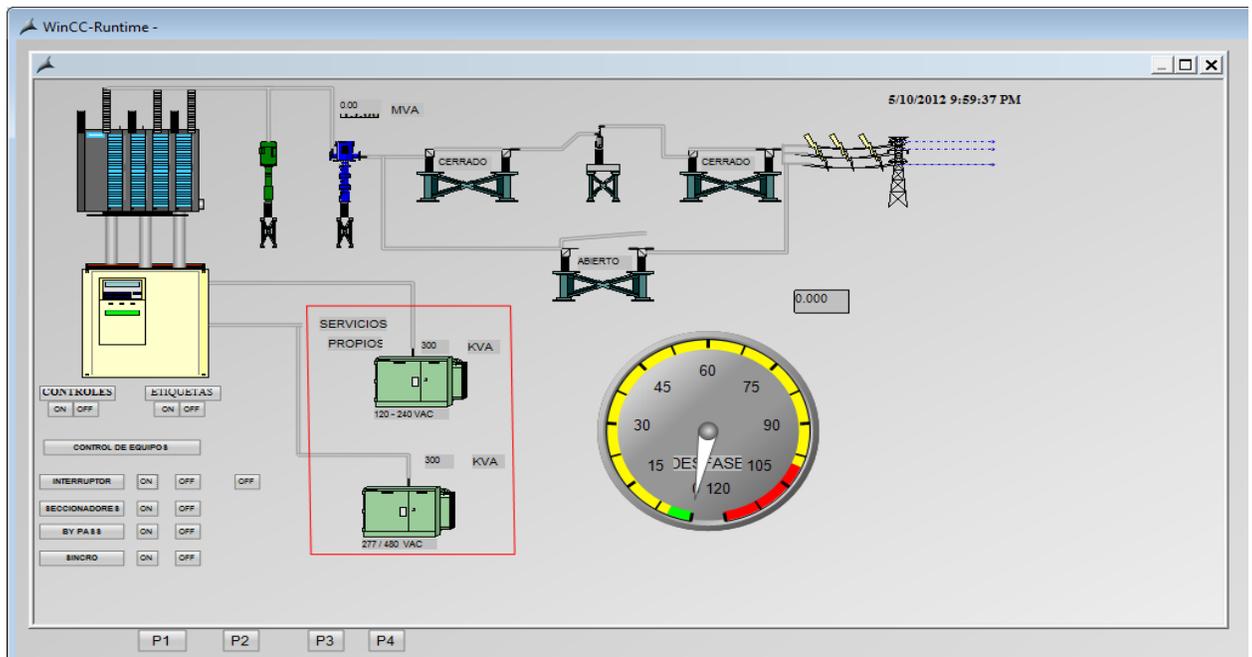


Figura 35 $Q = 360 \text{ kg/s}$, interruptor cerrado, conectado a la línea de transmisión (Etapa 3).

PROTECCION EN LA PLANTA GENERADORA.

Hasta ahora se han presentado imágenes del sistema durante la generación normal, sin embargo se presentaran situaciones en las que será necesario evacuar vapor de las tuberías con el objetivo de aliviar la presión del sistema, esto será posible cuando se alcance una inyección de vapor a la entrada del separador ciclónico de $Q=372 \text{ kg/s}$, en tal caso se tendrán 2 opciones para drenar vapor fuera del sistema, esto es forzar $Q= 368 \text{ kg/s}$ y la otra opción será mantener un $Q=362 \text{ kg/s}$, la decisión será de la persona que se encuentre monitoreando el sistema cuando se presente tal situación, para ilustrar lo anterior se muestran las siguientes imágenes.

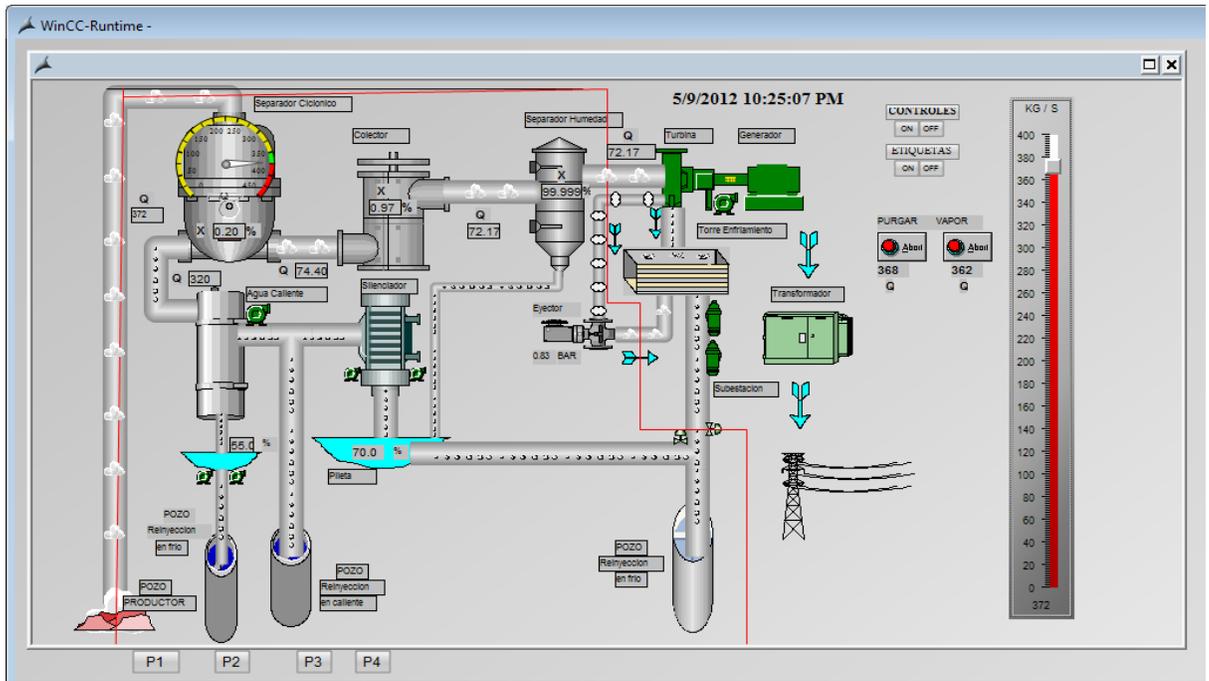


Figura 36. $Q = 372 \text{ kg/s}$, Aparecen opciones de aliviar presión en las tuberías (Etapa 1).

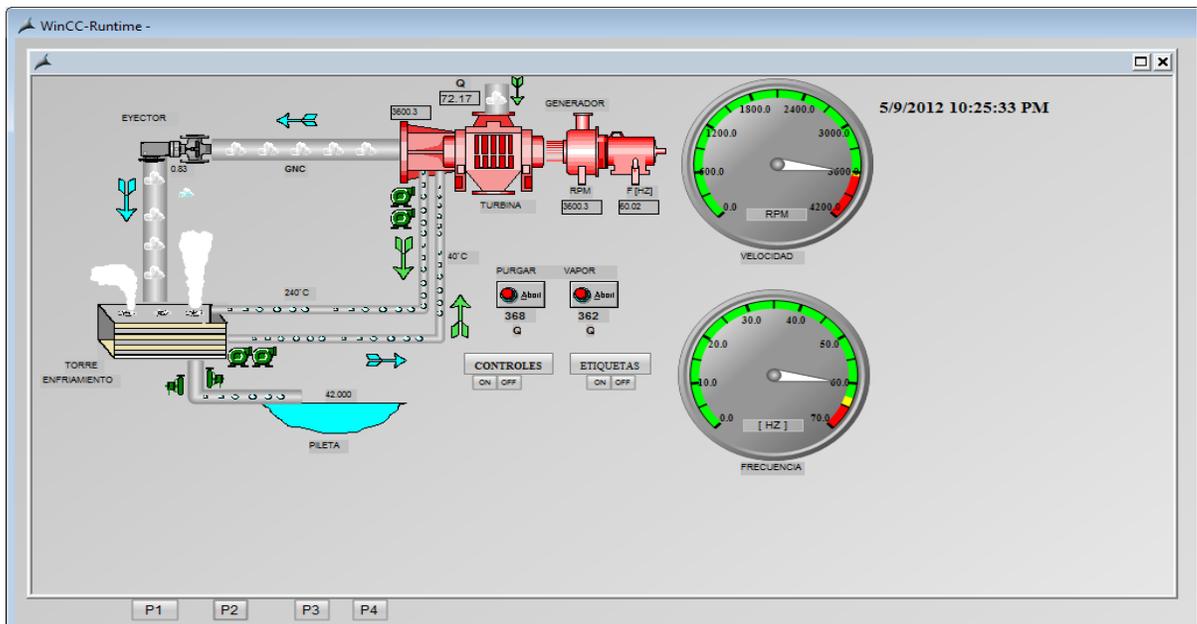


Figura 37 $Q = 372 \text{ kg/s}$, Aparecen opciones de aliviar presión en las tuberías (Etapa 2).

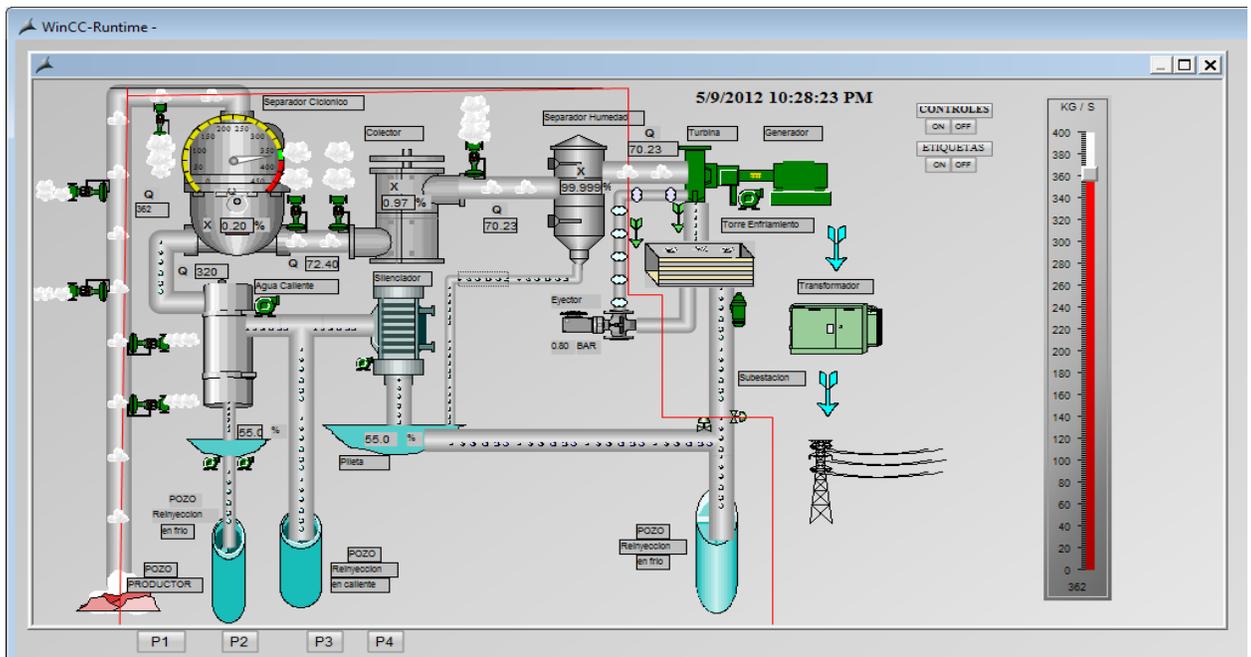


Figura 38 Forzando $Q = 362 \text{ kg/s}$, liberando vapor en las tuberías (Etapa 1).

