

UNIVERSIDAD DE SANTIAGO DE CHILE
FACULTAD DE INGENIERÍA
Departamento de Ingeniería Eléctrica



Proyecto de Instrumentación y Control (I&C)
de una Caldera en una Central Térmica

Ignacio Loyola Fuentes

Gabriel Miranda Trinke

Pablo Padilla Albarracín

Ignacia Sepúlveda Pérez

Profesor: José Luis Pérez Saavedra

Grupo: 3

Santiago – Chile
2025

1. Mercado Vertical

- **Sector:** Power (Generación de Energía)

2. Descripción General del Proceso

2.1 Descripción del Funcionamiento

Una caldera de una central térmica convierte energía química en energía térmica, luego en energía mecánica mediante la generación de vapor, el cual se expandirá en una turbina para generar finalmente energía eléctrica. El proceso se desarrolla de modo tal que inicialmente en una caldera se vacía el agua de alimentación que debe estar previamente almacenada en un tambor para estos fines, al cual se le suministra agua de forma controlada mediante una válvula. El agua en la caldera debe ser calentada a altas temperaturas para generar vapor sobrecalentado, es por esto que la caldera se acciona mediante una válvula, que suministra el combustible (gas natural). El sistema cuenta con sensores y controladores tanto para el **nivel de agua en el tambor** como para la **presión del vapor sobrecalentado**, en base a estos el nivel y la presión serán controlados a través de las válvulas respectivas, además se considera la demanda de carga eléctrica que influye en la presión de vapor, dado que si aumenta la demanda se requerirá mayor presión de vapor para que finalmente la turbina genere mayor potencia.

2.2 Entradas y Salidas del Proceso

- **Entradas:**
 - 1) Agua de alimentación
 - 2) Combustible (gas natural).
- **Salidas:**
 - 1) Potencia (Producto final)
 - 2) Gases de combustión (Contaminación ambiental)
 - 3) Purga de agua (RILES)
 - 4) Cenizas (Subproducto, dado el uso que se le puede dar en la fabricación de cementos, ladrillos y estabilización de suelos)

3. Área del proceso a intervenir

El área del proceso a intervenir corresponde a la caldera de una central termoeléctrica, componente esencial del ciclo de generación de energía eléctrica en este tipo de plantas. En esta etapa, se lleva a cabo la conversión de energía química del combustible a energía térmica, la cual posteriormente será transformada en energía mecánica y finalmente en eléctrica.

La caldera se compone de un sistema de tubos que rodea la cámara de combustión. En estos tubos circula agua de alimentación que, al calentarse por la energía térmica proveniente de la combustión, se transforma en vapor a alta presión. Este vapor es enviado a una turbina que genera energía eléctrica.

3.1 Problemática de Instrumentación y Control

En esta área, se identifican dos principales desafíos de Instrumentación y Control, fundamentales para el funcionamiento eficiente y seguro del sistema:

3.1.1. Control del nivel de agua en el tambor:

El tambor de la caldera actúa como separador entre el agua líquida y el vapor. El nivel de agua debe mantenerse dentro de un rango óptimo.

- Si el nivel es muy bajo, existe riesgo de sobrecalentamiento de los tubos y daño estructural.
- Si el nivel es muy alto, podría arrastrar agua líquida hacia la turbina, provocando daños mecánicos.

3.1.2 Control de la presión del vapor:

La presión del vapor dentro de la caldera también debe mantenerse estable.

- Una presión excesiva puede generar riesgos de explosión o fallos en las válvulas de seguridad.
- Una presión insuficiente afecta la eficiencia de la turbina y reduce la generación eléctrica.

Ambas variables están afectadas por perturbaciones externas como la demanda de carga eléctrica, que obliga a variar el flujo de agua y combustible. Esto genera una dinámica compleja, con acoplamiento entre variables, tiempos muertos y comportamientos no lineales.

3.2 Proceso a controlar

El proceso que se busca controlar en esta área corresponde a la generación de vapor a partir de agua líquida mediante combustión, bajo condiciones específicas de presión y nivel de agua. Este proceso involucra los siguientes lazos:

- Lazo de control de nivel de tambor
- Lazo de control de presión del vapor

Se trata de un sistema altamente acoplado, donde las variables manipuladas (como el flujo de agua y apertura de la válvula de combustible) afectan simultáneamente más de una variable de proceso.

