



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Monitoreo de confiabilidad y
rendimiento de centrales de ciclo
combinado**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Mecánico

P R E S E N T A

Abel Arcadio Vázquez Pérez

ASESOR DE INFORME

Dr. Héctor Miguel Aviña Jiménez

Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026





**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado MONITOREO DE CONFIABILIDAD Y RENDIMIENTO DE CENTRALES DE CICLO COMBINADO que presenté para obtener el título de INGENIERO MECÁNICO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

ABEL ARCADIO VAZQUEZ PEREZ
Número de cuenta: 318254090

1. Índice

1.	Índice	2
2.	Índice de Figuras, Tablas y Gráficas.....	3
3.	Objetivo	5
4.	Introducción	6
5.	Antecedentes.....	7
	5.1 Matriz energética de México	7
	5.2 Centrales termoeléctricas	8
	5.3 Centrales de ciclo combinado	9
	5.4 Principio de operación de una central de ciclo combinado.....	12
6.	Definición del problema.....	22
7.	Metodología utilizada	24
	7.1 Centro de monitoreo	24
	7.1.1 Rendimiento térmico	24
	7.1.1.1 Sistema de gestión de datos operativos.....	26
	7.1.1.2 Análisis de tendencias	27
	7.1.1.3 Análisis de datos con gráficas de dispersión	32
	7.1.2 Monitoreo de confiabilidad	37
	7.1.2.1 Asset Performance Management.....	38
	7.1.2.2 Flujo de trabajo	39
	7.1.2.3 Monitoreo de alertas	40
	7.1.2.4 Casos de discusión con planta	46
	7.2 Modelos de predicción de capacidad de generación eléctrica.....	47
	7.2.1 Investigación sobre metodología utilizada en la central..	48
	7.2.2 Herramientas utilizadas	49
	7.2.3 Construcción del modelo de predicción de capacidad	51
	7.2.4 Periodo de prueba	54
8.	Resultados	55
9.	Conclusiones	57
10.	Bibliografía	58

2. Índice de Figuras, Tablas y Gráficas

Gráfica 1. Capacidad instalada en México.	8
Figura 1. Diagrama T-s. (Cengel, Y., 2012).....	10
Figura 2. Diagrama P-V. (Cengel, Y., 2012)	10
Figura 3. Diagrama T-s. (Cengel Y., 2012).....	11
Figura 4. Central de Ciclo Combinado. (Gobierno de México, 2016).....	12
Figura 5. Turbina de gas.	14
Figura 6. Caldera de recuperación.	16
Figura 7. Turbina de vapor.	18
Figura 8. Aerocondensador.	19
Figura 9. Condensador de superficie y torre de enfriamiento.	21
Gráfica 2. Tendencia de 7 días.	29
Gráfica 3. Tendencia de 30 días.	30
Gráfica 4. Tendencia de turbina de vapor.	31
Gráfica 5. Relación entre potencia y heat rate.	32
Figura 10. Tabla de datos.	33
Gráfica 6. Gráfica de dispersión.....	35
Gráfica 7. Gráfica de dispersión.....	36
Gráfica 8. Gráfica de dispersión comparativa.	37
Gráfica 9. APM.	39
Diagrama 1. Flujo de trabajo.	40
Gráfica 10. Alerta.	41
Gráfica 11. Valor residual.	42
Gráfica 12. Medición anormal.....	43
Gráfica 13. Valor residual anormal.....	43
Gráfica 14. Intermittencia de la medición.	44
Gráfica 15. Tendencia en aumento.	45

Figura 11. Diagrama ciclo combinado.....	49
Figura 12. Consulta de pronóstico ambiental.....	51
Figura 13. Modelo termodinámico.....	52
Figura 14. Segregación por contrato.	52
Figura 15. Pronóstico de generación eléctrica.....	53

3. Objetivo

Implementar y utilizar metodologías para realizar análisis de rendimiento térmico que permitan conocer la condición actual de una central de ciclo combinado; además de realizar análisis de confiabilidad para detectar fallas incipientes en los equipos principales y auxiliares de la planta. Por otra parte, establecer un proceso estandarizado para la obtención del pronóstico diario de oferta de generación eléctrica de las centrales de ciclo combinado.

4. Introducción

La demanda energética nacional ha tenido un incremento considerable, pasando de un consumo eléctrico cercano a los 175,000,000 [MWh] en 2010 a un consumo 213,801,522.49 [MWh] en 2022, lo que ha impulsado una búsqueda en aumentar la eficiencia térmica de las centrales termoeléctricas, así como su confiabilidad para cumplir con la demanda eléctrica y evitar intermitencias en el Sistema Eléctrico Nacional. Debido a este incremento en la demanda, conocer la capacidad de energía eléctrica que la planta puede generar toma importancia para poder cumplir con la demanda eléctrica indicada por el Gobierno de México, lo que asegura un abastecimiento continuo de energía en el país.

El presente trabajo se centra en la descripción, uso y aplicaciones de herramientas que permiten analizar el rendimiento térmico de las centrales de ciclo combinado para detectar problemas de eficiencia térmica y puntos de mejora energética; además de monitorear el funcionamiento de los equipos principales y sistemas auxiliares para detectar problemas antes de que estos puedan causar indisponibilidad en las centrales de ciclo combinado.

Adicionalmente, se describe la construcción y uso de una herramienta estandarizada para la obtención de la capacidad de energía eléctrica horaria en las centrales de ciclo combinado por medio de un pronóstico ambiental, análisis de tendencias y herramientas digitales.

5. Antecedentes

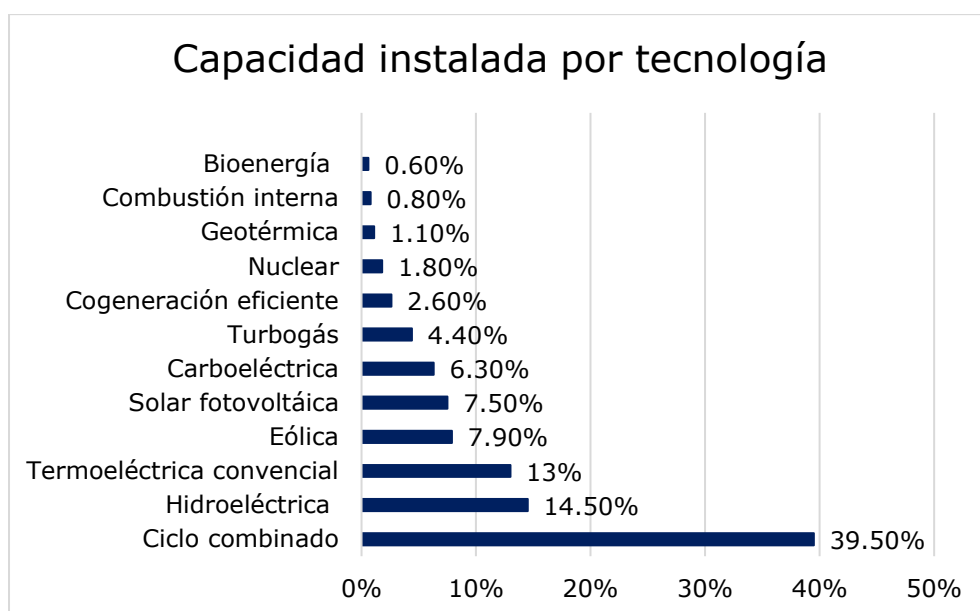
5.1 Matriz energética de México

En la actualidad, la energía eléctrica es esencial en la vida tal como la conocemos, desde el uso diario en los hogares hasta los cientos de industrias que utilizan la electricidad para trabajar; es por esto que México tiene distintos tipos de tecnologías que contribuyen a satisfacer toda la demanda del país, contando con una capacidad instalada de 87,131 MW, la cual se compone principalmente por centrales termoeléctricas, que utilizan combustibles fósiles como carbón, gas natural o petróleo para generar calor y utilizarlo en distintos tipos de turbinas para generar energía eléctrica, este tipo de tecnologías abarcan alrededor del 66.6% de la capacidad instalada en México; el restante 33.4% se divide entre centrales hidroeléctricas, parques fotovoltaicos, parques eólicos, una central nuclear y fuentes de energía emergente como la geotermia o biomasa (CONAHCYT, 2022).

Debido a la gran cantidad de centrales eléctricas es necesario contar con una institución pública que controle las operaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y garantice el abastecimiento de energía eléctrica en todo el país; estas actividades las gestiona el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), quien es el responsable de controlar la cantidad de energía eléctrica producida en las centrales eléctricas de todo el país por medio de sus diez centros de operación, donde también controlan que la energía eléctrica se transporte por los cables de alta tensión de la Red Nacional de Transmisión desde las centrales eléctricas hasta las redes de distribución para suministrarla a los centros de consumo. El CENACE es el encargado de realizar estimaciones de la demanda de energía de los siguientes años, además de implementar programas de

ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

Todas las centrales eléctricas son dirigidas por CENACE, quien se encarga de aumentar o disminuir la cantidad de energía entregada por las mismas centrales, optimizando así los recursos naturales con los que México cuenta para generar electricidad, teniendo una distribución por tipo de tecnología que se indica en la Gráfica 1, donde el principal generador de energía eléctrica son las centrales de ciclo combinado.



Gráfica 1. Capacidad instalada en México.

5.2 Centrales termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas son plantas industriales que utilizan la energía térmica de combustibles como gas natural, diésel o carbón para producir energía eléctrica. En este tipo de centrales, la energía química de los combustibles es transformada en energía calorífica y cinética por medio de la combustión, generando gases calientes de combustión que son utilizados en turbinas donde

la energía se transforma en energía mecánica de rotación y el generador eléctrico la transforma en energía eléctrica de corriente alterna. Existen distintos tipos de centrales termoeléctricas como las centrales de ciclo simple que utilizan turbinas de gas o motores de combustión interna para producir energía eléctrica obteniendo una eficiencia del 37%; otro tipo de centrales termoeléctricas son las centrales de vapor convencional, las cuales utilizan una caldera alimentada por algún combustible para generar vapor sobrecalentado que es utilizado en una turbina de vapor; el último tipo de centrales termoeléctricas son las centrales de ciclo combinado, las cuales utilizan tanto una turbina de gas como una turbina de vapor optimizando el uso de la energía y obteniendo una eficiencia global de alrededor del 60%.

5.3 Centrales de ciclo combinado

Una central de ciclo combinado es una central termoeléctrica que utiliza una o más turbinas de gas alimentadas con gas natural o diésel como combustible y los gases de combustión de escape son aprovechados en una caldera de recuperación de calor, donde se genera vapor sobrecalentado que se inyecta a una o más turbinas de vapor para finalmente condensarlo en un sistema de condensado. Este tipo de central utilizan dos ciclos termodinámicos: ciclo Brayton y ciclo Rankine.

El ciclo Brayton describe el funcionamiento de una turbina de gas:

Procesos

1 – 2: Compresión isentrópica: Se produce en el compresor, donde el aire de entrada aumenta su presión y temperatura, manteniendo su entropía constante.

2 – 3: Adición de calor isobárica: Se produce en los combustores, donde la mezcla de aire-combustible aumenta su temperatura y entropía, manteniendo la presión constante.

3 - 4: Expansión isentrópica: Se produce en la turbina, donde los gases de combustión se expanden, disminuyendo su presión y temperatura, manteniendo su entropía constante.

4-1: Rechazo de calor isobárico: Los gases de escape son liberados al medio ambiente, igualando su presión y temperatura a las condiciones ambientales de entrada del compresor.