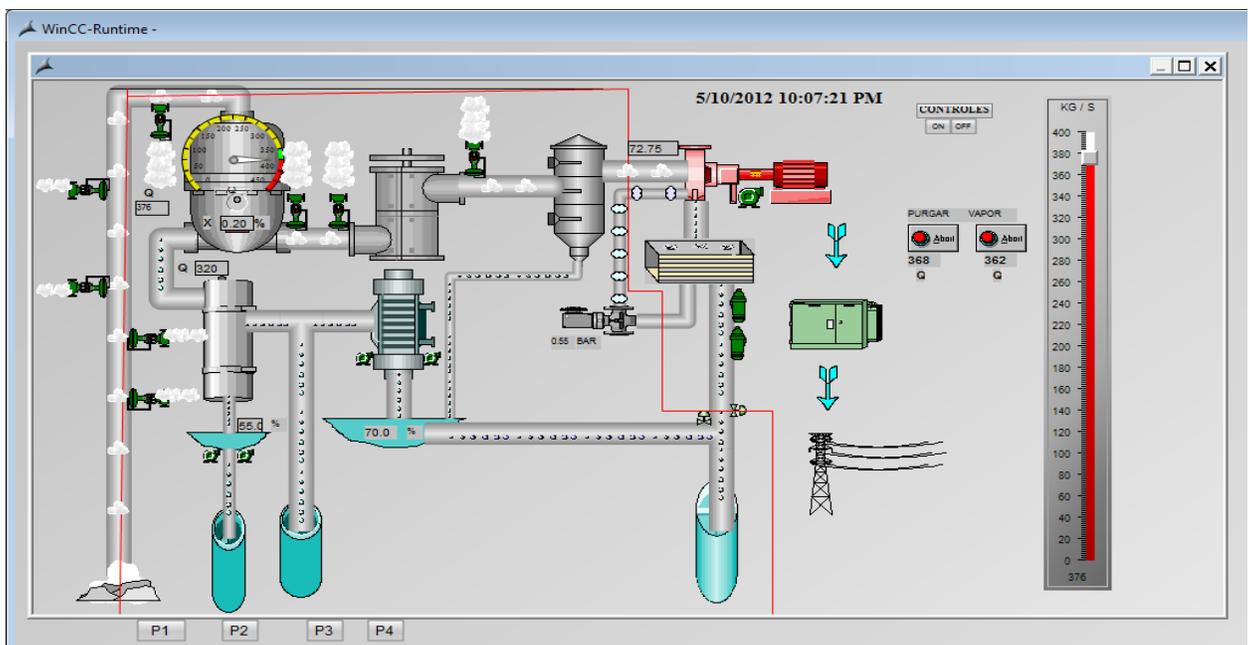


Figura 39. Cuando $Q \geq 374 \text{ kg/s}$, se libera presión automáticamente, no se detiene el proceso de generación (Etapa 1).

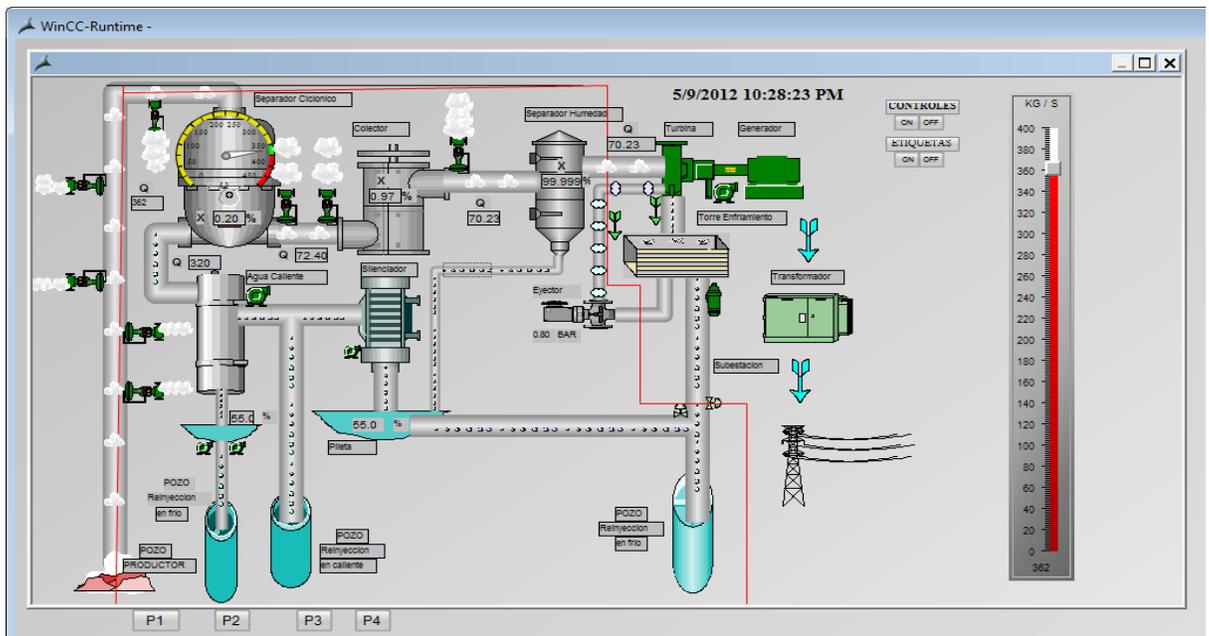


Figura 40. Activando los nombres de equipos y textos de los elementos de la pantalla 1.

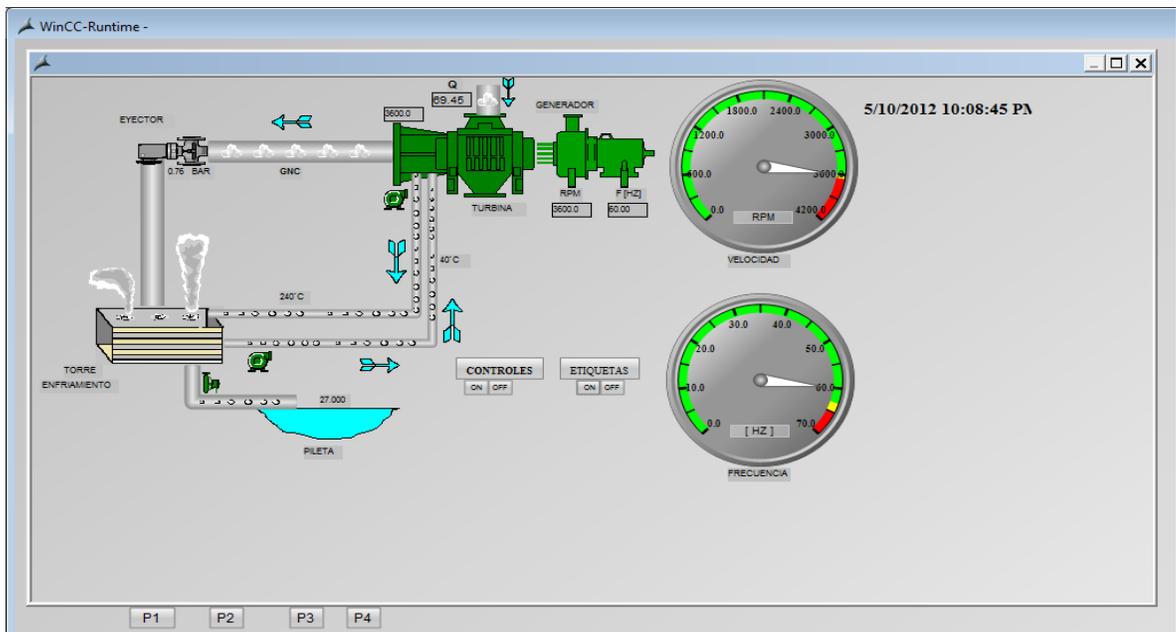


Figura 41. Activando los nombres de equipos y textos de los elementos de la pantalla 2.

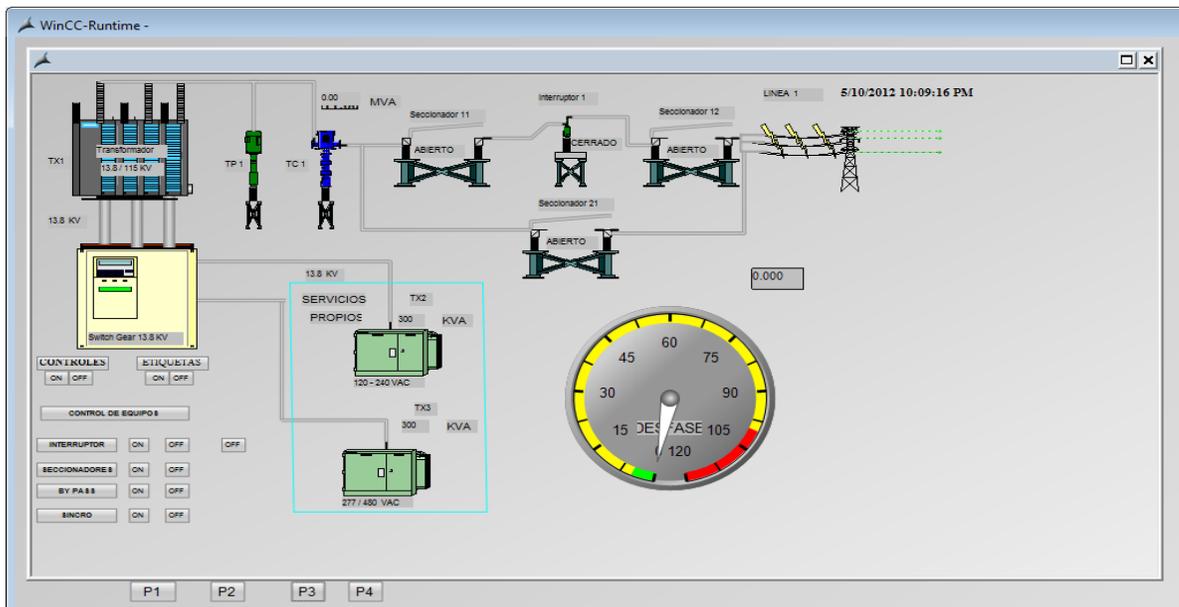


Figura 42. Activando los nombres de equipos y textos de los elementos de la pantalla 3

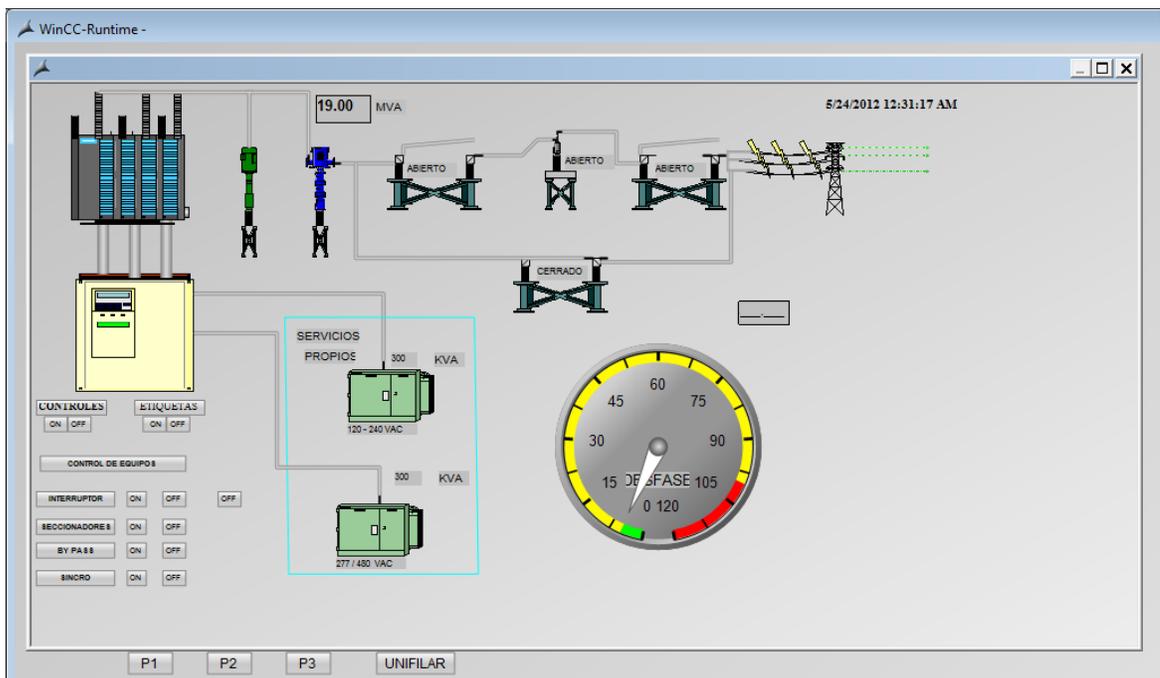


Figura. 43 Activando el seccionador de by-pass, para liberar el interruptor

3.4 CONCLUSIONES

- El computador hoy en día es una opción poderosa en la industria, las tareas automatizadas de control que solían realizarse con uno o varios PLC, se están realizando con sistemas de control basados en PC, utilizando tarjetas de expansión o de adquisición de datos, conformando de esta manera un sistemas SCADA.
- Con la ayuda de los avances tecnológicos es posible en la actualidad tener un panorama completo y constante en tiempo real de los procesos, lo cual permite brindar la protección a los equipos y personal técnico que labora en las plantas generadoras de energía eléctrica,
- En el presente documento se presentan nociones básicas de los sistemas SCADA, se recomienda profundizar en los temas de protocolos de transmisión de datos para dichos sistemas, tales como
- Se recomienda retomar la presente simulación y complementar adquiriendo información de un PLC, el cual a su vez puede ser un elemento físico o también puede ser resultado de una simulación mediante el software apropiado. Para uno o más elementos físicos será necesario verificar previamente que se cuenta con los controladores adecuados en la base de datos de WinCC, si se tratara PLC simulados deberán conectarse a una red LAN cada PC en la que simulen , así mismo la computadora en la cual se ejecute WinCC.