3.3 Tipo de operación unitaria

El tipo de operación unitaria presente en esta área del proceso es una transferencia de calor dentro de un sistema de combustión controlado. Específicamente, se trata de una operación en la que:

- Se transfiere energía térmica desde los gases de combustión (producto de la reacción entre gas natural y aire) hacia el agua contenida en los tubos de la caldera.
- El calor suministrado genera un cambio de estado del agua, desde líquido a vapor.
- La eficiencia de esta operación depende directamente del control térmico, la calidad del combustible, la relación aire/combustible y la velocidad de circulación del agua.

Este tipo de operación es clave en la eficiencia global de una central termoeléctrica, y su estabilidad depende de una correcta implementación de sistemas de instrumentación y control.

4. Variables de Control

Las variables del sistema están clasificadas en **Variables de Proceso (PV)**, **Variables Manipuladas (MV)** y **Variables de Disturbio (DV)**.

4.1 Detalle de las Variables

Tipo de Variable	Descripción	Unidad	Rango Mín.	Rango Normal	Rango Máx.	Fuente
PV	Nivel de agua en el tambor	%	20%	50%	80%	Emerson Technical Note
PV	Presión del vapor	psi	1 psi	2-3 psi	15 psi	Heating Help

MV	Caudal de agua de alimentación	gpm	4 gpm	20 gpm	40 gpm	Cowseal
MV	Apertura de válvula de combustible	%	10%	50%	100%	National Board
DV	Demanda de carga eléctrica	MW	100 MW	250 MW	500 MW	Energy.gov

Es importante destacar que la mezcla de aire y combustible en un sistema de calderas es crucial, ya que define el valor proporcional de aire necesario para quemar completamente una unidad de combustible. En el caso del gas natural, el valor de esta proporción es aproximadamente 9.5:1 en volumen en condiciones estequiométricas, lo cual se traduce en la cantidad mínima de aire que se necesita para quemar todo el combustible sin dejar residuos.

Sin embargo, debido a las condiciones reales del proceso, se vuelve difícil alcanzar este equilibrio. Por esta razón, se incorpora un exceso de aire (generalmente entre 5-10%) para garantizar una combustión completa, minimizando residuos y contaminantes. Siguiendo esta lógica, la proporción real entre aire y combustible se encuentra entre 10:1 y 10.5:1.

En el diseño planteado, la regulación del flujo de aire y gas natural se lleva a cabo por medio de la válvula de combustible, la cual actúa como la variable manipulada de la caldera. Considerando que la proporción es fija, cualquier cambio realizado en el flujo de combustible provoca automáticamente una modificación en la entrada de aire, garantizando una combustión completa.

Además, estudios como los de Coughanowr & LeBlanc (2009) destacan que en sistemas de generación de vapor, las interacciones entre múltiples lazos de control requieren estrategias avanzadas como control en cascada o control predictivo para mejorar el desempeño dinámico.

4.2 Límites de Especificación de las Variables de Proceso (PVs)

- **Nivel de agua en el tambor:**
 - **Mínimo (20%):** Riesgo de sobrecalentamiento de los tubos de la caldera, provocando daños por fatiga térmica o rupturas catastróficas (Coughanowr & LeBlanc, 2009).

- **Normal (50%):** Proporciona estabilidad en la producción de vapor y minimiza riesgos de fallos operacionales.
- **Máximo (80%):** Incrementa la posibilidad de arrastre de agua en el vapor, lo que puede dañar la turbina de vapor (Smith, Corripio, 2005).
- **Presión del vapor:**
 - **Mínimo (1 psi):** La baja presión reduce la eficiencia de la transferencia de energía a la turbina, afectando la generación de electricidad.
 - **Normal (2–3 psi):** Rango óptimo para mantener la estabilidad del proceso y la eficiencia energética.
 - **Máximo (15 psi):** Exceso de presión que puede llevar a fallos mecánicos severos, incluyendo riesgo de explosiones (Stultz & Kitto, 1992).