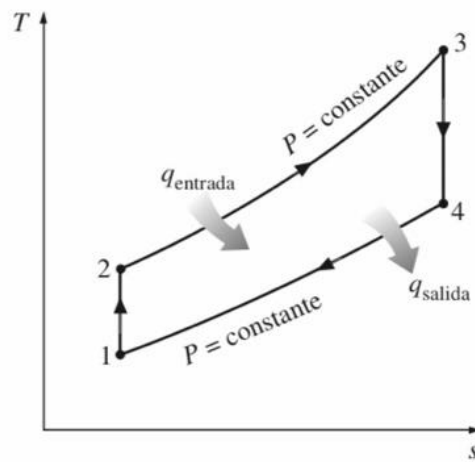


Figura 1. Diagrama T-s. (Cengel, Y., 2012)

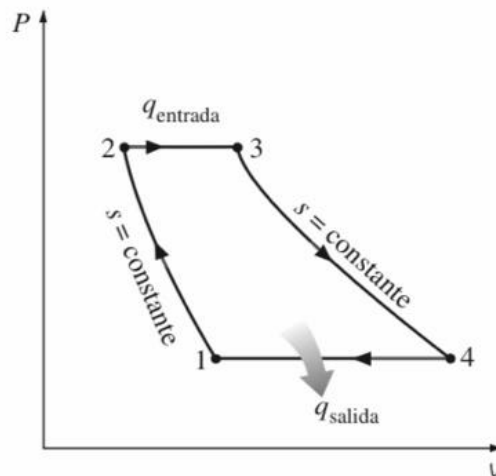


Figura 2. Diagrama P-V. (Cengel, Y., 2012)

El ciclo Rankine describe el funcionamiento de una turbina de vapor:

Procesos

1 – 2: Compresión isentrópica: Se produce en una bomba, donde se aumenta la presión del agua de alimentación, manteniendo su entropía constante.

2 – 3: Adición de calor isobárico: Se produce en una caldera, donde agua se convierte en vapor sobrecalentado, manteniendo su presión constante.

3 – 4: Expansión isentrópica: Se produce en la turbina, donde el vapor se expande reduciendo su presión y temperatura, manteniendo su entropía constante.

4 – 1: Rechazo de calor isobárico: Se produce en el sistema de condensado, donde el vapor se condensa reduciendo su entropía y manteniendo su presión y temperatura constante.

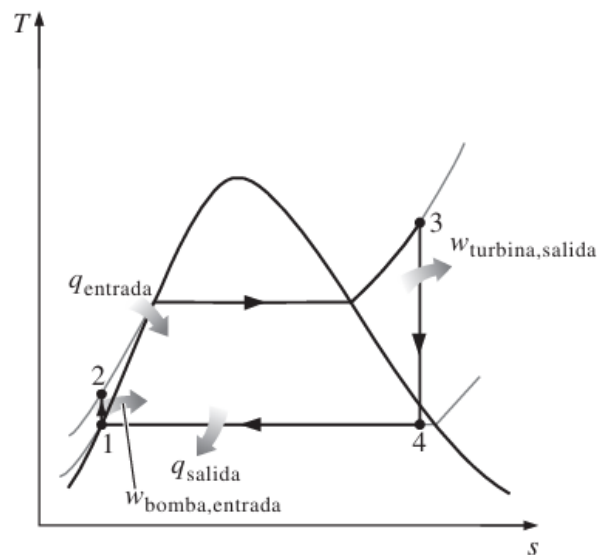


Figura 3. Diagrama T-s. (Cengel Y., 2012)

Estos dos ciclos termodinámicos funcionan de manera independiente, pero, al momento de combinarlos en una misma central termoeléctrica trabajan en conjunto alcanzando una eficiencia global del ciclo mayor al 60%.



Figura 4. Central de Ciclo Combinado. (Gobierno de México, 2016)

5.4 Principio de operación de una central de ciclo combinado

La operación de una central de ciclo combinado inicia con la admisión de aire hacia el compresor axial de la turbina de gas, este flujo de aire pasa por dos etapas de filtrado, la primera es de filtros coalescentes para atrapar partículas grandes y la segunda etapa son filtros finos de 3 a 5 micras para atrapar partículas pequeñas de polvo; una vez filtrado el aire, este pasa por un enfriador evaporativo que disminuye la temperatura y aumenta la densidad del flujo de

aire, el cual pasa por un ducto que lo dirige al compresor; este flujo de aire es regulado por los IGV (Inlet Guide Vanes) que son álabes que se encuentran a la entrada del compresor y abren o cierran para controlar el flujo volumétrico de aire. El compresor se encarga de reducir el volumen del aire que tiene una presión ligeramente menor a la presión atmosférica, lo que causa un aumento en la temperatura y presión del aire de entrada, alcanzando una relación de compresión de hasta 16:1, este proceso aumenta el flujo másico del aire, lo que permite inyectar mayor cantidad de combustible y obtener una mayor potencia de la turbina de gas. A la salida del compresor se encuentra la sección de combustión, donde las válvulas de control regulan el ingreso del combustible a los combustores; la combustión se produce en la cámara de combustión, donde se libera una gran cantidad de energía térmica y cinética de los gases de combustión, la cual es usada en la sección de la turbina para impulsar los álabes y convertirla en energía mecánica de rotación, es en esta sección donde se produce el trabajo y torque mecánico. El rotor de la turbina está acoplado en el mismo eje del generador eléctrico que se encarga de producir la energía eléctrica, este eje también está acoplado al compresor, por lo que alrededor del 30% del trabajo que produce la turbina se utiliza para impulsar el compresor; el rotor está asentado en 4 cojinetes, uno de ellos es un cojinete de empuje en la sección del compresor, el cual se encarga de soportar fuerzas axiales paralelas al rotor, así como el peso del mismo; mientras que los restantes tres cojinetes son radiales, los cuales tienen el propósito de mantener el eje centrado y soportar fuerzas radiales generadas por el giro del rotor, uno de estos cojinetes se encuentra en la sección de turbina y últimos dos se encuentran en el generador eléctrico.

Una turbina de gas cuenta con sistema auxiliares que contribuyen al funcionamiento, entre estos sistemas se encuentra el sistema de aceite de lubricación, sistema de aceite de control, sistema de control de combustible,

sistema neumático, sistema eléctrico, sistema de enfriamiento del generador y sistema de monitoreo y control.

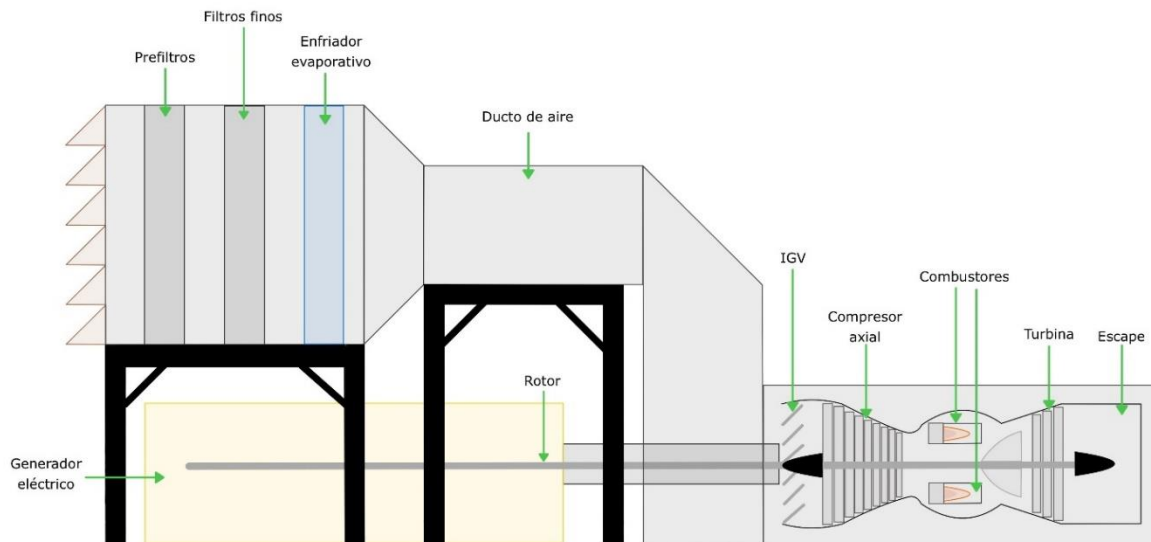


Figura 5. Turbina de gas.

Una vez que los gases de combustión son aprovechados en la turbina pasan a la sección de escape, donde son dirigidos hacia la caldera de recuperación; es en este equipo donde se obtiene una mayor eficiencia debido a que los gases de combustión que tienen una alta temperatura son utilizados para generar vapor sobrecalentado. La caldera de recuperación está formada por una carcasa, la cual se encarga de dirigir los gases de combustión por las secciones de alta presión (AP), intermedia presión (IP) y baja presión (BP) hasta la chimenea; estas secciones indican la presión y temperatura del vapor que será utilizado en la turbina de vapor.

Las bombas de agua de alimentación se encargan de proveer el agua hacia los tubos aletados de agua del precalentador, este sistema se encuentra en la última sección de la caldera y permite aumentar la temperatura del agua; posteriormente esta agua es enviada hacia los economizadores de AP, IP y BP,

donde la temperatura del agua es aumentada hasta el punto de saturación. Después de pasar por el economizador, el agua pasa por los evaporadores de AP, IP y BP, donde ocurre el cambio de fase y se obtiene vapor saturado por cada nivel de presión; este sistema funciona por medio de unos tubos externos por donde baja el agua caliente del domo de cada nivel de presión para bombear esta agua caliente por los tubos aletados de vapor que están dentro de la caldera, en estos tubos de vapor es donde ocurre el proceso de ebullición y el vapor generado sube hasta el domo, donde se separa el agua del vapor para ser dirigido a la siguiente sección de la caldera. La siguiente etapa son los sobrecalentadores de cada nivel de presión, estas secciones se encuentran cada vez más cercanas a la salida de la turbina de gas, por lo que los sobrecalentadores se encargan de eliminar cualquier rastro de humedad del vapor y generar vapor sobrecalentado manteniendo la misma presión; este vapor sobrecalentado es el que se introduce a la turbina de vapor y una vez que genera trabajo, el vapor que sale de la sección de AP de la turbina de vapor, que perdió presión y temperatura en la turbina, regresa a la caldera de recuperación por medio de un recalentador de AP para obtener condiciones adecuadas del vapor y regresar a la sección de IP de la turbina de vapor, obteniendo así una mayor eficiencia y potencia en la turbina de vapor.

La sección de los sobrecalentadores y recalentador cuentan con válvulas de atemperación, las cuales inyecta agua pulverizada para disminuir la temperatura del vapor sobrecalentado y evitar daños en la carcasa y álabes de la turbina de vapor. Estas secciones también cuentan con válvulas de bypass que se utilizan para desviar el vapor hacia el sistema de condensado sin pasar por la turbina de vapor, esto se hace cuando el vapor no tiene las condiciones adecuadas para ser inyectado a la turbina como en un arranque, pero también se hace cuando se debe disminuir la potencia entregada por la turbina de vapor.

Las calderas de recuperación pueden contar con un sistema adicional conocido como quemadores de ducto alimentados con gas natural, los cuales se

instalan dentro de la carcasa de la caldera y mantienen una combustión constante para aumentar la temperatura de los gases de combustión y aumentar la producción de vapor sobrecalentado, lo que permite aumentar la potencia de la turbina de vapor.

En la caldera de recuperación se controla la emisión de gases contaminantes, debido a la combustión en la turbina de gas se genera monóxido de carbono (CO) y óxidos de nitrógeno (NOx), por lo que contar con un sistema que reduzca las emisiones es de suma importancia; para esto se tiene una sección de catalizador de oxidación y una sección de reducción catalítica selectiva. La sección del catalizador de oxidación convierte el monóxido de carbono (CO) en dióxido de carbono (CO₂), también se inyecta amoníaco acuoso antes de la sección de reducción catalítica selectiva; este flujo de amoníaco, NOx y oxígeno (O₂) en el aire caliente reaccionan cuando se exponen en el catalizador para formar nitrógeno (N₂) y agua para posteriormente ser desechados al medio ambiente a través de la chimenea de gases de escape.