GLOSARIO

SCADA	Supervision, adquisicion y control de datos
CO2	: Bioxido de carbono
Flujo masico	: Unidad de medida de vapor (Kg/s)
Geotermia	: Toda la energía térmica almacenada hasta una determinada profundidad
GNC	: Gases no condensables
Gradiente geotermico	: Aumento de la temperatura con la profundidad en la corteza terrestre.
SF3	: Acido
Renovable sustentable	: corresponde a una propiedad de la fuente de energía se refiere a la forma como el recurso es utilizado.
H2S	: sulfuro de hidrógeno
NH3	: Amoniaco
CH4	: Metano
NaCl	: Cloruro de sodio
B	: boro
As	: Arsénico
Hg	: Mercurio
Cliente/Servidor	: Sistema en el cual el cliente realiza peticiones al servidor
OLE	: Object Linking and Embedding
DCOM	: Distributed Component Object Model
RPC	: Remote Procedure Call
Separador ciclonico	: Equipo para extraer humedad al flujo masico

BIBLIOGRAFIA

[1] Microsoft Security Advisory (2286198), 16/07/ 2010
<http://www.microsoft.com/technet/security/advisory/2286198.msp>.

[5] Distributed Network Protocol
<http://www.dnp.org/About/Default.aspx>.

[11] Open SCADA security community
http://www.scadasecurity.org/index.php/Main_Page

Henry Mendiburu Diaz
<http://hamd.galeon.com>.

Mary H. Dickson y Mario Fanelli
Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, Italia

Energía Geotérmica.
Amsterdam, Christopher.
Noriega Editores.

Proyecto Central Geotérmica del Macizo Volcánico del Ruiz. Editorial Central
Hidroeléctrica de Caldas.

Energía Geotérmica y sus posibilidades en Colombia.
Echeverry Gomez, Ariel.

www.geothermal.org.

ANEXOS

A.1 Antecedentes históricos

La presencia de volcanes y otros fenómenos termales debieron haber inducido a nuestros ancestros a suponer que partes del interior de la Tierra estaban calientes; sin embargo, no fue hasta un período entre los siglos XVI y XVII, cuando las primeras minas fueron escavadas a algunos cientos de metros de profundidad, que el hombre dedujo, por simples sensaciones físicas, que la temperatura de la Tierra se incrementaba con la profundidad.

Las primeras mediciones mediante termómetros fueron probablemente realizadas en 1740, en una mina cerca de Belfort, en Francia (Bullard, 1965). Hacia 1870 se utilizaron modernos métodos científicos para estudiar el régimen termal de la Tierra, pero no fue hasta el siglo XX, y el descubrimiento del calor radiogénico, que podemos comprender plenamente tal fenómeno como un balance térmico y la historia térmica de la Tierra. Todos los modelos termales modernos de la Tierra deben, en efecto, tomar en cuenta el calor continuamente generado por el decaimiento de los isótopos radioactivos de larga vida del Uranio (U238, U235), Torio (Th 232) y potasio (K40), presentes en la Tierra (Lubimova, 1968).

Recién en los años 1980s, se dispuso de teorías realistas de estos modelos, cuando se demostró que no había equilibrio entre el calor radiogénico generado en el interior de la Tierra y el calor disipado al espacio desde la Tierra, y que nuestro planeta esta lentamente enfriándose.

Para dar una idea del fenómeno involucrado y su magnitud, citaremos un balance térmico de Stacey y López (1988), en el cual el flujo calórico total de la Tierra se estimó en $42 \times 10^{12} \text{ W}$ (conducción, convección y radiación). De este total, $8 \times 10^{12} \text{ W}$ provienen de la corteza, la cual representa sólo el 2% del volumen total de la Tierra, pero que es rica en isótopos radioactivos; $32.3 \times 10^{12} \text{ W}$ provienen del manto, el cual representa el 82% del volumen total de la Tierra y $1.7 \times 10^{12} \text{ W}$ provienen del núcleo, el cual corresponden al 16% del volumen total y no contiene isótopos radioactivos (Figura. 1). Considerando que el calor radiogénico del manto se estima en $22 \times 10^{12} \text{ W}$, la tasa de enfriamiento de esta parte de la Tierra es $10.3 \times 10^{12} \text{ W}$.

Estimaciones más recientes, basadas en un mayor número de datos, indican que el flujo calórico total de la Tierra es alrededor del 6% mayor que el estimado por Stacey y López (1988). Aún así, el proceso de enfriamiento es aún muy lento. La temperatura del manto ha disminuido en no más de 300 a 350°C en tres mil millones de años, quedando a unos 4,000°C en su base. Se ha estimado que el contenido total de calor de la Tierra, calculado a partir de una temperatura

ambiente media estimada en 15°C, es del orden de 12.6×10^{24} MJ y que el contenido de calor de la corteza es de unos 5.4×10^{21} MJ (Armstead, 1983).

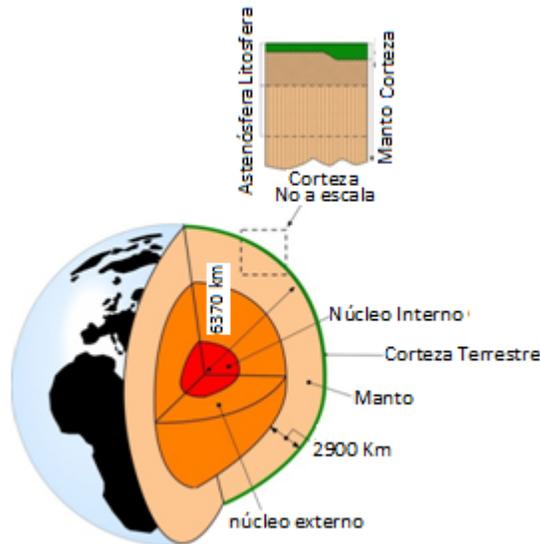


Figura 44. Representación de corteza, manto y núcleo de la tierra.

La corteza, manto y núcleo de la Tierra. En la figura 1 arriba a la derecha podemos ver una sección a través de la corteza y del manto superior. La energía térmica de la Tierra es por lo tanto inmensa, pero solo una fracción de ella podría ser utilizada por la humanidad. Hasta ahora la utilización de esta energía ha estado limitada a áreas en las cuales las condiciones geológicas permiten un transporte (agua en la fase líquida o vapor), para “transferir” el calor desde zonas calientes profundas hasta o cerca de la superficie, dando así origen a los recursos geotérmicos; sin embargo, en el futuro cercano técnicas innovadoras podrían brindar nuevas perspectivas a este sector.

En muchos casos, las aplicaciones prácticas preceden a la investigación científica y a los desarrollos tecnológicos, la energía geotérmica es un buen ejemplo de esto. A comienzos del siglo XIX los fluidos geotermales fueron explotados por su contenido energético. En ese período se instaló en Italia una industria química (en la zona actualmente conocida como Larderello), para extraer el ácido bórico de las aguas calientes que emergían naturalmente o bien, de pozos perforados con ese objeto. El ácido bórico se obtenía mediante evaporación de las aguas en bateas de hierro, usando como combustible la madera de los bosques de los alrededores. En 1827 Francisco Larderel, fundador de esta industria, desarrolló un sistema para utilizar el calor de los fluidos en el proceso de evaporación, en vez de quemar la madera de los bosques en rápido agotamiento.

La explotación del vapor natural por su energía mecánica empezó en ese mismo tiempo.

El vapor geotérmico se utilizó para elevar líquidos en primitivos elevadores por presión de gas y más tarde en bombas recíprocas y centrífugas y en poleas, todo lo antes mencionado fue utilizado en las perforaciones o en la industria local de ácido bórico. Entre 1850 y 1875 la planta de Larderello mantuvo en Europa el monopolio de la producción de ácido bórico. Entre 1910 y 1940 el vapor de baja presión fue utilizado para brindar calefacción a invernaderos, edificios industriales y residenciales, en esta parte de Toscana. Otros países también empezaron a desarrollar sus recursos geotérmicos a escala industrial. En 1892 entró en operaciones el primer sistema distrital de calefacción geotermal, en Boise, Idaho (USA). En 1928 Islandia, otro país pionero en la utilización de la energía geotérmica, también inicio la explotación de sus fluidos geotermales (principalmente agua caliente) para calefacción doméstica. En 1904 se llevo a cabo el primer intento de generar electricidad a partir de vapor geotérmico; nuevamente, esto tuvo lugar en Larderello.

Figura 45 . Primera experiencia de generación de energía eléctrica mediante vapor geotérmico, con su inventor, el Príncipe Piero Ginori Conti.



El éxito de estas experiencias fue una clara demostración del valor industrial de la energía geotérmica y marcó el comienzo de una forma de explotación que se ha desarrollado significativamente desde entonces. La generación de electricidad en Larderello fue un suceso comercial. En 1942 la capacidad geotermoelectrica instalada alcanzaba los 127,650 kW pronto, varios países

siguieron el ejemplo de Italia; en 1919 los primeros pozos geotermales de Japón fueron perforados en Beppu, seguidos en 1921 por pozos perforados The Geyser, California, USA, y en el Tatio, Chile. En 1958 entra en operación una pequeña planta geotermoelectrica en Nueva Zelandia, en 1959 otra en México, en 1960 en USA, seguidos por otros países en los años siguientes.

A.2 Estado Actual de la Utilización Geotérmica

Después de la Segunda Guerra Mundial muchos países fueron atraídos por la energía geotérmica, considerándola económicamente competitiva respecto de otras fuentes energéticas. Esta no requiere ser importada y, en algunos casos, es la única fuente de energía que se puede obtener localmente. Los países que utilizan la energía geotérmica para generar electricidad aparecen en la Tabla 1, la cual incluye la capacidad eléctrica instalada en 1995 (6,833 MW), en el año 2,000 (7,972 MW), y el incremento entre 1995 y el año 2000 (Huttrer , 2001).

La misma Tabla también reporta la capacidad total instalada a comienzos de 2003 (8,402 MW). La capacidad instalada en países en vía de desarrollo en 1995 y 2000 representa un 38 y un 47% del total mundial respectivamente.

La utilización de la energía geotérmica en países en vía de desarrollo muestra una interesante tendencia a través de los años. En los 5 años comprendidos entre 1975 y 1979 la capacidad geotermoelectrica instalada en tales países aumentó de 75 a 462 MW; a fines del siguiente período de 5 años (1984) se habían alcanzado los 1,495 MW, mostrando una tasa de incremento durante estos 2 períodos de 500% y 223% respectivamente (Dickson y Fanelli, 1988). En los siguientes diez y seis años, de 1984 al 2000, hubo un incremento de casi 150%. La geotermoelectricidad juega un rol bastante significativo en el balance energético de algunas áreas; por ejemplo, en 2001 la energía eléctrica producida mediante recursos geotérmicos representó el 27% de la electricidad total generada en Filipinas, el 12.4% en Kenya, el 11.4% en Costa Rica y el 4.3% en el Salvador.