4.3 Correlación entre Variables (Acoplamiento)

El sistema de control de una caldera en una central térmica presenta una dinámica multivariable, lo que implica que no es un sistema SISO (Single Input, Single Output), sino un sistema MIMO (Multiple Input, Multiple Output), en el cual múltiples variables manipuladas (MV) afectan simultáneamente a más de una variable de proceso (PV). Esto genera la necesidad de considerar el acoplamiento entre variables para implementar estrategias de control más robustas y efectivas.

Acoplamiento entre Variables de Proceso (PVs)

- **Presión del Vapor (PV1) - Nivel de Agua en el Tambor (PV2)**
Existe una correlación física entre estas dos variables:
 - Un aumento en la presión de vapor comprime el espacio en la parte superior del tambor, provocando una falsa lectura de mayor nivel de agua, debido al efecto de compresión del vapor sobre el agua.
 - A la inversa, un bajo nivel de agua reduce el área efectiva de transferencia de calor, afectando negativamente la presión del vapor debido a una menor eficiencia térmica.

CNE - Informe ICTG Mayo 2024, pág. 22; Emerson Process Management – Boiler Drum Level Control.

- **Condiciones de carga - Presión de vapor**
El aumento de la demanda de carga eléctrica (DV) provoca una extracción acelerada de vapor desde el tambor, lo cual reduce la presión de vapor si no se compensa a tiempo con mayor combustión y alimentación de agua.

CNE – Estudio de la Unidad de Punta (2021), sección 3.2.3 sobre dinámica operativa en centrales térmicas.

Interacciones Cruzadas entre MV y PV

Aunque cada MV está asociada principalmente a una PV, también ejerce influencias secundarias sobre otras variables:

MV	PV Primaria	PV Secundaria afectada	Comentario
Caudal de agua de alimentación	Nivel de agua en el tambor	Presión del vapor	El ingreso de agua fría reduce momentáneamente la presión.
Apertura de válvula de combustible	Presión del vapor	Nivel de agua en el tambor	Un aumento de calor eleva la presión, lo que altera el volumen del vapor y desplaza el nivel aparente.

Estas interacciones muestran que el sistema no puede ser tratado como una colección de bucles independientes, lo que obliga al uso de:

- Control en cascada (por ejemplo, presión de vapor como maestro y flujo de combustible como esclavo).
- Técnicas de desacoplamiento.
- Sistemas de control predictivo multivariable (MPC) para optimizar la operación.

Emerson White Paper – "Multivariable Control Strategies in Power Boilers", CNE ICTG 2024, sección 2.1; ITP Estudio Unidad de Punta 2021.

Implicancias para el Diseño de Control

- El fuerte acoplamiento entre PVs exige coordinación entre lazos de control, ya que la acción en un lazo afecta el comportamiento del otro.
- Se recomienda el diseño de esquemas con realimentación anticipada para mitigar los efectos de perturbaciones cruzadas, especialmente cuando la demanda eléctrica (DV) cambia abruptamente.

- El análisis de matrices de sensibilidad puede ayudar a cuantificar los acoplamientos y justificar el uso de modelos MIMO en simulaciones.

Ogata, K. (2010). "Ingeniería de Control Moderna", y documentos técnicos de la ISA (International Society of Automation).

4.4 Consecuencias de Alcanzar Límites Críticos

El no mantener las variables de proceso dentro de sus rangos establecidos puede llevar a consecuencias graves:

- **Nivel de agua bajo (<20%):** Sobrecalentamiento y fallo de los tubos de la caldera, lo cual puede derivar en una pérdida de integridad estructural o explosión.
- **Nivel de agua alto (>80%):** Arrastre de gotas de agua hacia la turbina, lo que puede erosionar álabes y reducir significativamente la eficiencia operativa.
- **Presión de vapor elevada (>15 psi):** Fallos de componentes, riesgos de explosión de recipientes a presión y eventos de sobrepresión peligrosos que comprometen la seguridad de la planta y del personal.

Según Stultz & Kitto (1992), los sistemas modernos incorporan múltiples dispositivos de seguridad, incluyendo válvulas de alivio y controles redundantes, para evitar alcanzar estas condiciones críticas.