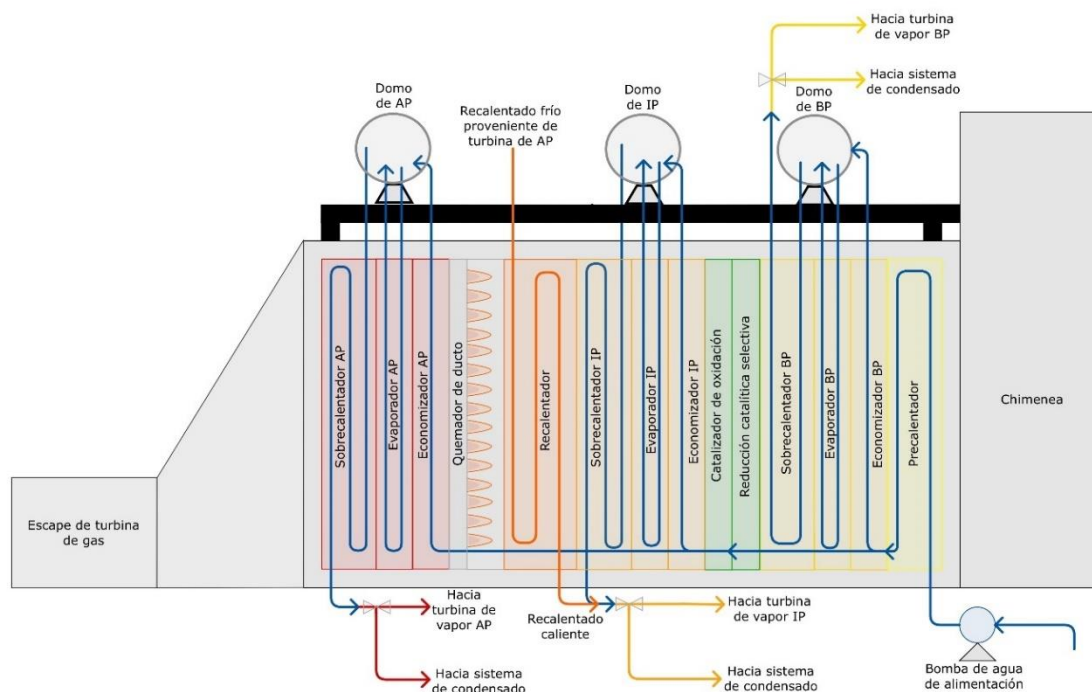


Figura 6. Caldera de recuperación.

Después de generar el vapor sobrecalentado en la caldera de recuperación, este es inyectado a la turbina de vapor, donde también se divide en los mismos tres niveles de presión: alta presión, intermedia presión y baja presión; cada nivel tiene unas condiciones de temperatura y presión de vapor específicas, lo que causa que cada sección de la turbina tenga un tamaño de álabes distinto. El vapor de AP del sobrecalentador se inyecta a la sección de AP de la turbina de vapor, esta sección tiene el tamaño de álabes más pequeños debido a las condiciones del vapor, al momento de que el vapor pasa por los álabes rotativos impulsa el rotor para después pasar por los álabes fijos que redirigen el flujo de vapor mientras aumentan la velocidad y se pierde presión y temperatura, lo que causa un aumento de volumen y los álabes incrementan su área de contacto, por lo que los álabes son más grandes hacia la salida de la sección de AP; al momento de que el vapor pasa por los álabes, estos impulsan el rotor que comparte con las otras dos secciones de vapor y el generador eléctrico, produciendo energía mecánica de rotación a partir de la energía térmica del vapor. Después de que el vapor de AP sale de la sección de AP de la turbina es conocido como recalentado frío, este vapor regresa hacia el recalentador de la caldera de recuperación para aumentar su temperatura, a este vapor se le conoce como recalentado caliente y permite aumentar la eficiencia del ciclo. El recalentado caliente se inyecta junto el vapor de IP a la sección de IP de la turbina, donde el tamaño de los álabes es mayor para compensar las condiciones del vapor y de igual manera, los álabes incrementan su tamaño conforme avanzan las etapas de la sección de IP y la salida de la sección de IP se une con el vapor de BP que viene de la caldera de recuperación, este vapor pasa por los álabes de la sección de BP que tiene una geometría simétrica, donde el vapor es inyectado en el centro y fluye hacia los álabes de cada lado, estos álabes son los más grandes de la turbina de vapor para compensar la baja presión y temperatura de esta sección.

La regulación del flujo de vapor hacia cada sección de la turbina es por medio de válvulas de control, las cuales tienen una alta precisión de control para permitir una apertura y cierre rápido. La turbina de vapor cuenta con distintos sistemas auxiliares que contribuyen a un correcto funcionamiento, uno de los principales sistemas es el vapor de sellos, este vapor auxiliar permite aislar el interior de la turbina para evitar fugas de vapor y entradas de aire, esto se consigue por medio de sellos laberínticos, donde se inyecta vapor a presión y por el diseño intrincado y la presión del vapor no permite fugas ni ingreso de aire. Otro de los sistemas auxiliares es el sistema de control de velocidad constante conocido como gobernador, este sistema controla la velocidad del rotor para mantener una velocidad angular constante de 3,600 [rpm] y mantener la frecuencia adecuada; el sistema funciona con válvulas automáticas que, al detectar una velocidad mayor, disminuyen el flujo de vapor hasta que la velocidad se regule. La turbina de vapor también cuenta con un sistema de lubricación para los cojinetes; se tienen 4 cojinetes radiales a lo largo de las secciones de la turbina y 2 cojinetes radiales en el generador eléctrico, además de contar con un cojinete de empuje al costado del cojinete radial de la turbina de AP. Otros sistemas son el sistema de aceite de control, sistema de drenajes para eliminar el condensado residual, sistema de enfriamiento del generador y sistema de monitoreo y control.

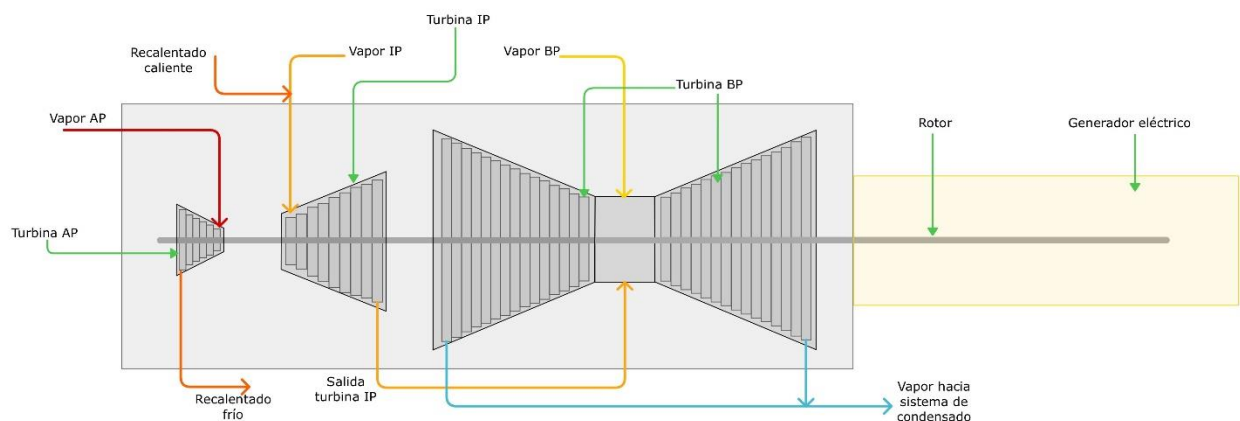


Figura 7. Turbina de vapor.

Una vez que el vapor generó trabajo en la turbina, a la salida del cuerpo de BP, el vapor es dirigido al sistema de condensado, el cual se encarga de convertir el vapor en líquido saturado. Para una central de ciclo combinado los sistemas de condensado más utilizados son un aerocondensador o condensadores de superficie con torre de enfriamiento; cualquiera de estos dos sistemas de condensado funciona por medio de una presión negativa en el condensador generada por bombas de vacío, esto para que el vapor saliente de la turbina tenga siempre una ruta de escape y no afecte la potencia de la turbina de vapor.

El aerocondensador tiene una estructura donde soporta todos los componentes que lo forman; el primero es un ducto de vapor de la salida del cuerpo de BP de la turbina, el cual dirige el vapor hacia las distintas tuberías o calles del aerocondensador, donde en la parte inferior se tienen los ventiladores encargados de impulsar el aire para disminuir la temperatura de estas tuberías de vapor y obtener el condensado, el cual será recolectando en el tanque de condensado para posteriormente ser bombeado nuevamente hacia la caldera de recuperación. Este sistema no utiliza agua para condensar el vapor, pero debido a que utiliza ventiladores, el consumo de auxiliares del sitio aumenta, disminuyendo la cantidad de energía neta comerciable.

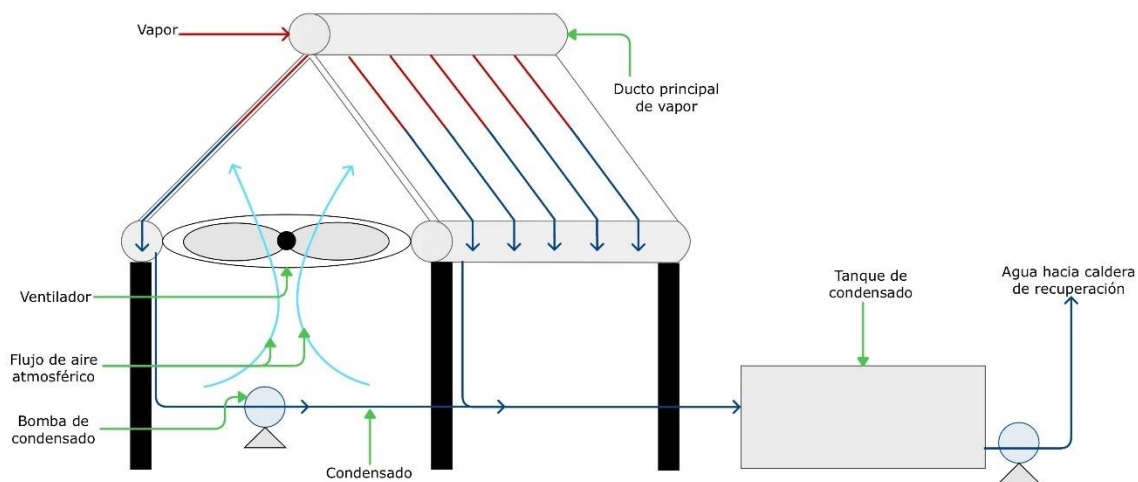


Figura 8. Aerocondensador.

El condensador de superficie consta de una carcasa que se conecta a la salida de la turbina de vapor, donde se encuentran los tubos de enfriamientos, por los cuales circula el agua de enfriamiento encargada de disminuir la temperatura del vapor que ingresa a la carcasa para obtener el condensado, el cual es almacenado en el hotwell, que es un contenedor en la parte inferior del condensador para después bombear el agua hacia la caldera de recuperación. El agua de enfriamiento, después de pasar por el condensador de superficie, aumenta su temperatura y esta agua caliente no es útil, por lo que es necesario una torre de enfriamiento para reducir la temperatura del agua de enfriamiento, esta torre de enfriamiento admite el agua caliente en la parte superior para pulverizarla y con ayuda de un ventilador de inducción, el aire circula de la parte inferior de los costados de la torre hacia arriba para enfriar el agua mediante la evaporación de parte del agua pulverizada y extraer el calor. Para aumentar la superficie de contacto del aire-agua se utilizan rellenos compuestos de láminas de PVC termoformado, donde al agua desciende por los canales de relleno y se encuentra con el aire ascendente que pasa por todo el relleno y retira el vapor de agua para eliminar el calor, siendo así, que al agua enfriada cae en el tanque de recolección de la torre. La salida del aire es por la parte superior de la torre, donde se extraen pequeñas gotas de agua y para evitar dispersar estas gotas en el exterior, se instala un separador de gotas antes de la salida de la corriente del aire, el propósito de esta sección es que las pequeñas gotas de agua del aire saturado choquen contra las paredes y se aglutinen para aumentar su volumen y por gravedad, caer hacia el tanque de recolección; debido al principio de funcionamiento de la torre, es necesario contar con agua de reposición para aportar al circuito. Aunque este sistema no aumenta en gran medida el consumo de auxiliares, es necesario contar con mucha agua, lo cual suele dificultar el rendimiento del equipo.