En cuanto a los usos no eléctricos de la energía geotérmica, la Tabla 2 muestra la capacidad instalada (15,145 MW) y la energía utilizada (199,699 TJ/año) en el mundo durante el año 2000. Ese mismo año, 58 países informaron acerca de usos directos, en comparación con los 24 países que informaron en 1985, y los 28 países en 1995. El número de países que utiliza en forma directa la energía geotérmica se incrementa desde entonces, como también la capacidad total instalada y la energía utilizada.

El uso no eléctrico más común en el mundo (en términos de capacidad instalada) corresponden a bombas de calor (34.80%), seguido de baños (26.20%), calefacción (21.62%), invernaderos (8.22%), acuicultura (3.93%) y procesos industriales (3.13%) (Lund y Freeston, 2001).

Tabla 3. Capacidades de generación geotermal instaladas en el mundo desde 1995 a 2000 (Huttrer, 2001), y al comienzo del 2003.

País	1995	2000	1995-2000	% increment o	2003
	(MW)	(MW)	(incremento en MW)	(1995- 2000)	(MWe)
Argentina	0.67	-	-	-	-
Australia	0.15	0.15	-	-	0.15
Austria	-	-	-	-	1.25
China	28.78	29.17	0.39	1.35	28.78
Costa Rica	55	142.5	87.5	159	162.5
El Salvador	105	161	56	53.3	161
Etiopia	-	7	7	-	7
Francia	4.2	4.2	-	-	15
Alemania	-	-	-	-	0.23
Guatemala	-	33.4	33.4	-	33.4
Islandia	50	170	120	240	200
Indonesia	309.75	589.5	279.75	90.3	807
Italia	631.7	785	153.3	24.3	790.5
Japón	413.7	546.9	133.2	32.2	560.9
Kenia	45	45	-	-	121
México	753	755	2	0.3	953
Nueva Zelanda	286	437	151	52.8	437
Nicaragua	70	70	-	-	77.5
Nueva Guinea	-	-	-	-	6
Filipinas	1227	1909	682	55.8	1931
Portugal	5	16	11	220	16
Rusia	11	23	12	109	73
Tailandia	0.3	0.3	-	-	0.3
Turquia	20.4	20.4	-	-	20.4
USA	2816.7	2228	-	-	2020
Total	6833.35	7972.5	1728.54	16.7	8402.21

Tabla 4. Usos no eléctricos de la energía geotérmica en el mundo (2000).

Energía térmica instalada (en MWt) y uso de la energía (en TJ/año). Tomado de Lund y Freeston, (2001).

País	Energía térmica instalada (MW)	Energía (TJ/ año)
Argeria	100	1586
Argentina	25.7	449
Armenia	1	15
Australia	34.4	351
Austria	255.3	1609
Belgica	3.9	107
Bulgaria	107.2	1637
Canada	377.6	1023
Islas Caribe	0.1	1
Chile	0.4	7
China	2282	37 908
Colombia	13.3	266
Croacia	113.9	555
Republica Checa	12.5	128
Dinamarca	7.4	75
Egipto	1	15
Finlandia	80.5	484
Francia	326	4895
Georgia	250	6307
Alemania	397	1568
Grecia	57.1	385

Tabla 4 Continuación.

País	Energía térmica instalada (MW)	Energía (TJ/ año)
Guatemala	4.2	117
Honduras	0.7	17
Hungria	472.7	4086
Groenlandia	1469	20170
India	80	2517
Indonesia	2.3	43
Israel	63.3	1713
Italia	325.8	3774
Japon	1167	26933
Jordania	153.3	1540
Kenia	1.3	10
Korea	35.8	753
Lituania	21	599
Macedonia	81.2	510
México	164.2	3919
Nepal	1.1	22
Holanda	10.8	57
Nueva Zelanda	307.9	7081
Noruega	6	32
Perú	2.4	49
Filipinas	1	25
Polonia	68.5	275
Portugal	5.5	35
Romania	152.4	2871
Rusia	308.2	6144

Tabla 4 Continuación.

País	Energía térmica instalada (MW)	Energía (TJ/ año)
Serbia	80	2375
Slovakia	132.3	2118
Slovenia	42	705
Suiza	377	4128
Suecia	547.3	2386
Tailandia	0.7	15
Tunisia	23.1	201
Turquia	820	15756
Reino Unido	2.9	21
USA	3766	20302
Venezuela	0.7	14
Yemen	1	15
Total	15,145	190,699

A.3 NATURALEZA DE LOS RECURSOS GEOTÉRMICOS

La máquina térmica de la Tierra.

El gradiente geotérmico es el aumento de la temperatura con la profundidad en la corteza terrestre. A profundidades accesibles mediante perforaciones con tecnología moderna, esto es, sobre 10,000 metros, el gradiente geotérmico promedio es alrededor de 25 a 30 °C/1km. Por ejemplo, a temperatura ambiente media anual de 15°C podemos razonablemente asumir una temperatura de 65 a 75°C a 2,000 metros de profundidad, 90° a 105°C a 3,000 metros de profundidad y así para otros miles de metros. Sin embargo, hay regiones de la tierra en las cuales el gradiente geotérmico es muy diferente al valor promedio. En áreas donde las rocas han sufrido un rápido hundimiento y la cuenca resultante es rellenada con sedimentos geológicamente “muy jóvenes”, el gradiente geotérmico puede ser menor que 1°C/km. Por otra parte, en algunas “áreas geotermales” el gradiente es más de diez veces el valor promedio.

La diferencia de temperatura entre zonas calientes profundas y zonas superficiales más frías genera un flujo conductivo de calor hacia la superficie, tendiendo a crear condiciones uniformes de temperatura, a pesar que a menudo debido a fenómenos naturales esta situación nunca se alcanza. El flujo calórico terrestre promedio en los continentes y en los océanos es de 65 y 101mWm⁻² respectivamente; que considerados en base a sus áreas entregan un promedio mundial de 87 mWm⁻² (Pollack et al., 1993). Estos valores se basan en 24,774 mediciones en 20,201 sitios que cubren cerca del 62% de la superficie de la Tierra.

Estimaciones empíricas basadas en unidades de mapas geológicos permiten hacer estimaciones de flujo calórico en áreas sin mediciones. La publicación más reciente acerca de análisis de flujo calórico es de Pollack et al. (1993). La Universidad de North Dakota actualmente proporciona acceso vía internet a una actualizada base de datos de flujo calórico, tanto de áreas oceánicas como de áreas continentales.

El aumento de temperatura con la profundidad, como también los volcanes, los geysers, las fuentes termales etc., constituyen la expresión visible del calor en el interior de la Tierra, también este calor origina otros fenómenos que son menos visibles por el hombre; estos fenómenos son de tal magnitud que la tierra ha sido comparada con una inmensa “máquina térmica”. Describiremos en términos simples estos fenómenos, referidos colectivamente como la teoría “Tectónica de Placas” y su relación con los recursos geotérmicos.

Nuestro planeta consiste en una corteza, la cual alcanza un espesor de alrededor de 20 a 65 km. en los continentes y alrededor de 5 a 6 km en los océanos, un manto de unos 2.9 km de espesor y un núcleo de aproximadamente

de 3.470 km de radio (Figura 1). Las características físicas y químicas de la corteza, manto y núcleo varían desde la superficie de la Tierra hasta su centro. La envoltura más externa de la Tierra, conocida como la litosfera corresponde a la corteza y al nivel superior del manto, su espesor varía de un poco menos de 80 km en las zonas oceánicas hasta sobre 200 km en áreas continentales, la litosfera se comporta como un cuerpo rígido. Bajo la litosfera está la zona conocida como astenósfera, de 200 a 300 km de espesor, la cual tiene un comportamiento menos rígido o más plástico que la litosfera, en otras palabras, a escala geológica en la cual el tiempo se mide en millones de años, esta porción de la tierra se comporta prácticamente, en ciertos procesos, como un fluido.

Debido a la diferencia de temperatura entre los distintos niveles de la astenósfera, se han originado movimientos convectivos y posiblemente celdas de convección, hace algunas decenas de millones de años. Su extremadamente lento movimiento convectivo (unos pocos centímetros por año), se mantiene mediante el calor producido por el decaimiento de elementos radioactivos y por el calor proveniente de las partes más profundas de la tierra. Grandes volúmenes de rocas calientes profundas, menos densas y más livianas que el material circundante, ascienden con estos movimientos hacia la superficie, mientras que rocas superficiales más pesadas, densas y frías tienden a hundirse, se recalientan y ascienden a la superficie una y otra vez, en forma muy similar a lo que sucede al agua hirviendo en una caldera.

En aquellas zonas donde la litosfera es más delgada y especialmente en las áreas oceánicas, la litosfera es empujada hacia arriba y quebrada por el material parcialmente fundido muy caliente, que asciende desde la astenósfera, en concordancia con la rama ascendente de las celdas convectivas. Este es el mecanismo que originó y aún origina las dorsales oceánicas, que se extienden por más de 60 kilómetros debajo de los océanos, emergiendo en algunos lugares (Azores, Islandia) e incluso desplegándose entre continentes, como en el Mar Rojo. Una relativamente pequeña fracción de rocas fundidas que asciende desde la astenósfera emerge en la cumbre de estas dorsales, y en contacto con el agua de mar se solidifica para formar nueva corteza oceánica. La mayor parte del material que asciende desde la astenósfera se divide en dos ramas que fluyen en dirección opuesta debajo de la litosfera.

La continua generación de nueva corteza y el empuje en direcciones opuestas de estas dos ramas provoca que cada lado de la dorsal se separe a una velocidad de pocos centímetros por año. Consecuentemente la litosfera oceánica tiende a incrementarse. Las dorsales están cortadas perpendicularmente por enormes fracturas que en algunos casos alcanzan unos pocos miles de kilómetros de longitud, denominadas fallas transcurrentes.

Estos fenómenos conducen a una simple conclusión: ya que no hay un incremento de la superficie de la tierra a través del tiempo, la formación de nueva litósfera a lo largo de las dorsales y la expansión de la corteza oceánica, debe estar acompañada por una comparable merma de la litosfera en otras partes del globo. Esto realmente sucede en las zonas de subducción, la mayoría de las cuales están representadas por inmensas fosas oceánicas, como aquellas que se extienden a lo largo del margen occidental del Océano Pacífico y de la costa occidental de Sudamérica.

En las zonas de subducción la litosfera se pliega y sumerge bajo la litosfera adyacente hasta zonas profundas muy calientes, donde es “digerida” por el manto y el ciclo se reinicia nuevamente. Parte del material litosférico vuelve al estado fundido y puede ascender hacia la superficie a través de fracturas en la corteza.

Consecuentemente, se forman arcos magmáticos con numerosos volcanes paralelos a las fosas, en el lado opuesto al de las dorsales. En las fosas localizadas en el océano, como en el Pacífico Occidental estos arcos magmáticos corresponden a cadenas de islas volcánicas; en las fosas ubicadas a lo largo de márgenes continentales los arcos magmáticos consisten en cadenas de montañas con numerosos volcanes, como en los Andes. La figura 3 ilustra este fenómeno.

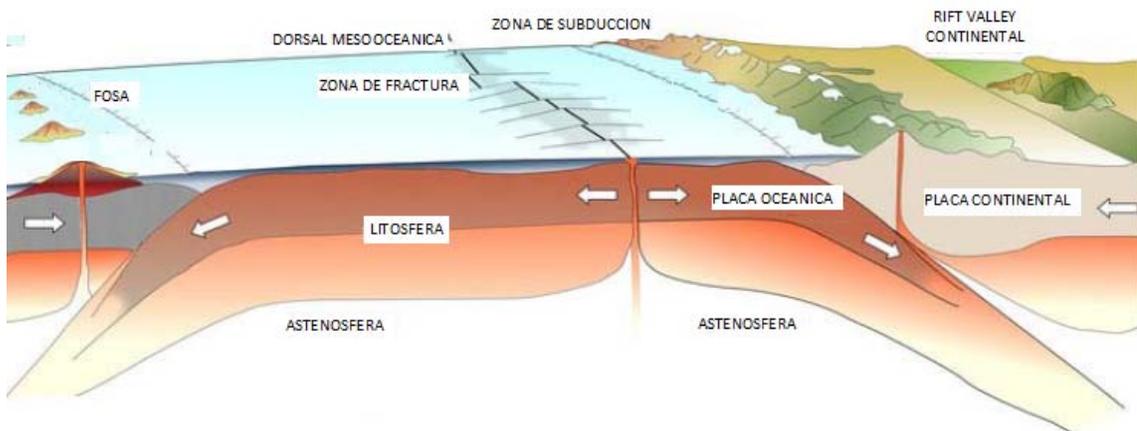


Figura 46 Perfil esquemático mostrando los procesos de tectónica de placas.