4.5 Site conditions

La ubicación de la planta ya mencionada se encuentra a las afueras de la localidad de Mejillones en el norte de Chile, específicamente a 1504 Km de Santiago y a 65 Km de Antofagasta en dirección al norte. Esta ubicación fue elegida dada su condición de punto estratégico, de modo que al estar en un lugar de clima árido se reducen problemas por corrosión, por otro lado su ubicación cercana a la demanda de la minería promete viabilidad económica, esto de la mano con la infraestructura energética ya existente en la zona, además en este sector las regulaciones y la resistencia social es menor en comparación a sectores como Quintero o Coronel que también podían ser candidatos como ubicación del proyecto, ahora bien existe un problema que es la limitada disponibilidad de agua, pero esto puede mitigarse con tecnologías de tratamiento y reutilización viabilizando el proyecto.

5. Gestion

5.1 Estimación de CAPEX

De acuerdo con la información entregada por la CNE derivada del estudio respecto de costos de inversión de tecnologías del tipo centrales renovables (solar fotovoltaica y eólica), sistema de almacenamiento mediante baterías y turbinas gas en ciclo simple o abierto, proveniente de el “Annual Technology Baseline” (ATB) de la National Renewable Energy Laboratory (NREL) para el periodo 2019 – 2030 para Latinoamérica.

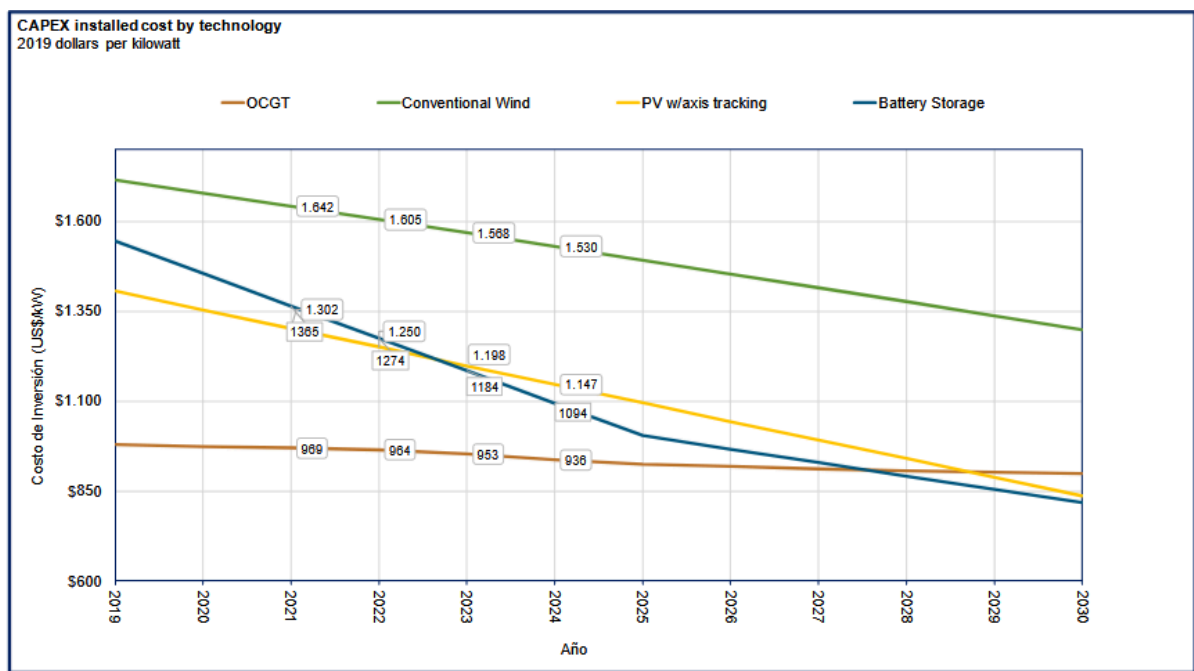


Figura 1: Gráfico de CAPEX propiedad de Annual Technology Baseline

El CAPEX de la planta térmica corresponde para el año 2024 de 953 US\$ por kW instalado con una proyección que sugiere una reducción leve para este año.