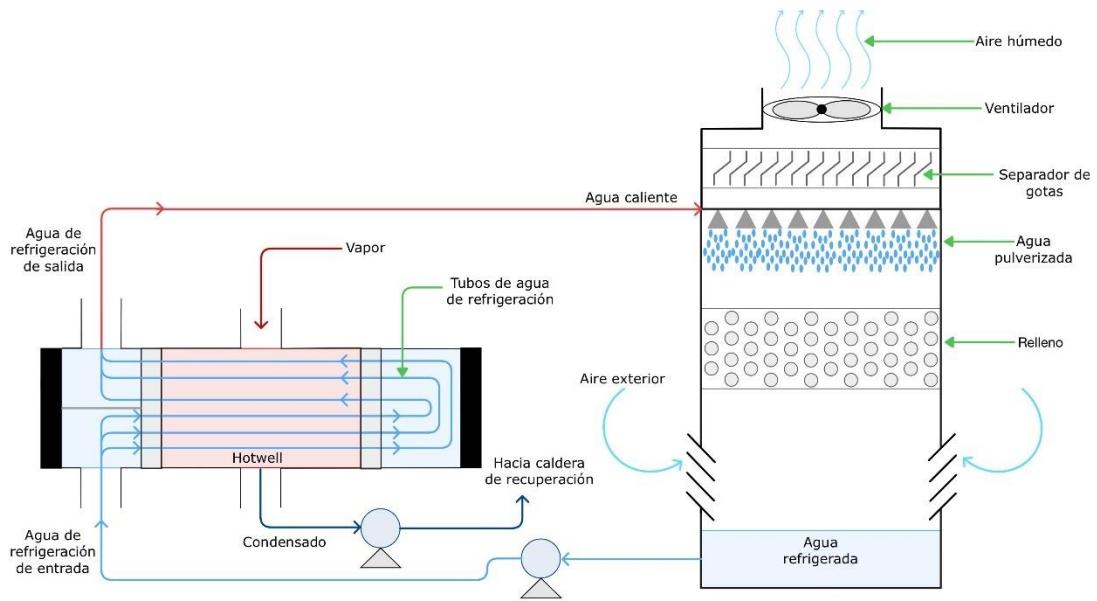


Figura 9. Condensador de superficie y torre de enfriamiento.

6. Definición del problema

El monitoreo de parámetros de operación de una central de ciclo combinado resulta esencial para prevenir y detectar problemas de confiabilidad y rendimiento térmico que afectan tanto a la disponibilidad de energía eléctrica que esta ofrece como a la eficiencia global de la central; por lo que el análisis de datos permite conocer la condición actual de la central y los problemas que presenta para plantear soluciones que mitiguen o reparen el daño con el propósito de evitar la indisponibilidad de la central, que resulta en un impacto económico para la empresa y afecta la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. En consecuencia, los softwares especializados son herramientas fundamentales para realizar el monitoreo de las centrales de una manera más eficiente y organizada; por lo que el proyecto de "Centro de monitoreo" tiene como propósito dedicar un espacio exclusivamente a la visualización de datos históricos y en tiempo real para su análisis, además de implementar herramientas que faciliten la interpretación de la información como lo son pantallas de monitoreo de rendimiento en softwares de presentación de datos, plantillas de análisis de datos con gráficas de dispersión, implementación del flujo de trabajo de software de análisis predictivo para detectar fallas incipientes de las centrales.

Las centrales de generación eléctrica tienen una relación directa con CENACE, quien regula la cantidad de energía eléctrica generada por las mismas centrales. El proceso de regulación realizado por el CENACE necesita un pronóstico de oferta de generación eléctrica entregado por cada central para el día siguiente y actualizaciones del mismo pronóstico en caso de ser necesario; este proceso interno de la obtención del pronóstico de capacidad de generación eléctrica de cada central combinaba metodologías tanto empíricas como con modelos matemáticos, siendo así que la oferta realizada podría ser errónea, lo que

generaría una subestimación causando un impacto económico a la empresa o, una sobreestimación causando problemas con el CENACE por incumplir la cantidad de energía eléctrica ofertada, por lo que el proyecto sobre “Modelos de predicción de capacidad de generación eléctrica” surge como una solución para estandarizar el proceso de la obtención del pronóstico de oferta para todas las centrales, permitiendo automatizar el proceso y logrando que la oferta obtenida sea con la mayor exactitud posible utilizando un modelo térmico ajustado a la condición actual de la central.

7. Metodología utilizada

7.1 Centro de monitoreo

Este proyecto tiene como objetivo el uso y desarrollo de herramientas que permitan dar seguimiento al rendimiento térmico y confiabilidad de las centrales de ciclo combinado para localizar puntos de optimización energética o problemas que afectan a la eficiencia del ciclo, además de detectar problemas que afectan la disponibilidad de la central para plantear acciones que mejoren la condición de la central.

7.1.1 Rendimiento térmico

El análisis de rendimiento térmico se enfoca en dos principales indicadores para conocer la condición actual de las centrales:

- Generación neta

La generación neta de energía eléctrica de una central termoeléctrica es la cantidad de electricidad suministrada al sistema eléctrico, una vez descontado el consumo de auxiliares necesarios para la operación y funcionamiento de la propia central.

- Heat rate

El heat rate o consumo específico de combustible indica la eficiencia de una central termoeléctrica para transformar el combustible en electricidad, es decir, el heat rate denota la cantidad de energía térmica en forma de combustible utilizada para generar una unidad de energía eléctrica; por lo tanto, un valor bajo de heat rate indica una alta eficiencia energética. Para calcularlo se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Heat Rate} = \frac{\dot{m}_{\text{combustible}} \cdot LHV}{\text{Generación neta}} \cdot 3,600 \quad [1]$$

Donde:

$\dot{m}_{\text{combustible}}$ es el flujo másico de combustible indicado en $\frac{kg}{s}$.

LHV es el poder calorífico inferior del combustible indicado en $\frac{kJ}{kg}$.

Generación neta es la energía eléctrica neta producida en la central indicada en kW .

El factor de 3,600 es utilizado para la conversión de segundos a horas.

Realizando el análisis dimensional de la ecuación:

$$\text{Heat rate} = \frac{\frac{kg}{s} \cdot \frac{kJ}{kg}}{kW} \cdot \frac{s}{h} \quad [2]$$

$$\text{Heat rate} = \frac{kJ}{kWh} \quad [3]$$

En la industria energética, se utilizan BTU (*British Thermal Units*) como unidad en lugar de kJ (*kiloJoules*) para indicar la cantidad de energía necesaria, por lo que se añade un factor de conversión de unidades a la ecuación, este factor corresponde a $1 kJ = 0.947817 BTU$.

$$\text{Heat rate} = \frac{kJ}{kWh} \cdot 0.947817 \frac{BTU}{kJ} \quad [4]$$

$$\text{Heat rate} = \frac{BTU}{kWh} \quad [5]$$

Estos indicadores de rendimiento térmico son afectados por las condiciones ambientales, como lo son la presión atmosférica del sitio, temperatura ambiente y humedad relativa, ya que las turbinas de gas

son máquinas volumétricas que dependen de los cambios en el flujo másico de aire de entrada. Un aumento en la altitud implica una disminución en la densidad del aire, lo que a su vez disminuye la cantidad de combustible inyectado, afectando la potencia de salida de la turbina; con un aumento de temperatura del aire de entrada del compresor también se genera una disminución de la densidad del aire, lo que disminuye el flujo másico de aire, afectando la generación de la turbina de gas. En ambos casos, la disminución de generación de la turbina de gas tiene un impacto significativo en la eficiencia global del ciclo, siendo así que el heat rate aumenta. Monitorear parámetros que influyen en el rendimiento de la central resulta fundamental para prevenir problemas mayores.

7.1.1.1 Sistema de gestión de datos operativos

Un sistema de gestión de datos operativos es una herramienta utilizada en diversos tipos de industria, que permite recopilar, almacenar, organizar, visualizar y analizar todos los datos generados por los equipos principales y auxiliares de una central de ciclo combinado. Tiene como objetivo ser una fuente de información en tiempo real y también, poder acceder a datos históricos almacenados en un servidor para ser utilizado en análisis de tendencias, apoyo en toma de decisiones, monitoreo de parámetros y presentación de información. Este sistema funciona con una recolección automática de datos desde los sensores, equipos, controladores (PLCs y DCS), SCADA e instrumentos diversos distribuidos en la planta; para después, almacenar estos datos en un servidor, donde se permite la visualización de la información en tiempo real por medio de tablas, gráficas, tendencias y dashboards accesibles desde el cuarto de control de la planta y de manera remota. Una de las principales funcionalidades de este tipo de herramientas es la integración con softwares de análisis de datos,

permitiendo la extracción de la información por medio de las etiquetas de las señales para descargar datos operativos en un periodo de tiempo determinado.

7.1.1.2 Análisis de tendencias

Una de las herramientas que ofrecen los sistemas de gestión de datos operativos, es un software de visualización de los datos almacenados en el servidor de la planta; este software es utilizado para representar tendencias de variables del proceso respecto al tiempo, lo que permite analizar datos en tiempo real, así como datos históricos para detectar variaciones en los parámetros operativos del proceso.

Es por esto, que una de las principales actividades en el Centro de Monitoreo fue realizar un mapeo de los KKS (etiquetas de las señales de los datos operativos que se encuentran en el servidor de cada planta) que tienen una relación directa con la eficiencia energética del ciclo. Este mapeo de señales incluyó las señales de ciclo combinado completo, condiciones ambientales y las señales de los cuatro equipos principales, tales como turbina de gas, caldera de recuperación (HRSG), turbina de vapor y sistema de condensado, que puede ser aerocondensador o torre de enfriamiento. Las señales obtenidas fueron las siguientes:

- Ciclo combinado: Potencia bruta, potencia neta, consumo de auxiliares, cálculo de heat rate global. También se monitorean las condiciones ambientales como temperatura ambiente y humedad relativa.
- Turbina de gas: Potencia de la turbina, cálculo de heat rate por turbina, flujo másico de combustible, flujo másico de aire, posición de los IGV, presión diferencial de filtros, estatus de enfriador evaporativo, estatus de máxima carga, temperatura de entrada del compresor, temperatura

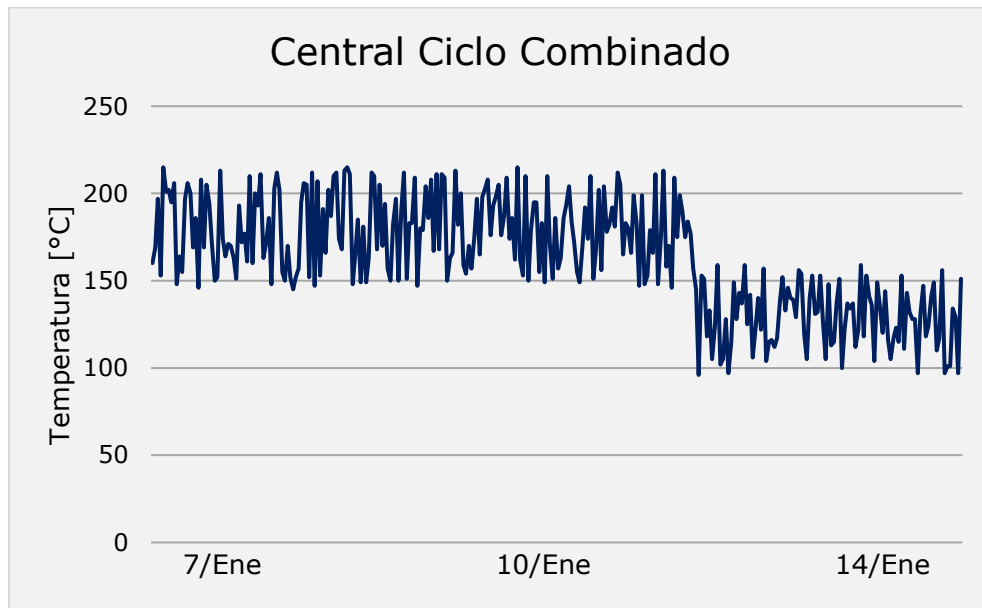
y presión de descarga del compresor, flujo y temperatura de gases de escape.

- Caldera de recuperación (HRSG): Flujo, temperatura y presión de vapor, flujo del quemador de ducto, eficiencia de la caldera y temperatura de gases de chimenea, presión, temperatura y posición de la válvula de bypass de alta, media y baja presión.
- Turbina de vapor: Potencia de la turbina, flujo másico, temperatura y presión del cuerpo de la turbina de alta, media y baja presión.
- Sistema de condensado
 - Aerocondensador: Presión de condensador y cantidad de ventiladores en servicio.
 - Torre de enfriamiento: Presión de condensador, temperatura del agua de entrada, temperatura del agua de salida y la temperatura del condensado.