Las dorsales oceánicas, fallas transcurrentes y zonas de subducción constituyen una vasta red que divide nuestro planeta en seis placas o áreas litosféricas de grandes dimensiones además de varias otras placas más pequeñas (Figura 4). Debido a las enormes tensiones generadas por la máquina termal de la Tierra y la asimetría de las zonas que generan y consumen material litosférico, estas

placas derivan lentamente unas respecto de otras, cambiando continuamente de posición. Los márgenes de las placas corresponden a zonas de la corteza débiles y densamente fracturadas, caracterizadas por una intensa sismicidad, por un gran número de volcanes y por un alto flujo calórico terrestre, debido al ascenso de materiales muy calientes hacia la superficie. Como se muestra en la Figura 4, las áreas geotermales más importantes se ubican alrededor de los márgenes de placas.

Las flechas muestran la dirección del movimiento de las placas hacia las zonas de subducción.

- 1) Campos geotérmicos que producen electricidad.
- 2) Dorsales meso- oceánicas cruzadas por fallas transcurrentes (largas fracturas transversales).
- 3) Zona de subducción, donde la placa subducida se inclina hacia abajo y se funde en la astenósfera.

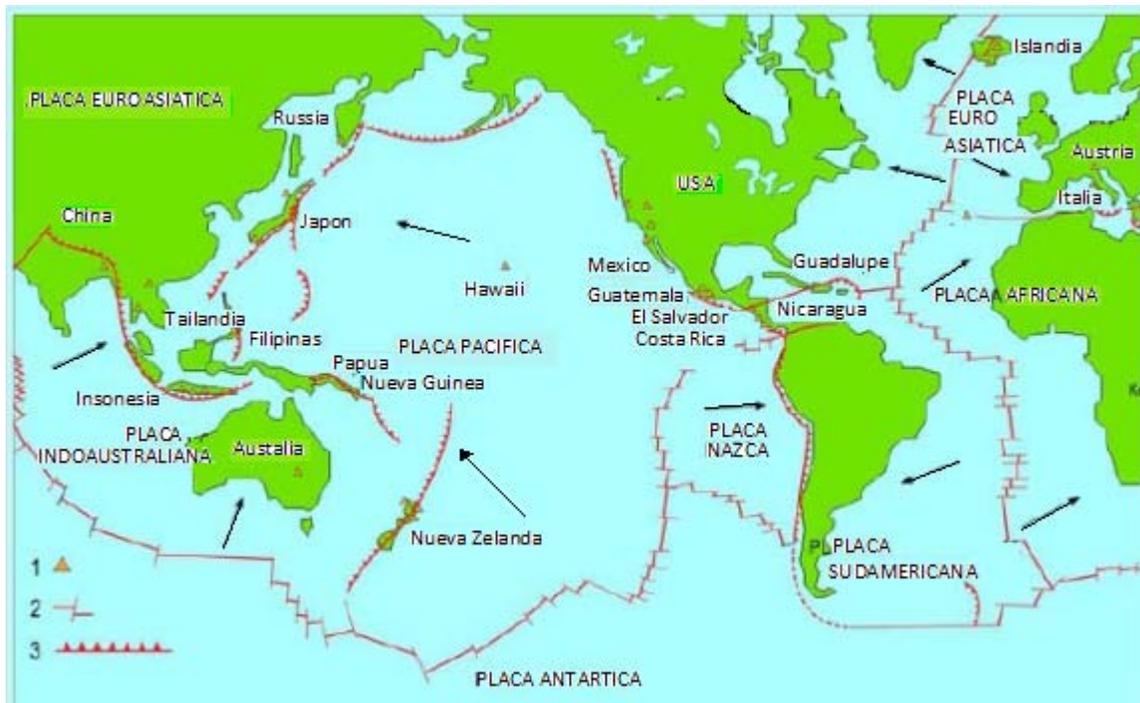


Figura 47 Placas litosféricas, dorsales oceánicas, fosas oceánicas, zonas de subducción y campos geotérmicos.

A.4 Sistemas Geotérmicos

Los sistemas geotérmicos pueden por lo tanto encontrarse en regiones, con un gradiente geotérmico normal o levemente superior, especialmente en regiones alrededor de los márgenes de placas, donde el gradiente geotérmico puede ser significativamente más alto que el valor promedio. En el primer caso, los sistemas se caracterizarán por bajas temperaturas, normalmente inferiores a 100°C, a profundidades económicamente alcanzables (2-3 km); en el segundo caso las temperaturas podrían cubrir un amplio rango, desde bajas hasta muy altas e incluso sobre 400°C.

¿Qué es un sistema geotérmico? y que ocurre en tal sistema? Puede ser descrito esquemáticamente como agua convectiva en la corteza superior de la Tierra la cual, en un espacio confinado, transfiere calor desde una fuente de calor hasta una abertura de calor, usualmente la superficie libre (Hochstein, 1990). Un sistema geotérmico está constituido por 3 elementos principales: una fuente de calor, un reservorio y un fluido, el cual es el medio que transfiere el calor. La fuente de calor puede ser tanto una intrusión magmática a muy alta temperatura (> 600°C), emplazada a profundidades relativamente someras (5-10 km) o bien, como en sistemas de baja temperatura donde el gradiente geotérmico normal el calor. El reservorio es un volumen de rocas calientes permeables del cual los fluidos circulantes extraen el calor. Generalmente el reservorio está cubierto por rocas impermeables y está conectado a un área de recarga superficial a través de la cual el agua meteórica puede reemplazar los fluidos que se escapan del reservorio a través de las fuentes termales o que son extraídos mediante pozos. El fluido geotermal es agua en la mayoría de los casos de origen meteórico, ya sea en la fase líquida o en la fase vapor, dependiendo de su temperatura y presión. Esta agua a menudo contiene sustancias químicas disueltas y gases tales como CO₂, H₂S, etc. La Figura 5 es una representación muy simplificada de un sistema geotérmico ideal.

El mecanismo que sustenta los sistemas geotérmicos está controlado fundamentalmente por convección de fluidos. La figura 6 describe esquemáticamente el mecanismo en el caso de un sistema hidrotermal de temperatura intermedia. La convección tiene lugar debido al calentamiento y a la consecuente expansión termal de los fluidos; el calor, que es suministrado en la base del sistema de circulación, es la energía que acciona el sistema. El fluido calentado de menor densidad tiende a ascender y a ser reemplazado por fluido frío de mayor densidad, proveniente de los márgenes del sistema.

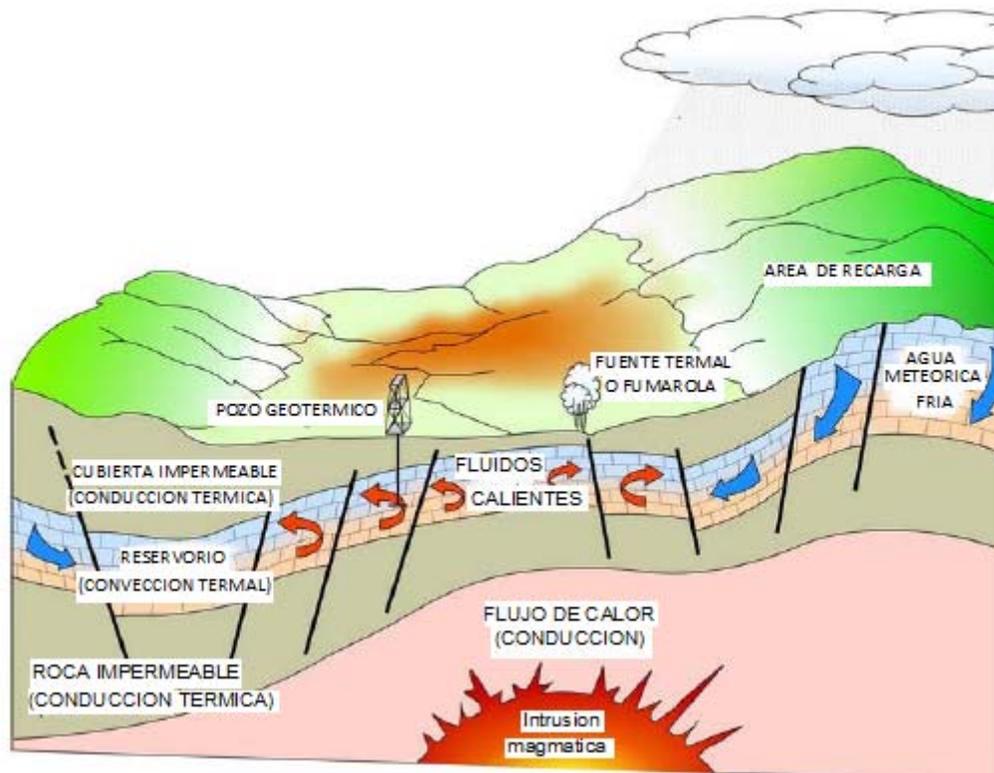


Figura 48 Representación esquemática de un sistema geotérmico ideal.

La convección, por su naturaleza, tiende a incrementar las temperaturas de la parte superior del sistema, mientras que las temperaturas en la parte inferior disminuye (White, 1973).

El fenómeno descrito puede parecer bastante simple pero la reconstrucción de un buen modelo de un sistema geotérmico real no es fácil de realizar. Ello requiere destreza en muchas disciplinas y una vasta experiencia, especialmente cuando se trata de sistemas de alta temperatura. Los sistemas geotérmicos también se encuentran en la naturaleza en una variedad de combinaciones de características geológicas, físicas y químicas, dando así origen a diferentes tipos de sistemas.

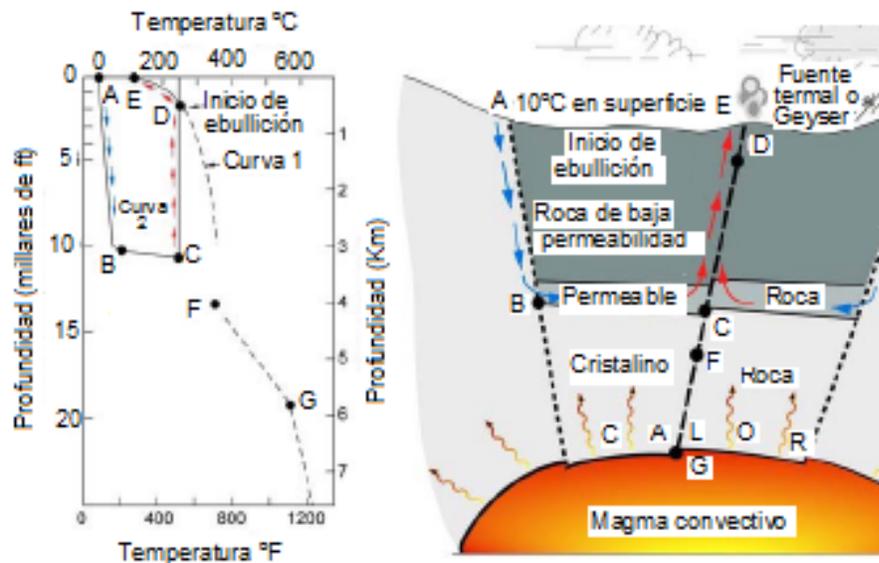


Figura 49. Modelo de un sistema geotérmico.

La curva 1 es la curva de referencia para el punto de ebullición del agua pura. La curva 2 muestra el perfil de temperatura a lo largo de una típica ruta de circulación desde la recarga en el punto A hasta la descarga en el punto E. (Según White, 1973).