CAPEX del sistema de automatización y control

Basado en un 3% del CAPEX total de la planta: 9.530.000 USD

Ítem	Descripción	Costo Estimado (USD)	% del CAPEX del sistema
Ingeniería de diseño y documentación	Ingeniería de detalle, planos eléctricos, especificación de instrumentos y controladores	28.590	10%
Instrumentación de campo	Sensores de presión, nivel, caudal y temperatura (con redundancia N+1)	45.000	15.7%

Instrumentos finales de control	Válvulas de control motorizadas, actuadores neumáticos o eléctricos, servos	30.000	10.5%
PLC / DCS	Controladores lógicos programables o sistemas de control distribuido, con fuentes redundantes	35.000	12.2%
SCADA / HMI	Plataforma supervisora (Ignition, WinCC, etc.), licencias HMI, servidores, almacenamiento	22.000	7.7%
Sala eléctrica y tableros	CCMs, tableros de control, UPS, protecciones, cableado, bandejas, canalización	45.000	15.7%
Instalación y pruebas	Cableado, montaje de instrumentos, pruebas FAT y SAT	30.000	10.5%
Seguridad y redes industriales	Firewall, switches industriales, protocolos Modbus/TCP, Profibus, cableado Ethernet industrial	10.000	3.5%
Contingencias y reserva técnica	Para riesgos técnicos, rediseños menores, aumento de especificaciones	40.310	14%

Total Estimado: 285.900 USD

5.2 Estimación de índices de desempeño económicos

A continuación se presentan estimaciones de desempeño económico basadas en los informes de la Comisión Nacional de Energía (CNE):

De acuerdo con los informes de la CNE, se estiman los siguientes parámetros para centrales térmicas del tipo turbina a gas en ciclo abierto, similares en funcionamiento a una caldera generadora de vapor:

La eficiencia térmica neta (con HHV) alcanza el 34%, valor típico de estas unidades, lo que implica la necesidad de un control eficiente de las variables de presión y nivel. El factor de planta para estas unidades opera entre 15% y 25%, reflejando su rol en respaldo o en condiciones de punta (*ICTG 2024*, pág. 53).

El Costo Nivelado de Energía (LCOE), que permite evaluar la competitividad del sistema, se estima entre 80 y 120 USD por MWh, lo que posiciona a estas unidades dentro de un rango medio de costos, aunque con alta disponibilidad y capacidad de respuesta rápida.

Resumen de Parámetros Económicos

Ítem	Valor Estimado	Fuente
Costo fijo O&M	15 USD/kW-año	CNE, 2024, pág. 30
Costo variable O&M	3 USD/MWh	CNE, 2021, pág. 38
Vida útil estimada	30 años	CNE, 2024, pág. 27
Eficiencia térmica (neto, HHV)	34%	CNE, 2021, pág. 34
Factor de planta típico	15–25%	CNE, 2024, pág. 53
LCOE estimado	80 – 120 USD/MWh	CNE, 2024, pág. 53

Los bajos costos variables de operación lo posicionan como una opción económicamente viable para operación en punta o respaldo.

El LCOE se encuentra dentro del rango competitivo para tecnologías térmicas en el mercado eléctrico chileno.

5.3 Carta Gantt

Se incluirá una planificación detallada con:

- Levantamiento de información
- Análisis de problemática
- Definición de lazos de control
- Redacción del informe
- Revisión final y entrega

Hitos importantes:

- Escoger tema y división de roles
- Completar el flowsheet
- Completar el informe
- Presentar el proyecto en clases