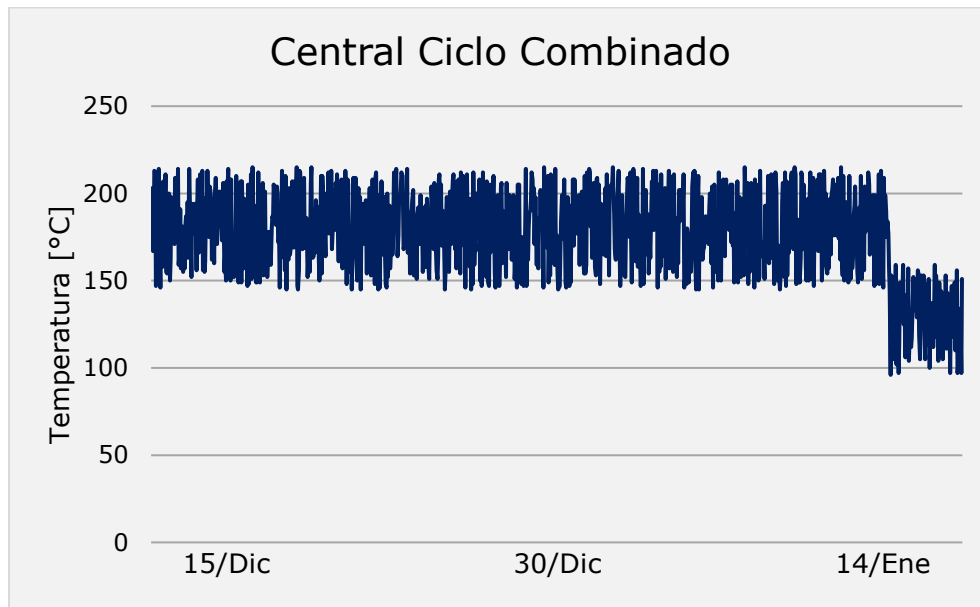
Con los KKS encontrados en el mapeo de señales, se crearon pantallas de monitoreo de rendimiento en el software de visualización de datos, las cuales están compuestas de gráficas de tendencias de los principales parámetros operativos; con el propósito de realizar análisis y conocer el estado actual de la planta, además de mejorar la accesibilidad de la información de cada una de las centrales e identificar desviaciones de las variables.

Los ejemplos e información mostrada a continuación fueron obtenidas por medio de funciones de números aleatorios, las cuales fueron ajustadas con la experiencia y conocimiento adquirido para crear las gráficas de tendencias y dispersión que permitieran explicar distintas situaciones.

Para ejemplificar, la Gráfica 2 muestra una gráfica de tendencia de una temperatura correspondiente a un equipo principal de la central de ciclo combinado en un periodo de 7 días, donde se observa un rango operativo y en una fecha específica se tuvo una disminución de este parámetro, lo que indica que hubo un problema en el equipo que generó esta nueva condición operativa, la cual podría implicar problemas en la generación neta de la planta o disminución de la eficiencia térmica de algún equipo principal; es por esto que se revisan los datos históricos de la señal (Gráfica 3) para entender si esta disminución podría implicar una condición operativa normal o representa un problema real, el cual necesitaría atención en planta para corregir la condición operativa.

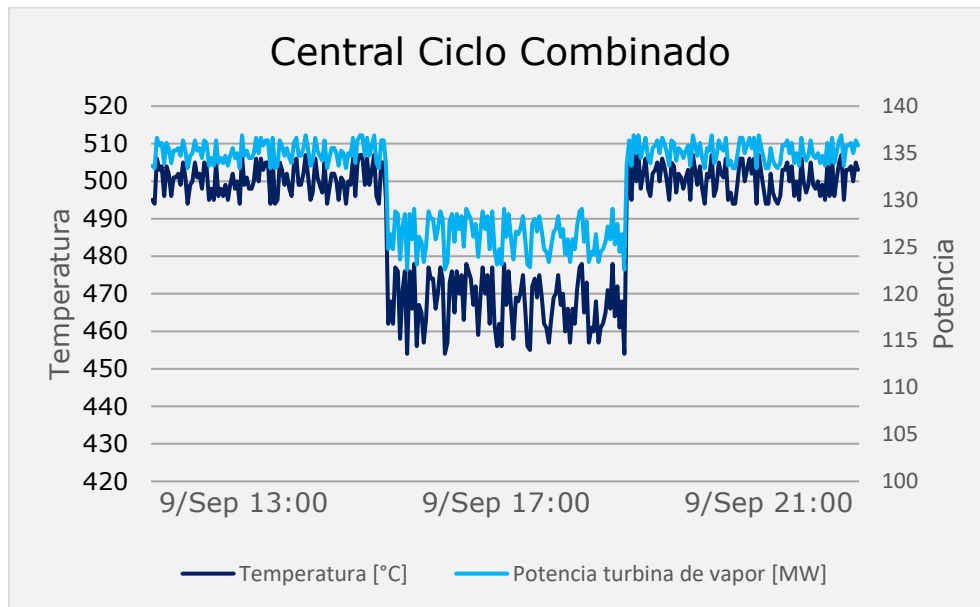


Gráfica 2. Tendencia de 7 días.



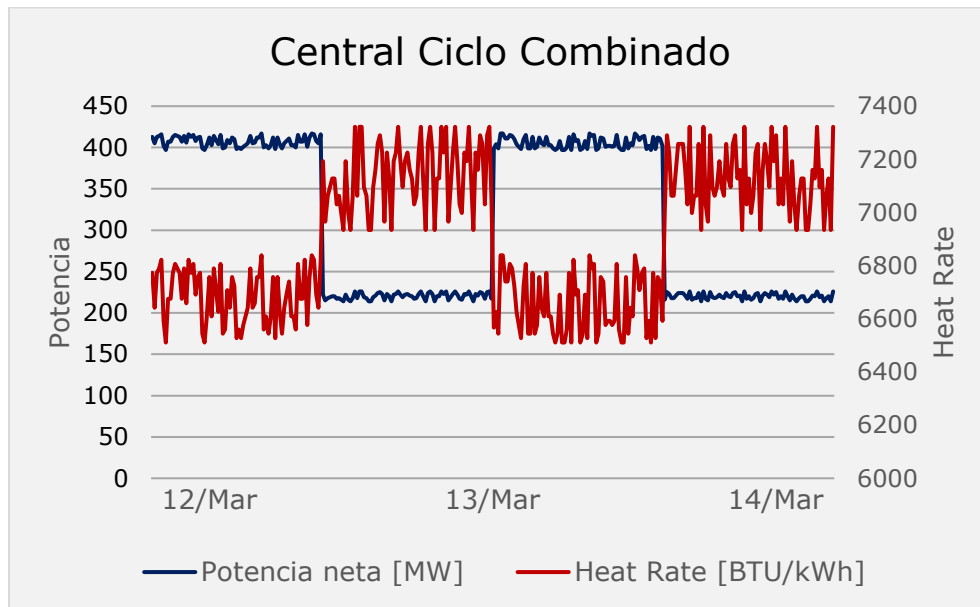
Gráfica 3. Tendencia de 30 días.

Otro de los propósitos de las pantallas de monitoreo de rendimiento es colocar dos o más tendencias en una misma gráfica para establecer correlaciones y patrones entre las variables establecidas. Para ejemplificar, la Gráfica 4 muestra una gráfica de tendencia de dos señales, la primera señal es la temperatura del vapor que sale de la caldera de recuperación (HRSG) y la segunda señal es la potencia generada por la turbina de vapor, en esta gráfica se observa que al disminuir la temperatura del vapor, la generación de la turbina también disminuye, esto se puede generar por problemas directos en sitio como fugas en la caldera de recuperación que impacta en las condiciones de vapor, disminución de la temperatura de gases de escape de la turbina de gas por problema con la unidad o apertura de válvula de bypass para disminuir la generación neta por instrucción de CENACE.



Gráfica 4. Tendencia de turbina de vapor.

Una de las relaciones más importantes para monitorear el rendimiento térmico es la que existe entre la potencia neta de la central con el heat rate, es decir, la relación entre la cantidad de energía generada con la eficiencia térmica que tiene la central. La Gráfica 5 muestra la gráfica de tendencia de estas dos señales, donde se observa que la relación es inversa. Cuando las turbinas de gas se encuentran a máxima carga, donde se tiene una temperatura de flama adecuada para mejorar su eficiencia, el consumo de gas es optimizado, pero a su vez, la temperatura de gases de escape aumenta, lo que mejora las condiciones del vapor generado en la caldera de recuperación e impacta directamente en la potencia de la turbina de vapor; es por esto, que la generación neta de la planta aumenta y el heat rate disminuye; en resumen, a una mayor carga se tiene la mejor eficiencia térmica del ciclo.



Gráfica 5. Relación entre potencia y heat rate.

Estas gráficas de tendencia permiten entender el comportamiento de la central en un periodo de tiempo específico para realizar análisis que son útiles para comprender situaciones que ocurren durante la operación de la central; como puede ser el disparo de la unidad, donde estas gráficas de tendencia sirven como línea de tiempo para identificar las causas que generaron el disparo y también los efectos que tiene en los equipos dependientes.

7.1.1.3 Análisis de datos con gráficas de dispersión

Una gráfica de dispersión es una representación visual que muestra la relación entre dos variables numéricas, que permiten analizar los efectos que las variables tienen entre sí. En el Centro de Monitoreo es un método para realizar análisis de rendimiento térmico e identificar los efectos de los parámetros operativos tienen sobre la generación neta y eficiencia del ciclo, así como para comparar variables del ciclo y establecer patrones. Estas gráficas de dispersión también permiten encontrar problemas o desviaciones donde se generen pérdidas de eficiencia o potencia comparando dos periodos

de tiempo en una misma gráfica; esto es útil cuando se tiene un mantenimiento y se espera una mejora de eficiencia en ciertos equipos, crear estas gráficas comparando antes y después del mantenimiento permite estimar la mejora de generación neta o de eficiencia, pero también permite estimar las pérdidas generadas por un problema en uno de los equipos principales que afectan el rendimiento térmico de la central.

Para crear estas gráficas de dispersión, se utilizó el sistema de gestión de datos operativos, que permite agregar un complemento a una hoja de cálculo para extraer los datos operativos del servidor de la planta en un periodo de tiempo específico, así como para obtener valores promedio, máximos y mínimos para analizar puntualmente la información necesaria.

El mapeo de señales realizado sirvió para tener las etiquetas de los datos necesarios para estas gráficas de dispersión, con lo que se generó una plantilla para la extracción de datos, es decir, una tabla donde se colocan las etiquetas de los datos a analizar, así como el nombre de la etiqueta y unidades. El sistema de extracción de datos permite descargar estos datos en la tabla indicando información como el servidor de la planta, fecha de inicio del periodo de consulta, fecha de término del periodo de consulta, salto de tiempo entre consulta de datos, etiquetas de datos a extraer y casilla para colocar los datos; la Figura 10 muestra una tabla genérica para la descarga de datos.