De todos los elementos que constituyen un sistema geotérmico la fuente de calor es el único que debe ser natural. Si las condiciones son favorables, los otros dos elementos pueden ser “artificiales” por ejemplo los fluidos geotermales extraídos de un reservorio para accionar una turbina en una planta geotermoelectrica podrían, después de su utilización, ser reinyectados al reservorio mediante pozos de inyección. De este modo, la recarga natural del reservorio está integrada además por una recarga artificial.

Por muchos años la reinyección ha sido empleada en varias partes del mundo como una forma de reducir drásticamente el impacto ambiental de la operación de plantas geotérmicas. La recarga artificial mediante pozos de reinyección puede también ayudar a mantener campos geotérmicos “viejos o agotados”. Por ejemplo, en el campo de The Geysers en California, USA, uno de los campos geotérmicos más grandes del mundo, la producción empezó a declinar dramáticamente a fines de los años 1980 debido a una falta de fluidos. El primer proyecto de este tipo the Southeast Geysers Effluent Recycling Project, iniciado en 1997 para transportar por 48 km aguas servidas tratadas hasta el campo geotérmico. Este proyecto permitió la reactivación de numerosas plantas

eléctricas que habían sido abandonadas por falta de fluidos. En el segundo sistema, el Santa Rosa Geysers Recharge Project, 41.5 millones de litros diarios de aguas servidas tratadas por tercera vez serán bombeadas desde la planta de tratamiento de aguas cloacales regionales de Santa Rosa y de otras ciudades, a través de una tubería de 66 km hasta el campo de The Geysers, donde esta agua recargará el reservorio a través de pozos perforados para tal efecto.

En los proyectos de Rocas Secas Calientes (RSC) de los cuales se experimentó por primera vez, en 1970, en Los Alamos, Nuevo México, USA. El fluido y el reservorio se lograron artificialmente. En este caso, se bombea agua a alta presión a través de pozos hasta un cuerpo de rocas calientes y compactas, causando así su fracturamiento hidráulico.

El agua circula en estas fracturas artificiales, extrayendo el calor de la roca circundante que actúa como un reservorio natural. Este reservorio es posteriormente alcanzado por un segundo pozo que se emplea para extraer el agua calentada. Por lo tanto, el sistema consiste en:

- (i) El pozo empleado para fracturamiento hidráulico a través del cual se inyecta el agua fría.
- (ii) El reservorio artificial.
- (iii) El pozo utilizado para extraer el agua caliente.

Todo el sistema, conjuntamente con la planta de utilización en la superficie del terreno, puede conformar un circuito cerrado (Garnish, 1987) (ver Figura 7).

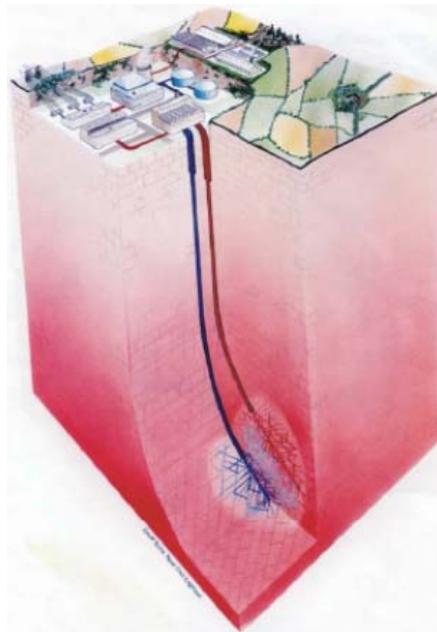


Figura 50. Esquema de un sistema de roca seca caliente a escala comercial.

El proyecto Los Álamos fue el precursor de proyectos similares en Australia, Francia, Alemania, Japón y el Reino Unido. Después de un período de relativo abandono, estos proyectos han sido reimpulsados a partir del descubrimiento que en profundidad las rocas tienen cierto grado de fracturamiento natural, y además, que las metodologías y tecnologías empleadas dependerían de las condiciones geológicas locales. Las investigaciones más avanzadas en RSC han sido llevadas a cabo en Japón y mediante el proyecto Europeo en Alsacia (Francia). Varios proyectos emprendidos en Japón en la década de 1980 (en Hijiori, Ogachi and Yunomori), fuertemente financiados por el Gobierno y la industria Japonesa, han dado interesantes resultados tanto del punto de vista científico como el industrial. El proyecto Europeo de RSC por otra parte, ha sido programado en varias fases, incluyendo la perforación de 2 pozos, uno de los cuales ha alcanzado 5,060 metros de profundidad. Resultados muy promisorios se han obtenido de sus estudios geofísicos y pruebas hidráulicas; el proyecto Europeo, por ahora, parece ser el más exitoso (Tenzer 2001).

A.5 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS GEOTÉRMICOS.

Desafortunadamente no hay en uso una terminología internacional standard de la comunidad geotermal, como para facilitar una mutua comprensión. Las siguientes son algunas de las definiciones y clasificaciones más comunes en esta disciplina.

Según Muffler y Cataldi (1978), cuando hablamos genéricamente acerca de recursos geotérmicos nos referimos usualmente a lo que en forma más precisa se denomina recurso accesible base; esto es, toda la energía térmica almacenada hasta una determinada profundidad en la corteza, en una determinada área y calculada a partir de la temperatura media anual de la localidad. El recurso accesible base considera al recurso que puede ser económica y legalmente extraído en un determinado tiempo futuro (menos de 100 años). Esta categoría incluye el recurso económico identificado (= Reserva) – aquella parte de los recursos de un área determinada que pueden ser legalmente extraídos, a un costo competitivo con respecto a otras fuentes comerciales de energía y que son conocidos y caracterizados mediante sondajes o por evidencias geológicas, geoquímicas y geofísicas. La Figura 8 ilustra gráficamente estos y otros términos que pueden ser utilizados por especialistas geotérmicos.

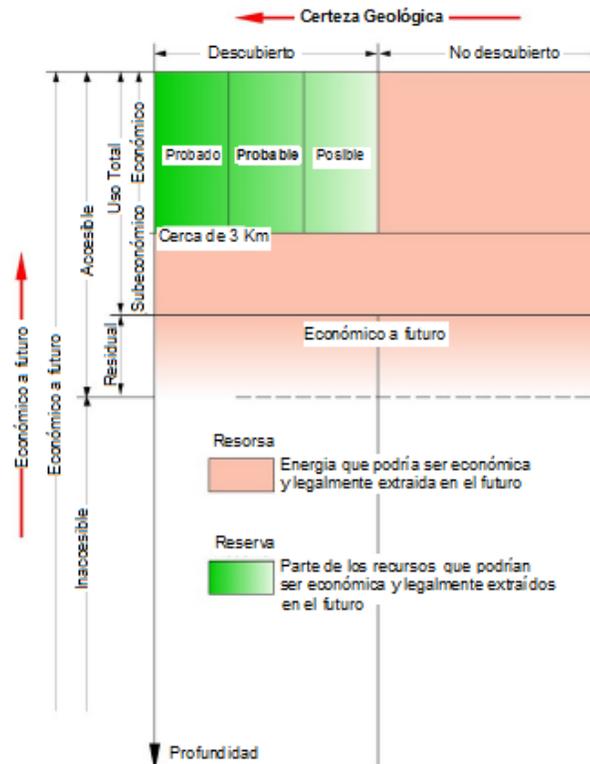


Figura 51. Diagrama de las diferentes categorías de recursos geotérmicos (según Muffler y Cataldi 1978).

El eje vertical es el grado de factibilidad económica; el eje horizontal es el grado de certeza geológica.

El criterio más común para clasificar los recursos geotérmicos es, sin embargo, el basado en la entalpía de los fluidos geotermales que actúan como medio de transporte desde las rocas calientes en profundidad hasta la superficie. La entalpía, puede considerarse más o menos proporcional a la temperatura, este término se utiliza para expresar el contenido de calor (energía térmica) de los fluidos y da una idea de su “valor”. Los recursos geotérmicos se dividen en baja, media y alta entalpía (o temperatura), de acuerdo con criterios basados generalmente en la energía contenida en los fluidos y en sus posibles formas de utilización. La tabla 3 incluye clasificaciones propuestas por numerosos autores.

Un método standard de clasificación y su terminología, podría evitar confusiones y ambigüedades, pero mientras ese método no exista debemos indicar los valores y rangos de temperatura en cada caso; ya que, los términos tales como bajo, intermedio y alto tienen poco sentido y son frecuentemente engañosos.

Tabla 5. Clasificación de recursos geotérmicos (°C)

Clasificación según su entalpía	(a)	(b)	(C)	(d)	(e)
Recursos de baja entalpía	< 90	<125	<100	≤150	≤190
Recursos de entalpía intermedia	90-150	125-225	100-200	--	--
Recursos de alta entalpía	>150	>225	>200	>150	>190

Ref:

- (a) Muffler and Cataldi (1978).
- (b) Hochstein (1990).
- (c) Benderitter and Cormy (1990).
- (d) Nicholson (1993).
- (e) Axelsson and Gunnlaugsson (2000).

Frecuentemente se distingue entre sistemas geotérmicos de agua o líquido dominante y sistemas geotérmicos de vapor dominante (o vapor seco) (White, 1973). En los sistemas de agua dominante el agua líquida es la fase de fluidos controlado por la presión. Puede contener algo de vapor en forma de burbujas. Estos sistemas geotérmicos cuya temperatura puede variar de < 125 a > 225 °C, son los de mayor distribución en el mundo.

Dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, estos sistemas pueden producir agua caliente, mezclas de agua y vapor, vapor húmedo y en algunos casos, vapor seco. En los sistemas de vapor dominante normalmente

coexisten agua líquida y vapor en el reservorio, con la fase vapor controlada por la presión. Los sistemas geotérmicos mejor conocidos de este tipo son Larderello en Italia y The Geysers en California; estos sistemas, bastante escasos son de alta temperatura y normalmente, producen vapor seco a sobrecalentado. Los términos vapor húmedo, seco y sobrecalentado, frecuentemente utilizados, requieren algunas explicaciones para aquellos lectores sin una preparación ingenieril. Para hacer esto lo más simple posible, se puede tomar el ejemplo de un tiesto lleno de agua líquida en el cual la presión puede mantenerse constante a 1 atm (101.3 kPa).

Si se calienta el agua, empezará a hervir cuando alcance los 100°C de temperatura (temperatura de ebullición a 1 atm de presión) y a pasar de la fase líquida a la fase vapor.

Después de un cierto tiempo el tiesto contendrá líquido y vapor. El vapor coexistiendo con el líquido, en equilibrio termodinámico, es vapor húmedo. Si se continúa calentando el tiesto, manteniendo la presión a 1 atm, el líquido se evaporará completamente y el tiesto contendrá solo vapor. Esto es lo que se denomina vapor seco. El vapor húmedo y el vapor seco se denominan “vapor saturado”.

Finalmente, incrementando la temperatura a 120°C y manteniendo la presión a 1 atm, se obtiene vapor sobrecalentado con un sobrecalentamiento de 20°C; esto es 20°C por encima de la temperatura de evaporización a esa presión. A otras temperaturas y presiones, estos fenómenos también tienen lugar en el subsuelo, a lo que un autor hace muchos años denomino “tetera de la naturaleza”.

Otra división de los sistemas geotérmicos se basa en el estado de equilibrio del reservorio (Nicholson, 1993), que considera la circulación de los fluidos del reservorio y el mecanismo de transferencia de calor. En los sistemas dinámicos el reservorio se recarga continuamente con agua que es calentada y entonces descargada desde el reservorio a la superficie o en formaciones permeables en sub-superficie. El calor es transferido en el sistema por convección y circulación de fluido. Esta categoría incluye sistemas de alta temperatura (>de 150°C) y baja temperatura (< 150°C). En los sistemas estáticos (también conocidos como sistemas estancados o almacenados) hay una mínima o nula recarga al reservorio y el calor es solo transferido por conducción.

Esta categoría incluye sistemas de baja temperatura y sistemas geopresurizados. Los sistemas geopresurizados se encuentran habitualmente en grandes cuencas sedimentarias (por ej.: Golfo de México, USA) a profundidades de 3 a 7 km. Los reservorios geopresurizados consisten en rocas sedimentarias permeables, intercalados en estratos impermeables; el agua presurizada permaneció atrapada desde el momento de la depositación de los sedimentos. La presión del agua caliente es cercana a la presión litoestática,

excediendo por mucho la presión hidrostática. Los reservorios geopresurizados también pueden contener cantidades significativas de metano y podrían producir energía térmica e hidráulica (aguas calientes presurizadas) como también gas metano. Estos recursos han sido intensamente investigados pero aún, no han sido industrialmente explotados.