5.4 Curva S.

Curva de Avance

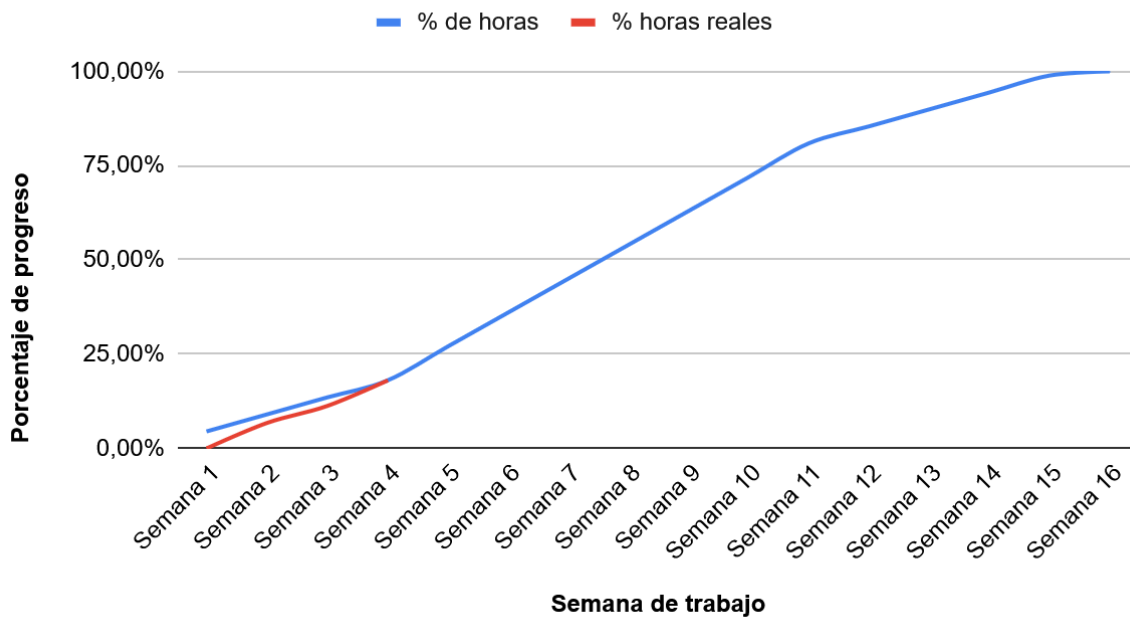


Figura 2: Curva de Avance

Las fechas correspondientes para cada semana comienzan los martes y terminan los lunes. La primera semana corresponde a la fecha en donde se sortearon los grupos 25 de marzo y la última semana corresponde a la fecha tentativa de la presentación del ultimo avance 08 de julio