B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Fechas	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades
	Etiqueta 1	Etiqueta 2	Etiqueta 3	Etiqueta 4	Etiqueta 5	Etiqueta 6	Etiqueta 7	Etiqueta 8	Etiqueta 9	Etiqueta 10
	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre
01/06/2025 00:00										
01/06/2025 00:10										
01/06/2025 00:20										
01/06/2025 00:30										
01/06/2025 00:40										
01/06/2025 00:50										
01/06/2025 01:00										
01/06/2025 01:10										
01/06/2025 01:20										
01/06/2025 01:30										
01/06/2025 01:40										
01/06/2025 01:50										
01/06/2025 02:00										
01/06/2025 02:10										
01/06/2025 02:20										
01/06/2025 02:30										
01/06/2025 02:40										
01/06/2025 02:50										
01/06/2025 03:00										

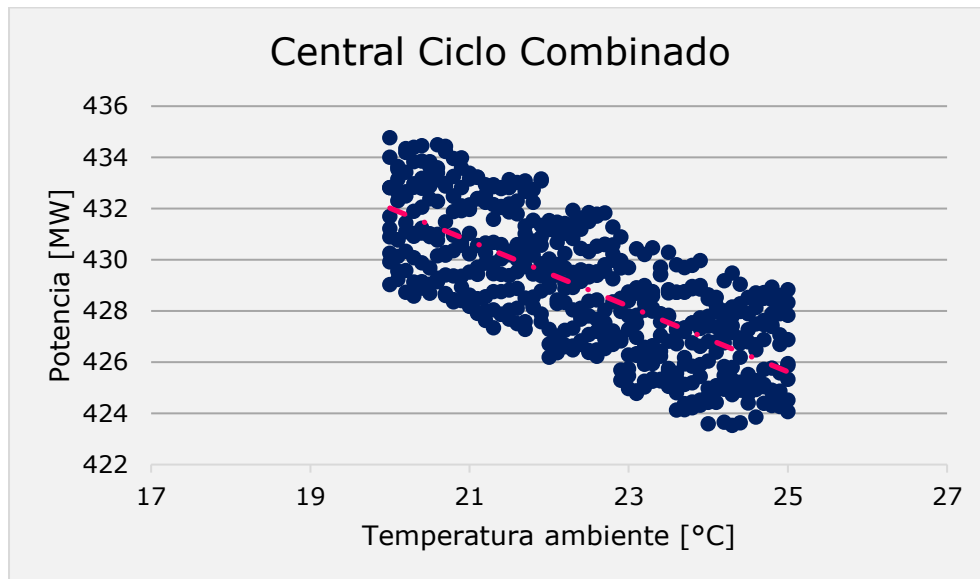
Figura 10. Tabla de datos.

Colocar los valores de los parámetros operativos en una tabla de una hoja de cálculo permite añadir filtros para tener un análisis comparativo más adecuado, los filtros utilizados son:

- Estatus de máxima carga de las turbinas de gas.
- Un rango de temperatura ambiente y humedad relativa.

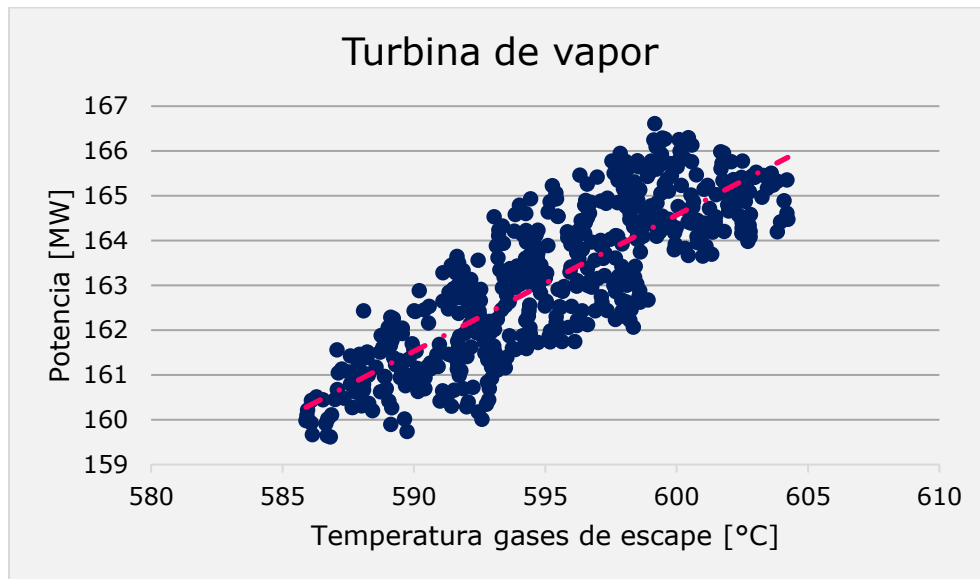
En caso de que se necesite un análisis más específico, ya sea de un equipo o condición, se puede colocar un filtro que ajuste la comparación necesaria, estos filtros pueden un rango de generación neta, generación de turbinas de gas, turbina de vapor, temperatura de entrada al compresor, temperatura de salida de gases de escape o presión de condensador por mencionar algunos. Para construir las gráficas, se utilizaron gráficas de puntos de dispersión, donde en el eje X y eje Y, se colocan las dos variables que interese analizar, además, se coloca la línea de tendencia que permite visualizar y comprender el comportamiento que tienen estas dos variables.

La Gráfica 6 muestra la relación que existe entre la temperatura ambiente y la potencia neta de la planta, donde se puede observar que, a una mayor temperatura ambiente, la potencia neta disminuye; es decir, la generación neta es inversa a la temperatura ambiente, lo que permite establecer un rango de generación de la planta según la temperatura ambiente que se tenga y para este caso, se analiza en un rango de temperatura promedio que se tiene durante el periodo de tiempo establecido para así, tener un estimado de generación neta cuando las condiciones ambientales sean cercanas a las analizadas.



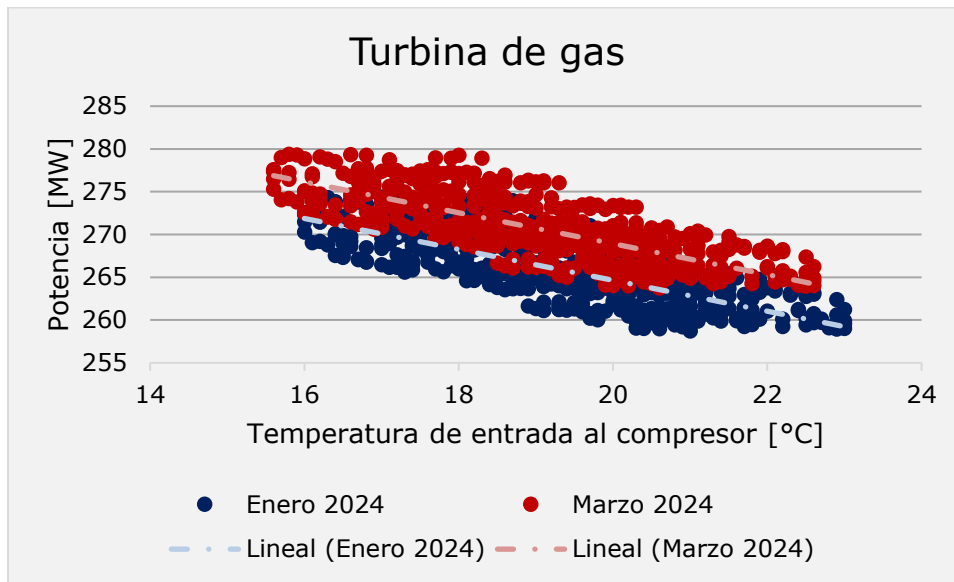
Gráfica 6. Gráfica de dispersión.

La Gráfica 7 muestra la relación que existe entre la temperatura de gases de escape de la turbina de gas con la potencia de la turbina de vapor, donde se observa que, cuando la temperatura de los gases de escape aumenta, la potencia de la turbina de vapor también aumenta, por lo que hay una relación directa entre estos dos parámetros debido a que la temperatura de los gases de escape tiene un impacto directo en la eficiencia de la caldera de recuperación, donde se genera el vapor utilizado por la turbina, por tanto, mientras mayor sea la temperatura de los gases de escape, las condiciones del vapor mejoran para aumentar la generación de la turbina de vapor.



Gráfica 7. Gráfica de dispersión.

Como se menciona, estas gráficas permiten comparar dos periodos de tiempo para identificar tanto mejoras como pérdidas en los parámetros principales de operación de los equipos de la central; la Gráfica 8 muestra dos periodos de tiempo, el primero como Enero 2024 antes de un mantenimiento mayor de la turbina de gas y Marzo 2024 después del mantenimiento, en esta gráfica se observa que, en un mismo rango de temperatura de entrada del compresor, la generación de la turbina de gas tuvo una mejora debido al cambio de filtros del compresor, lavado del compresor y cambio de álabes de la turbina, así como una optimización de la temperatura de flama para aumentar la potencia de la turbina.



Gráfica 8. Gráfica de dispersión comparativa.

7.1.2 Monitoreo de confiabilidad

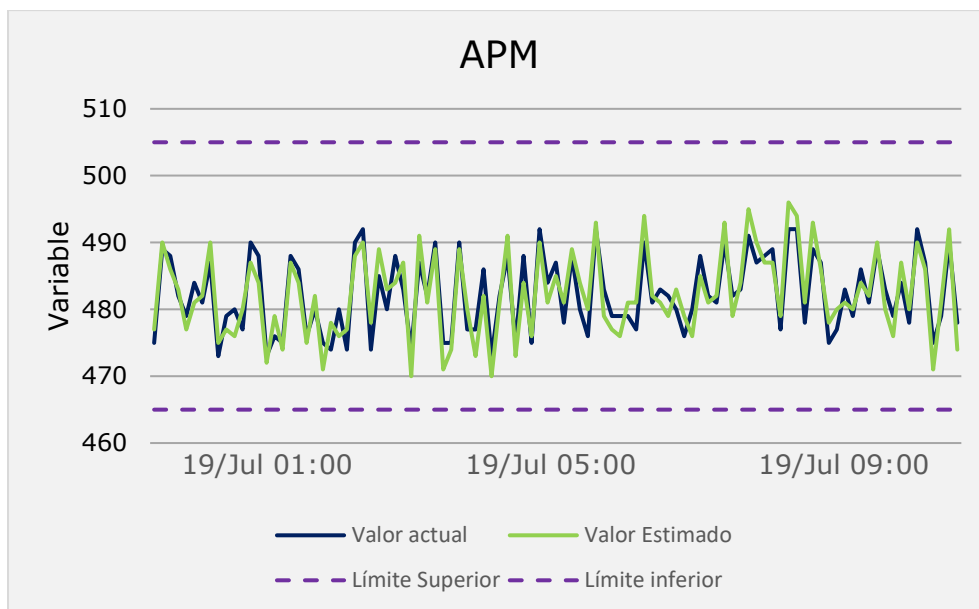
La confiabilidad de una central de ciclo combinado hace referencia a la disponibilidad que ofrece la planta, es decir, a la generación de energía eléctrica continua, disminuyendo las interrupciones y previniendo las fallas que causen indisponibilidad, ya que, una falla en uno de los equipos principales podría generar un disparo impactando económicamente a la empresa y disminuiría la cantidad de energía disponible en Sistema Eléctrico Nacional, por lo que el monitoreo de confiabilidad resulta fundamental para detectar y prevenir problemas incipientes que podrían escalar a un problema mayor en la central y a su vez, reducir costos en mantenimientos no programados definiendo actividades a realizar en un mantenimiento preventivo para corregir las desviaciones antes que generen el problema y en todo caso, definir los trabajos necesarios durante un mantenimiento correctivo; de modo que en el Centro de Monitoreo se utiliza un software de análisis predictivo para detectar estas fallas de manera más eficiente y organizada, permitiendo establecer actividades para el monitoreo de confiabilidad.

7.1.2.1 Asset Performance Management

Debido a la cantidad de datos operativos en una central de ciclo combinado, el monitoreo de las desviaciones de los parámetros de todos los equipos resulta complicado, por lo que realizar el monitoreo de confiabilidad en un sistema de gestión de datos operativos no es la opción más eficiente; siendo así y con la digitalización actual, una de las herramientas más utilizadas en la industria es un Asset Performance Management (APM) o Gestión de Rendimiento de Activos, un APM es una herramienta utilizada en la industria con el propósito de optimizar los activos de una empresa y contribuye a alcanzar los objetivos de rendimiento, confiabilidad y seguridad establecidos por la empresa para cada central, además tiene como intención aumentar la eficiencia del activo, así como incrementar la disponibilidad del mismo y poder maximizar el rendimiento económico de la organización. La implementación de un APM permite ser una herramienta de apoyo en la toma de decisiones, ejecución de proyectos y mejora constante de la operación para gestionar estrategias y flujos de trabajo que incluyan actividades de la operación diaria de la central con el apoyo directo de un APM.