Campo geotérmico es una definición de carácter geográfico que usualmente corresponde a un área de actividad geotermal en la superficie de la tierra. En aquellos casos donde no hay actividad superficial este término puede utilizarse para indicar el área de la superficie bajo la cual hay un reservorio geotérmico (Axelsson and Gunnlaugsson, 2000).

Ya que la energía geotérmica es habitualmente calificada como renovable y sustentable, es importante definir tales términos. Renovable corresponde a una propiedad de la fuente de energía, mientras que sustentable se refiere a la forma como el recurso es utilizado.

El factor más crítico de la clasificación de energía geotérmica como una fuente de energía renovable es la tasa de recarga de la energía. Durante la explotación de un sistema geotérmico natural, la recarga de energía tiene lugar por el ingreso de agua termal al mismo ritmo como se extrae el recurso. De este modo se justifica la clasificación de la energía geotérmica como un recurso energético renovable. En el caso de las rocas secas calientes y de algunos acuíferos de agua caliente en cuencas sedimentarias, la recarga de energía se produce solamente por conducción térmica; debido a lo lento de la tasa de este último proceso, las rocas secas calientes y algunos reservorios sedimentarios como recursos deberían ser considerados energéticos finitos (Stefansson, 2000).

La sustentabilidad del consumo de un recurso depende de su abundancia inicial, de la tasa de generación y de su tasa de consumo. Obviamente el consumo puede ser sustentable en cualquier período durante el cual un recurso se va creando con mayor rapidez de la que está siendo explotado. El término desarrollo sustentable es empleado por la Comisión Mundial del Desarrollo y Medio Ambiente para indicar que el desarrollo "satisface las necesidades de la actual generación sin comprometer las necesidades de las futuras generaciones". En este contexto, el desarrollo sustentable no implica que un determinado recurso energético requiera ser utilizado de un modo totalmente sustentable sino simplemente, que pueda encontrarse un recurso de reemplazo que permita abastecer a futuras generaciones, a pesar de que ese recurso en particular haya sido agotado. Así, no es necesario que un campo geotérmico sea explotado en forma sustentable. En cambio, estudios de sustentabilidad geotermal deberían estar orientados hacia alcanzar y mantener un cierto nivel total de producción geotermal a nivel nacional o regional, para generación de electricidad y usos directos del calor, por un cierto período, unos 300 años,

mediante el ingreso de nuevos sistemas geotérmicos a medida que otros se van agotando (Wright, 1998).

A.6 TIPO Y USOS DE RECURSOS GEOTERMICOS

Hay cuatro de formas de recursos geotérmicos, los cuales se encuentran disponibles para usar como las fuentes de energía.

Estos son:

- i. Los Fluidos Hidrotérmicos
- ii. Geopressured.
- iii. La Roca Seca Caliente
- iv. Magma.

La única forma de estos cuatro tipos que se tiene desarrollada para la generación comercial es fluidos hidrotérmicos.

A.6.1 Los Fluidos Hidrotérmicos.

El agua caliente, los recursos se obtienen, cuando agua caliente y/o el vapor se forma en la roca fracturada o porosa bajo las profundidades (100m a 4.5km) como resultado del entremetimiento en la costra de magma en el interior de la tierra, o la circulación profunda de agua en una falla o fractura. Con temperaturas desde 180°C a hasta 350°C, son calentados comúnmente por la roca fundida caliente. Estos son los llamados recursos de temperatura; mientras los recursos de alto grado se usan comúnmente para la generación de electricidad, los recursos de grado bajo se usan en aplicaciones de calentadores directos.

Los recursos hidrotérmicos requieren de tres componentes básicos:

- a) Una fuente de calor (magma).
- b) Una capa conductora del agua freática que contiene agua y.
- c) Un casquete impermeable para sellar la capa conductora del agua freática.

La energía geotérmica se explota comúnmente perforando en la capa conductora del agua freática, y extrayendo el vapor o la agua caliente.

A.6.2 Geopressured.

Los recursos geotérmicos consisten de salmuera caliente con metano, encontrado en grandes capas conductoras de aguas freáticas profundas. El agua y el metano se atrapan en formaciones sedimentarias a una profundidad de 3km–6km. La temperatura del agua está entre 90°C y 200°C. Tres formas de energía pueden obtenerse desde geopressured recursos:

- a) La energía térmica.
- b) Energía hidráulica desde la presión alta.
- c) Energía química desde quemar el metano.

A.6.3 La Roca Seca Caliente.

La roca seca caliente (HDR) es una formación geológica caliente formada del mismo modo del recurso hidrotérmico, pero sin ningún contenido de agua. Este recurso es virtualmente ilimitado y es más accesible que los recursos hidrotérmicos.

El concepto para utilizar la energía geotérmica en rocas secas calientes está en crear un depósito geotérmico artificial perforando pozos mellizos profundos en la roca. El agua de la superficie se hace circular a inyección en el depósito creado (el que calienta el agua). Hay mucho potencialidad en esta tecnología, pero aún no se ha demostrado comercialmente.

A.6.4 Magma

El recurso geotérmico más grande, es la roca fundida encontrada a profundidades de 3km-10km y más profundas, y por lo tanto no fácilmente accesibles. Tiene una temperatura que oscila desde 700 – 1,200 ° C. El recurso no ha se explotado bien hasta la fecha.

A.7 IMPACTO AMBIENTAL

Durante la década de los años 1960, cuando el medio ambiente era más sano que en la actualidad y se estaba menos preocupado de alguna amenaza a la tierra, la energía geotérmica era aún considerada una “energía limpia”. Actualmente no hay forma de producir o de transformar la energía a una forma que sea utilizable por el hombre sin ocasionar algún impacto directo o indirecto sobre el ambiente. Incluso la forma más antigua y simple de producir energía térmica esto es, quemando madera tiene un efecto nocivo y la deforestación, unos de los mayores problemas de los años recientes, empezó cuando nuestros ancestros cortaron árboles para coser su alimento y calefaccionar sus casas.

La explotación de la energía geotérmica también tiene un impacto sobre el ambiente, pero sin duda, al compararla con la generación por medio de combustibles fósiles, resulta ventajosa debido a que es una de las formas de energía menos contaminante.

A.7.1 Fuentes de contaminación

En la mayoría de los casos el grado con que la explotación geotérmica afecta el ambiente es proporcional a la magnitud de su explotación (Lunis y Breckenridge, 1991). La Tabla N°4 resume la probabilidad y la gravedad relativa de los efectos de un proyecto geotérmico para usos directos sobre el ambiente. La generación de electricidad en plantas de ciclo binario afectará el ambiente en la misma forma que los usos directos del calor.

Los efectos son potencialmente mayores en el caso de plantas eléctricas convencionales de retropresión o condensación, especialmente respecto de la calidad del aire, pero pueden mantenerse dentro de límites aceptables.

Cualquier modificación al ambiente debe evaluarse cuidadosamente, de acuerdo con las disposiciones legales, (las cuales en algunos países son muy severas), pero también debido al hecho que una aparentemente e insignificante modificación podría gatillar una cadena de eventos cuyo impacto es difícil de evaluar completamente en forma previa. Por ejemplo, un mero incremento de 2-3°C en la temperatura de un cuerpo de agua debido a la descarga del agua de desecho de una planta podría dañar su eco sistema. Las plantas y organismos animales que son más sensibles a las variaciones de temperaturas podrían desaparecer, dejando a las especies vegetales sin su respectiva fuente de alimentación. Un incremento en la temperatura del agua podría impedir el desarrollo de algunas especies de peces. Si estos peces son comestibles y proporcionan el necesario sustento a una comunidad de pescadores, su desaparición podría ser crítica para la comunidad.

Tabla 6. Probabilidad y gravedad del impacto potencial sobre el ambiente de los proyectos de uso directo.

Impacto	Probabilidad de ocurrencia	Gravedad de consecuencias
Contaminación del aire	L	M
Contaminación de agua superficial	M	M
Contaminación del sub-suelo	L	M
Subsidencia de terreno	L	L to M
Altos niveles de ruido	H	L to M
Reventones de pozos	L	L to M
Conflictos con aspectos culturales y arqueológicos	L to M	M to H
Problemas Socio-económicos	L	L
Contaminación química o térmica	L	M to H
Emisión de residuos sólidos	M	M to H

L = Bajo.

M = Moderado.

H= Alto

Ref: Lunis and Breckenridge (1991).

El primer efecto perceptible sobre el ambiente es el de la perforación, ya sean pozos someros para medir el gradiente geotérmico en la fase de estudio, o bien, pozos exploratorios o de producción. La instalación de la maquinaria de sondaje, de todo el equipo y accesorios vinculados a la construcción de caminos de acceso y a la plataforma de perforación.

Esta última requiere un área que va de los 300 a 500 m² para una pequeña sonda montana en camión (profundidad máxima de 300 – 700 m), otro caso es, 1200 – 1500 m² para una sonda pequeña a mediana (profundidad máxima de 2000 m). Estas operaciones modificarán la morfología superficial del área y podrían dañar las plantas y la vida silvestre local.

Los reventones pueden contaminar el agua superficial; cuando se perforan pozos geotérmicos deberían instalarse (blow-outs preventers), presuponiendo altas temperaturas y presiones (Lunis y Breckenridge, 1991). Durante la perforación o las pruebas de flujo pueden descargarse a la atmósfera gases no deseados. Normalmente los impactos sobre el medio ambiente causados por sondajes terminan una vez que estos son completados.

La etapa siguiente, de instalación de tuberías que transportarán los fluidos geotermales y la construcción de la planta de utilización, también afectan a plantas y animales y a la morfología de la superficie. La vista panorámica se modificará a pesar que en algunas áreas tales como Larderello, Italia, las redes de tubería que cruzan el paisaje y las torres de enfriamiento de las plantas eléctricas se han convertido en una parte integral del panorama e incluso constituyen una famosa atracción turística.

También surgen problemas ambientales durante la operación de la planta. Los fluidos geotermales (vapor o agua caliente) normalmente contienen gases tales como dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), amoníaco (NH₃), metano (CH₄) y trazas de otros gases, como también químicos disueltos cuyas concentraciones usualmente aumentan con la temperatura, por ejemplo, cloruro de sodio (NaCl), boro (B), Arsénico (As) y Mercurio (Hg), son una fuente de contaminación si se descargan al ambiente. Algunos fluidos geotermales, tales como aquellos utilizados en calefacción distrital en Islandia, son aguas potables, pero esto es muy raro. Las aguas de desecho de las plantas geotérmicas tienen también una mayor temperatura que la del ambiente y por lo tanto constituyen una potencial contaminación termal.

La contaminación del aire puede tornarse un problema cuando se genera electricidad mediante plantas eléctricas convencionales. El sulfuro de hidrógeno es uno de los principales contaminantes. El umbral de olor para el sulfuro de hidrógeno en el aire es de alrededor de 5 partes por billón en volumen y ciertos efectos fisiológicos leves pueden ocasionarse a concentraciones levemente mayores (Weres, 1984). Sin embargo, se pueden adoptar varios procesos para reducir las emisiones de este gas.

El dióxido de carbono también está presente en los fluidos utilizados en las plantas geotermoeléctricas, a pesar que, de estas plantas se descarga mucho menos CO₂ que, de las plantas alimentadas por combustibles fósiles: 13-380 g. por cada kWh de electricidad producida en plantas geotérmicas comparado con los 1042 g/kWh de las plantas a gas natural (Fridleifsson, 2001), las plantas de ciclo binario para generación eléctrica y las plantas de calefacción distrital también pueden ocasionar mínimos problemas, que pueden tornarse simples mediante la adopción de sistemas de circuito cerrado que evitan las emisiones gaseosas.