6. Diagramas

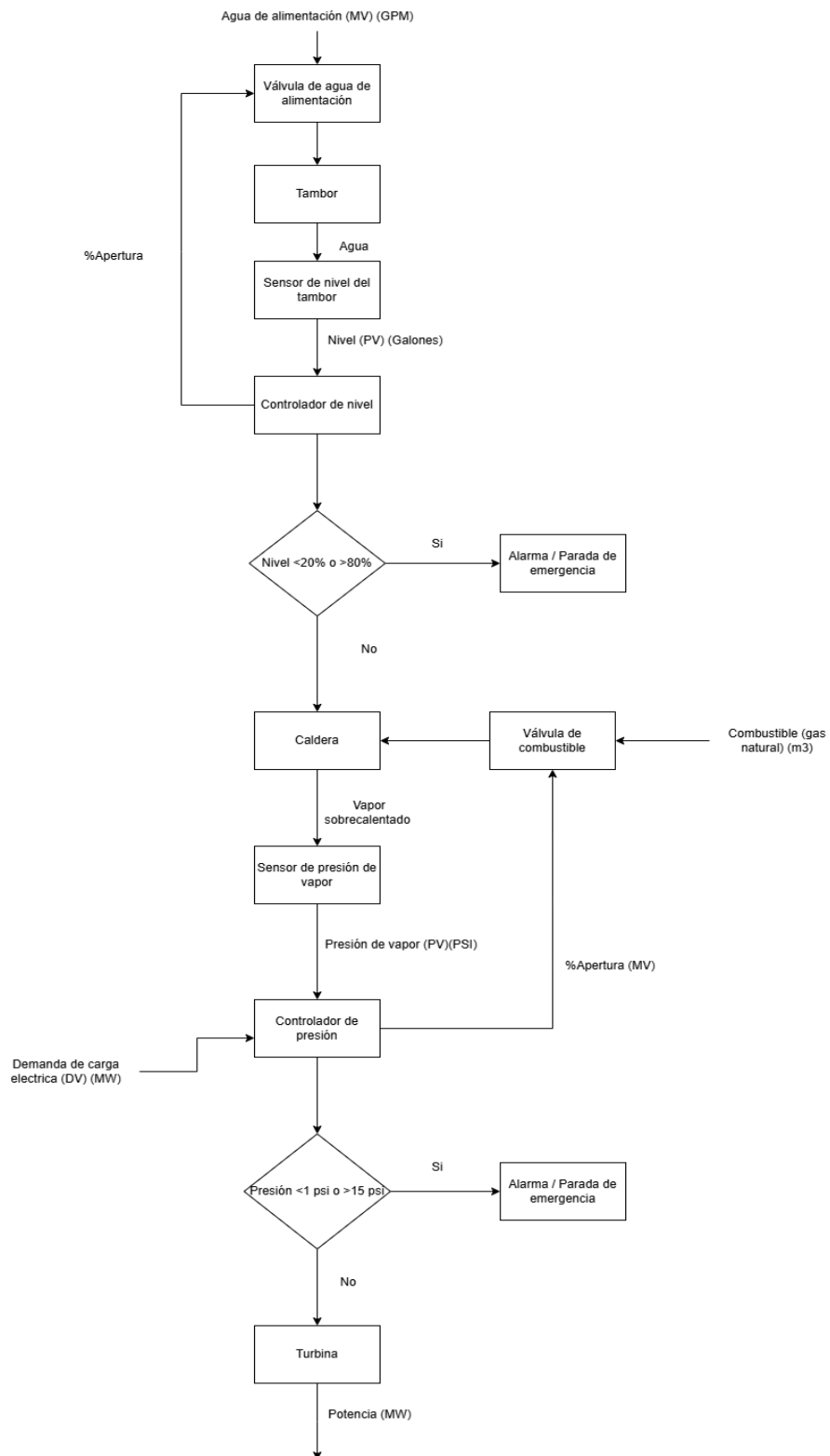


Figura 3: Diagrama de flujo del proceso.

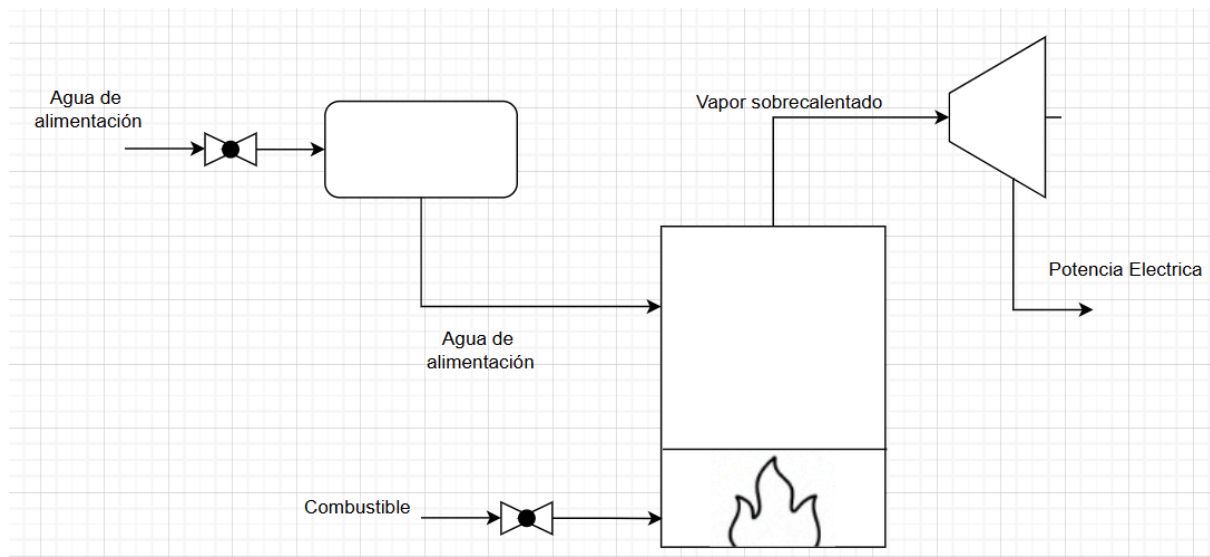


Figura 4: PFD(Process Flow Diagram).