El APM funciona recolectando todos los datos operativos de la central directo del cuarto de control para almacenarlos en un servidor para posteriormente introducirlos a un modelo matemático que permite generar un valor estimado según se tengan los datos históricos que indican la variación y comportamiento de los parámetros en distintas condiciones de operación; el valor estimado generado por un APM sirve como una guía para compararlo en tiempo real con el valor actual medido en planta, por lo que, el valor estimado indica como debería estar operando la central y si existe una diferencia significativa entre el valor estimado y el valor actual, se genera una alerta, que significa que el parámetro está desviado del valor estimado, lo que indicaría un posible problema de un equipo principal o auxiliar, por lo que se analiza la información recibida en la alerta y toda la que se considere necesaria

para determinar si es un problema real que se debe comunicar con el personal de planta o es una condición operativa normal. En la Gráfica 9 se muestra un ejemplo genérico de la gráfica de tendencia de un APM, donde se observa el valor estimado, el valor actual y los límites superior e inferior establecidos como valores máximos y mínimos de operación de los equipos de la central.



Gráfica 9. APM.

7.1.2.2 Flujo de trabajo

El flujo de trabajo de un APM es parte fundamental para maximizar el uso de la herramienta debido a la cantidad de información disponible en el software para cada central, por lo que se deben organizar y asignar actividades para el uso de un APM. El Diagrama 1 muestra el flujo de trabajo implementado en el Centro de Monitoreo, el cual tiene como objetivo definir la secuencia de pasos a seguir durante el monitoreo de las alertas recibidas, análisis de información, creación y gestión de casos de discusión con planta,

consulta de entrenamiento del valor estimado, definición de estatus del caso y el seguimiento de alertas y casos en monitoreo.

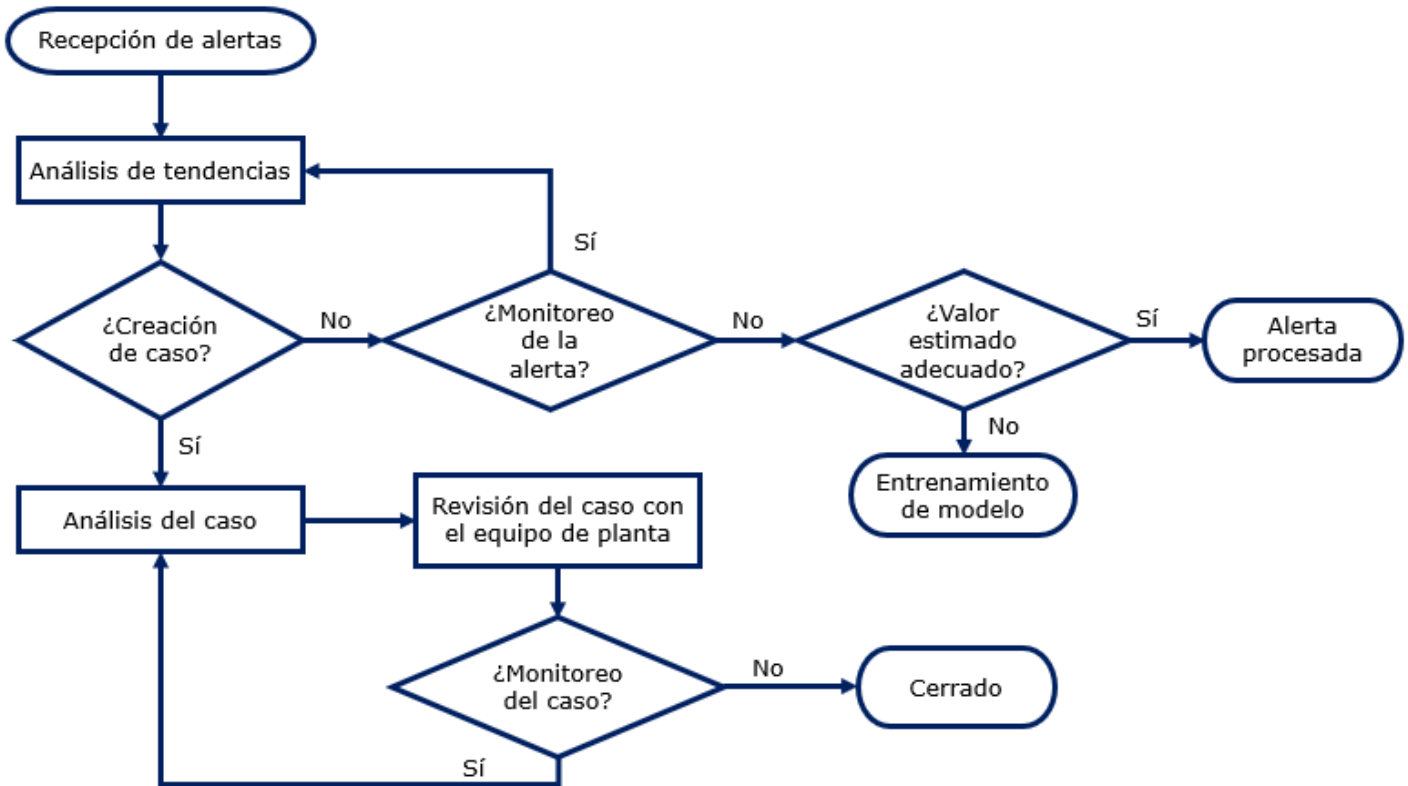


Diagrama 1. Flujo de trabajo.

7.1.2.3 Monitoreo de alertas

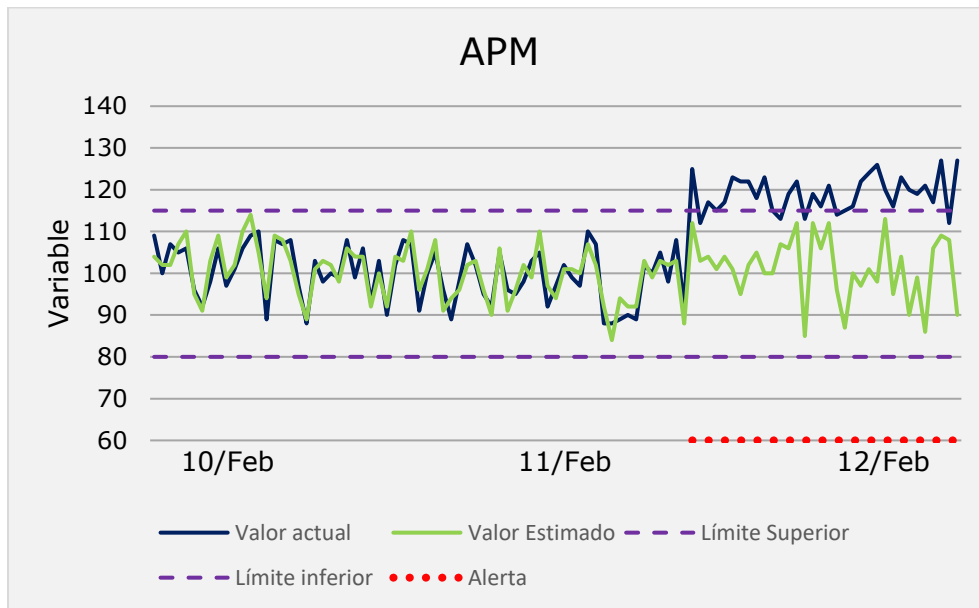
Las alertas recibidas en APM deben tener un tratamiento según sea la condición de cada alerta, es decir, se asigna un estatus y disposición que indican cuales son las acciones que esta alerta estará recibiendo para procesarla y así, establecer si la alerta es una condición operativa para generar un caso de discusión con el equipo de las centrales y entender la causa del problema o si es una condición operativa normal.

Las alertas vienen indicadas como un punto rojo en la parte inferior de la gráfica de tendencia del parámetro operativo que se analice, este punto rojo

indica exactamente donde se generó la alerta, lo que permite colocar más gráficas de tendencias y establecer patrones en el comportamiento de las señales analizadas por las alertas. Las alertas son generadas por dos principales razones:

- Medición fuera de los límites establecidos.

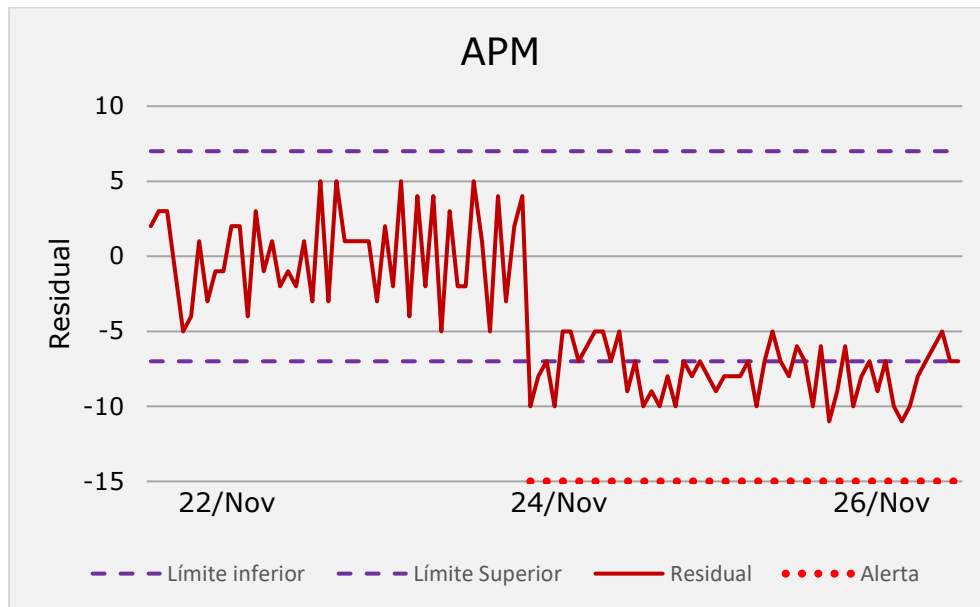
Cada parámetro operativo tiene un rango de operación que se considera adecuado, si el valor actual cruza el límite superior o inferior, se genera una alerta para indicar que la medición está fuera del rango de operación como se observa en la Gráfica 10.



Gráfica 10. Alerta.

- Desviación entre el valor actual y el valor estimado.

La diferencia entre el valor actual y el valor estimado se observa puntualmente con la gráfica del valor residual, esta tendencia indica la desviación entre ambos valores, donde se tiene un límite superior e inferior y, si la diferencia supera cualquiera de estos límites, se genera la alerta como se observa en la Gráfica 11.

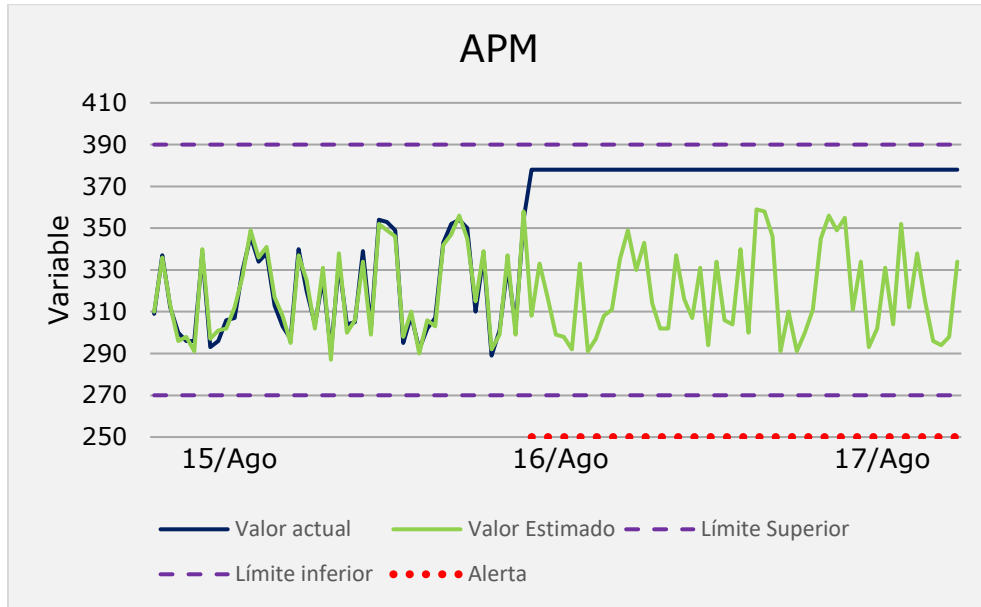


Gráfica 11. Valor residual.