La descarga de aguas de desecho también es una potencial fuente de contaminación química. El empleo de fluidos geotermales con altas concentraciones de constituyentes químicos tales como Boro, Flúor o Arsénico requiere que estos fluidos sean tratados y/o reinyectados en el reservorio. Los fluidos geotermales de baja a moderada temperatura utilizados en la mayoría de las aplicaciones de uso directo generalmente tienen bajos niveles de químicos disueltos y la descarga de los fluidos empleados es rara vez un problema mayor.

Algunos de estos fluidos a menudo pueden descargarse a las aguas superficiales después de ser enfriados (Lunis y Breckenridge, 1991). Las aguas deben ser enfriadas en piletas o estanque especiales de almacenamiento para evitar modificaciones de los ecosistemas de cuerpos naturales de aguas (ríos, lagos e incluso el mar).

La extracción de grandes cantidades de fluidos de un reservorio geotermal puede ocasionar fenómenos de subsidencia, esto es, un gradual hundimiento del terreno. Este fenómeno es irreversible, pero no catastrófico ya que es un proceso lento que se distribuye sobre grandes áreas. En varios años de descenso de la superficie de la tierra podrían alcanzarse ciertos niveles, en algunos casos de unas pocas decenas de centímetros e incluso metros, y por lo tanto debería ser monitoreado en forma sistemática, ya que podría afectar la estabilidad de las construcciones geotermales y algunos hogares del vecindario.

En muchos casos la subsidencia puede ser evitada o reducida mediante la reinyección de las aguas geotermales previamente utilizadas.

La eliminación y/o reinyección de los fluidos geotermales puede gatillar o aumentar la frecuencia sísmica en ciertas áreas. Sin embargo estos son micro sismos que solo pueden detectarse mediante instrumentos, la explotación de recursos geotermales difícilmente podría gatillar sismos mayores, y nunca se ha sabido que los haya provocado.

El ruido asociado al funcionamiento de plantas geotermales podría ser un problema cuando se trata de plantas geotermoeléctricas. Durante la fase de producción ocurre el mayor grado de ruido del vapor transportado a través de las tuberías y la ocasional descarga de vapor. Normalmente estos son aceptables. En las plantas eléctricas la principal contaminación acústica proviene de los ventiladores de las torres de enfriamiento, de los inyectores de vapor y el zumbido de las turbinas (Brown, 2000). En las aplicaciones directas del calor el ruido generado es normalmente despreciable.

A.8 PRODUCCION DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE LA GEOTERMIA

Esto se logra al sacar vapor o agua caliente desde depósitos geotérmicos, y esta fuerza hace girar el generador de turbina, y producir electricidad.

El agua geotérmica usada se devuelve al depósito, mediante inyección, para ser recalentada y para mantener la presión necesaria del depósito. Hay tres tipos básicos de plantas geotérmicas. El tipo de planta depende de las presiones y temperaturas del depósito.

- a) El Vapor Seco.
- b) Flash steam.
- c) Ciclo Binario.

A.8.1 Vapor Seco.

La Planta usa un depósito de vapor con muy poca agua. El vapor se envía a través de tubos directamente a las turbinas, que manejan un generador eléctrico. Un ejemplo de este tipo de la planta es los Géiseres del Campo en Norteño California.

En este sistema el vapor geotérmico no es mezclado con el agua. Los pozos de producción se perforan abajo de la capa conductora del agua freática, el vapor presurizado (180 ° – 350 ° C) es traído a la superficie a alta velocidad, y pasado mediante una turbina de vapor para generar electricidad. Usualmente, el vapor se pasa mediante un condensador para convertirla en agua. Esto mejora la eficiencia de la turbina y evita los problemas ambientales asociada con el alivio directo de vapor en la atmósfera. El agua no utilizada sé reinyecta en el campo por medio de pozos de reinyección.

El calor que se pierde se ventila mediante torres de enfriamiento, las eficiencias de conversión de energía son más bajas, alrededor 30%. La eficiencia y la economía de las plantas secas de vapor son afectadas por la presencia de gases no condensables tal como hidrógeno, dióxido de carbón y ácido sulfúrico. La presión de estos gases reduce la eficiencia de las turbinas, y además, la remoción de los gases sobre terrenos ambientales agrega costos de operación.

A.8.2 Flash steam.

Usa un depósito geotérmico constituido de agua a una temperatura entre 300 a 700°F. En este tipo de sistema, el fluido se rocía en un tanque a presión baja, ocasionando que el fluido rápidamente se evapore. El vapor se usa entonces para mover la turbina. Hay comúnmente algún líquido que permanece en el tanque después de que el fluido se rocía para evaporarse. Si el líquido es lo

suficientemente caliente, puede rociarse nuevamente en un segundo tanque para extraer aun más energía.

Este sistema se usa donde el recurso hidrotérmico está en una forma líquida. El fluido se rocía en un tanque de destello, que tiene una presión inferior que la del fluido, ocasionando rápidamente la evaporación.

La mayoría del fluido geotérmico no destella, y este fluido se reinyecta en el depósito, alternativamente, si el fluido que permanece en el tanque tiene una temperatura suficientemente alta, puede pasarse en un segundo tanque, donde una reducción de presión induce un destellado adicional para evaporar. Este vapor, junto con la descarga desde la turbina principal, se usa para manejar una segunda turbina o la segunda etapa de la turbina principal para generar electricidad adicional. Típicamente, un 20 - 25% se logra aumentar en el rendimiento, con un 5% de aumento en los costos de la planta.

Típicamente, varían en el tamaño desde 5 MW a un poco más de 100 MW. Depende de las características del vapor, el contenido de gas, y presión; entre 6000kg/s y 9000kg/s de vapor cada hora se requiere que produzca cada MW de poder eléctrico. Una pequeña planta (menos de 10 MW) requiere que el vapor se ubique adyacente al depósito a fin de reducir los costos de tubería.

Es frecuente encontrar que tales unidades no tienen un condensador, y se llaman backpressure unidades. Estos son muy baratos y simples para instalar, pero son ineficientes (típicamente se requiere entonces 10-20 toneladas por hora de vapor por cada MW de electricidad) y tienen impactos ambientales más altos.

A.8.3 Ciclo Binario.

Se utiliza un depósito de agua con temperaturas entre 250 y 360°F. En este tipo de sistema, el agua geotérmica se pasa mediante un intercambiador de calor, donde su calor se transfiere en un segundo líquido, que tiene un punto de ebullición inferior al del agua (isobutano o pentano).

Cuando este líquido binario se calienta, destella al vapor, que hace mover la turbina. El vapor es entonces condensado a líquido y se reutiliza repetidamente. En este sistema no hay emisiones al aire, y es comúnmente el tipo más eficaz en función de los costos de sistema. Un ejemplo de una Planta de Ciclo Binaria es Gigante Pacífico - LP MP2.

Se usan donde el recurso geotérmico es insuficiente, o no es muy caliente y es eficiente producir vapor, o donde el recurso contiene demasiadas impurezas químicas para permitir destellado. Además, el fluido que permanece en el tanque de destello se evapora fácilmente.

Aunque las plantas binarias generalmente resulta más cara su construcción que la de vapor, estas tienen varias ventajas:

- 1) El fluido de trabajo (comúnmente isobutano o isopentano) hierve y los destellos del vapor se obtiene a una temperatura inferior que la del agua.
- 2) El sistema binario usa el agua del depósito más eficientemente. Dado que el agua caliente viaja mediante un sistema enteramente cercano resulta en menos pérdida de calor y casi ninguna pérdida de agua.
- 3) las plantas Binarias de generación eléctrica virtualmente no tienen emisiones. El ciclo binario es entre 7 y 12 % eficiente, dependiendo de la temperatura del fluido primario (geotérmico).

La planta de Ciclo Binario típicamente varía en el tamaño desde 500 kW a 10 MW.

A.8.4 Tipos de Sistemas Geotérmicos

Además de usar energía geotérmica para producir electricidad, esta puede también ser usado para calentar edificaciones. Hay dos categorías básicas

- a) sistemas de bucle cerrado
- b) sistemas de bucle abierto

A.8.4.1 Los sistemas de bucle cerrado.

Este sistema extrae el vapor caliente de la tierra y lo hace circular a través del edificio por medio de una tubería y luego se retorna a la tierra, cuando circula el vapor por toda la periferia del edificio le transfiere su calor. Hay tres tipos básicos de sistemas bucle cerrado:

A.8.4.1.1 El Sistema Vertical de Bucle : Los tubos se entierran verticalmente y traen el fluido que impulsa la bomba geotérmica.

A.8.4.1.2 El Sistema Horizontal de Bucle : Los tubos se entierran horizontales a una profundidad de 4 a 6 pies y traen el fluido impulsado por la bomba

A.8.4.1.3 Sistema de bucle con agua: Es igual que los dos anteriores pero además utiliza el agua de algún depósito a manera de intercambiador de calor cuando los vapores son muy calientes.

A.8.4.2 Sistema de bucle abierto.

Los sistemas de bucle abierto tienen una característica muy similar a la del tercer sistema de bucle cerrado, se usa un cuerpo o alberca existente de agua como un intercambiador de calor generando una temperatura constante durante todo el año.

A.9 CAPACIDADES DE WINCC.

WinCC está provisto de una protección del software y se puede utilizar en su pleno volumen con una licencia válida. Cualquier software instalado y opción utilizada requieren una autorización válida para el manejo sin limitaciones de WinCC. Para la instalación de las licencias obtendrá una memoria de soporte con las claves de licencia necesarias. Las licencias de las opciones deben pedirse por separado.

Al instalar una licencia, esta se copia en una unidad de disco local y se elimina del soporte de memoria, de manera que WinCC pueda utilizar esta licencia. Sólo es posible la acumulación de más de una licencia por cada componente sujeto a licencia en el caso de licencias de ficheros. No se pueden acumular otro tipo de licencias.

Nota

El concesionario de la licencia confirma además que el software (SW) contiene el software licenciado por Microsoft Corporation o compañías subsidiarias. Por la presente, el concesionario de la licencia aprueba aceptar y cumplir las condiciones comerciales del contrato de licencia adjunto acordado entre Microsoft SQL Server y el usuario final.

Nota referente a las disposiciones de licencia

Observe las disposiciones adjuntas y las que se visualizan durante la instalación.

El software SIMATIC WinCC está protegido contra la utilización sin licencia. Encontrará más información acerca de licencias y clases de licencias en WinCC Information System bajo "Instalación de licencia".

Para el uso adecuado de WinCC es necesario instalar licencias. Si se instala WinCC sin licencias el programa cambia al modo de demostración al iniciarse.

Nota

El uso de WinCC en el modo de proceso no está permitido sin las licencias válidas.

Modo Demo

Mientras falta la autorización de uno o varios componentes, WinCC funcionará en el modo DEMO. WinCC pasa también al modo de demostración cuando se supera la cantidad máxima de variables de proceso o variables de fichero con licencia en un proyecto.

En el modo Demo Ud. puede usar el software WinCC máximo una hora. Tras este tiempo de utilizar WinCC violará la legislación de licencias. Transcurrida la hora se cerrará el

WinCC Explorer y los editores. En Runtime el sistema le exige que adquiriera una nueva licencia. Este cuadro de diálogo aparece cada 10 minutos.

Encontrará más información sobre el modo de demostración en WinCC Information System, en "Instalación de licencia".

Microsoft SQL Server 2005

Para poder utilizar la base de datos de Microsoft SQL Server 2005 se debe tener una licencia. Esta licencia existe si se ha realizado la instalación correcta con licencia de WinCC.

El SQL Server cuya licencia se entrega con la instalación de WinCC sólo puede utilizarse junto con WinCC. Para poder utilizarlo con otras aplicaciones o con bases de datos propias se requiere una licencia adicional.

Instalación de las licencias

Para instalar las licencias utilice el Automation License Manager. Puede instalar las licencias durante la instalación de WinCC o más tarde. El Automation License Manager se encuentra en el grupo de programas "Siemens Automation" del menú de inicio de Windows. La instalación posterior de una licencia será efectiva sólo después de reiniciar el equipo.

Para la instalación de las licencias se requiere lo siguiente:

- Derechos de administrador.
- El soporte de memoria que contiene las licencias no debe estar protegido contra escritura.
- Para la configuración se pueden instalar las licencias RC en un servidor de licencias. No es preciso instalar en una unidad local.
- Las licencias sólo se pueden instalar en una unidad no comprimida.