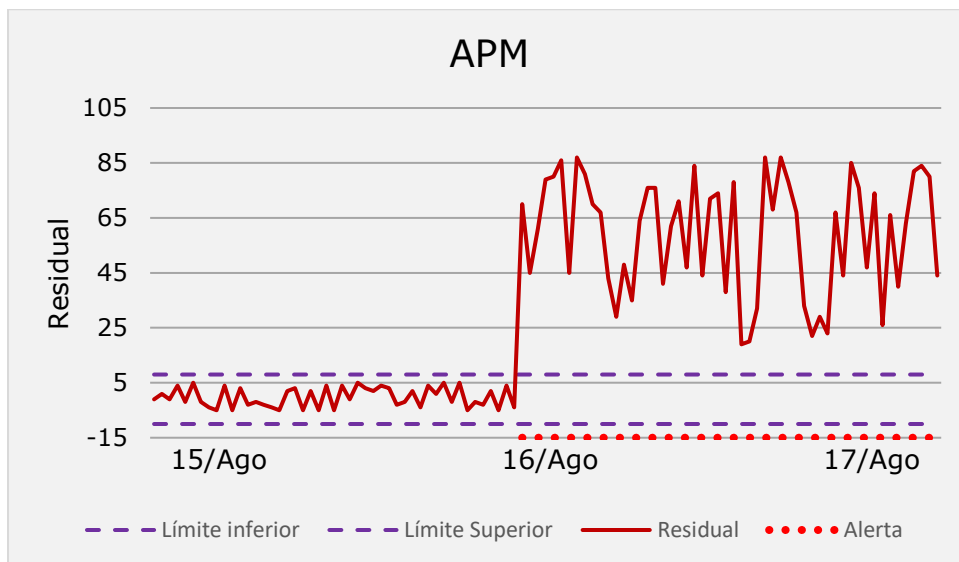
El tratamiento para cada alerta se decide por medio de un análisis de tendencias de los parámetros operativos involucrados con el propósito de identificar la causa de la creación de la alerta. Algunas causas más comunes son:

- Medición errática o pérdida de la señal
 Estas alertas se caracterizan por tener un cambio súbito y mantener una medición anormal de la señal como se observa en la Gráfica 12 y, aunque no se superó el límite establecido, la diferencia entre el valor actual que es plano genera una diferencia en el valor residual, lo que genera la alerta como se observa en la Gráfica 13; también son generadas por intermitencia de la señal y problemas de conectividad como se observa en la Gráfica 14. Estas alertas son causadas principalmente por un sensor dañado o una falta de calibración de este, por lo que es necesario abrir un caso para revisar el problema del sensor con el equipo de planta y entender si este sensor puede ser remplazado durante la operación de la central o es

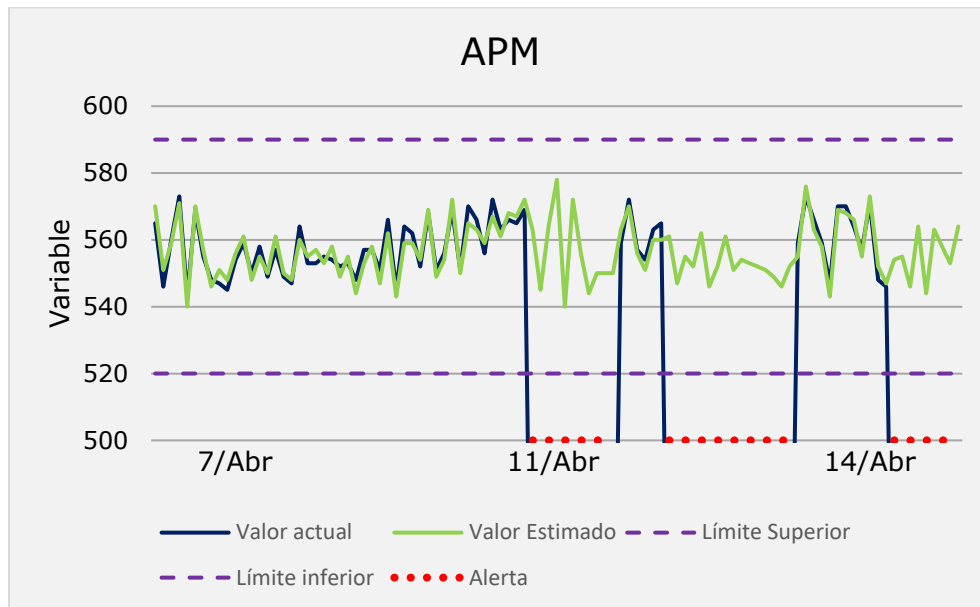
necesario programar la actividad para un mantenimiento donde el equipo esté fuera de servicio.



Gráfica 12. Medición anormal.



Gráfica 13. Valor residual anormal.

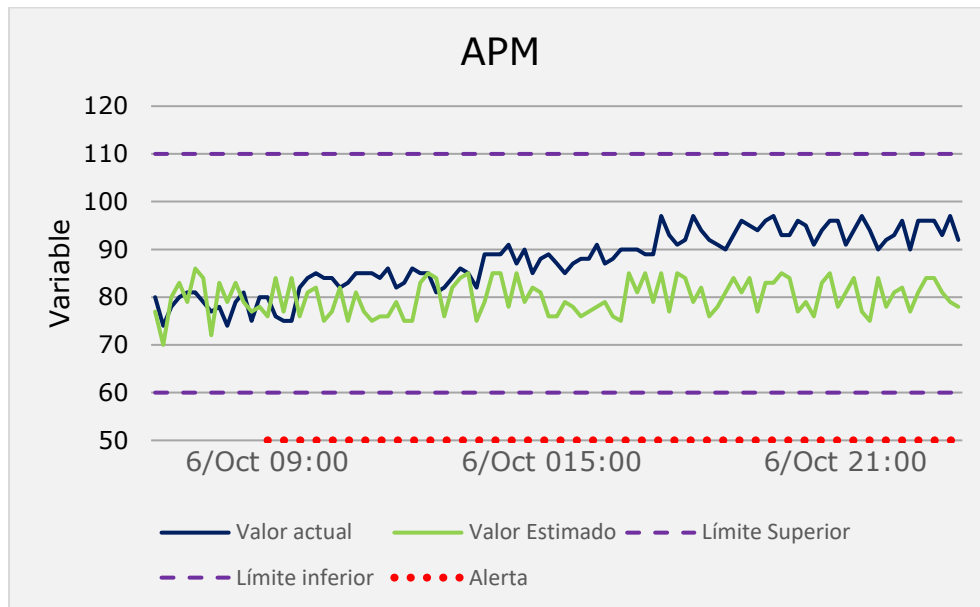


Gráfica 14. Intermittencia de la medición.

- Condición afectada por otros parámetros

Estas alertas son generadas por cambios en la medición del valor actual debido a la variación de distintos parámetros como lo puede ser la temperatura ambiente; cuando se tiene un incremento en la temperatura ambiente, diversos parámetros de operación cambian el rango donde operan. En la Gráfica 15 se observa la tendencia en un aumento de una variable debido al aumento de la temperatura ambiente por la época del año.

Estos cambios en las mediciones también pueden ser hechos intencionalmente por personal de planta para corregir o mejorar la condición de alguno de los equipos. De esta manera, conocer estas relaciones entre parámetros y los cambios que haga el personal de planta es de vital importancia para seleccionar datos que permitan entrenar el valor estimado y que, en futuras condiciones operativas similares, el valor estimado considere estas variaciones como un valor normal por cambio en distintos parámetros.



Gráfica 15. Tendencia en aumento.

Si la condición afectada es considerada anormal, ya sea afectada por temperatura ambiente u otro parámetro operativo, se debe analizar para identificar la causa de la alerta; esto se hace agregando todas las gráficas de tendencias de los parámetros operativos relacionados con la alerta para buscar patrones y correlaciones, lo que permite generar una evidencia a partir de gráficas de tendencia; esta evidencia puede incluir parámetros como:

- Potencia neta de la central
- Potencia bruta de las turbinas
- Flujo de combustible
- Flujo de aire
- Temperatura y presión de descarga del compresor
- Presión diferencial de filtros
- Vibraciones en la turbina o generador
- Temperatura y presión de aceite de lubricación
- Temperatura de los cojinetes de la turbina

- Flujo, temperatura y presión del vapor hacia la caldera de recuperación

7.1.2.4 Casos de discusión con planta

La evidencia generada durante el análisis de las gráficas de tendencias durante la revisión de alertas, permite establecer criterios de severidad de un problema real o uno que no implica una complicación para la operación de la central, por lo que, una vez que se tiene identificada la causa de la alerta con la evidencia y esta se considera relevante para la confiabilidad de la central, es necesario generar un caso con el equipo de planta para discutir y comentar lo observado en planta para definir acciones o planes para corregir el problema detectado; estas acciones pueden corresponder a cambios de partes, como los filtros de aire de la turbina de gas, reparación y/o cambios de sensores, aperturas o cierres de válvulas durante mantenimientos programados, verificación de estatus de señal en el DCS del cuarto de control de la central.

La forma de trabajo con el equipo de planta inicia generando los casos de discusión conforme se revisen las alertas para reunir la evidencia necesaria, así como comentarios que describan la condición observada dentro de la herramienta APM. Con el caso generado, este se comparte por correo electrónico y vía plataforma de comunicación al equipo responsable de planta; el equipo de trabajo de planta es designado por ellos mismos para estar en contacto y atender los casos de APM. Además de compartir los casos por medios electrónicos, se tiene una reunión semanal en línea para discutir el acumulado de los casos, donde se exponen los casos en seguimiento y los casos nuevos; esta reunión permite establecer una comunicación más directa con el equipo de sitio para definir acciones, planes de mantenimiento o comentar actualizaciones de los casos. Estas reuniones también permiten que el equipo de sitio comparta sus comentarios respecto de situaciones que

observan desde planta o información relevante para mantener un monitoreo eficiente y enfocado a los problemas indicados por el equipo de sitio.

7.2 Modelos de predicción de capacidad de generación eléctrica

Las centrales eléctricas tienen como obligación entregar al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) un pronóstico de generación eléctrica por hora para el día siguiente, así como para 7 días en adelante; esto permite al CENACE conocer la capacidad de generación eléctrica de cada central para controlar la energía producida por las mismas con el propósito de equilibrar la cantidad de energía producida con la cantidad de energía consumida al momento, esto porque la energía eléctrica no es posible almacenarla en grandes cantidades. El pronóstico entregado es sumamente importante para la empresa y para el CENACE debido a dos razones principales; si el pronóstico es una subestimación de la capacidad real que la central de ciclo combinado puede generar, implica una pérdida económica para la empresa por los *MWh* no generados, además de que el Sistema Eléctrico Nacional cuenta con una menor cantidad de energía disponible y, para el caso contrario, cuando el pronóstico es una sobrestimación de la capacidad real y al momento que el CENACE solicita tal capacidad y no se cumple, la cantidad de energía disponible para el Sistema Eléctrico Nacional disminuye lo que puede causar desabasto en ciertas zonas del país, por lo que el CENACE coloca una licencia a la central como indicador de incumplimiento. Asegurar un pronóstico de generación eléctrica acertado toma relevancia para cumplir con la demanda indicada por CENACE, es por esto por lo que nace el proyecto "Modelos de predicción de capacidad de generación eléctrica", el cual tiene como objetivo estandarizar el proceso de la obtención del pronóstico de capacidad en las centrales de ciclo combinado, donde se utilizan herramientas

de pronóstico ambiental y modelos termodinámicos de las centrales de ciclo combinado.

7.2.1 Investigación sobre metodología utilizada en la central

Para comenzar la construcción de los modelos de predicción de capacidad, se inició con una investigación del proceso que realizaba cada sitio para adecuar el modelo a las necesidades de cada uno. Esta investigación se realizó con el apoyo del personal encargado del proceso de la obtención de la oferta de cada sitio; en estas reuniones se identificaron puntos de mejora en el proceso, ya que, en la mayoría de los casos, el personal de sitio obtenía esta oferta de manera empírica y considerando las condiciones ambientales de días anteriores o según el despacho indicado el día anterior por el CENACE, lo que generaba un grado de error alto, causando los problemas ya mencionados.

Esta investigación también permitió conocer la segregación de la energía generada en cada central, es decir, los contratos que tienen las centrales para la venta de energía eléctrica y las restricciones existentes para cumplir dichos contratos.

Con la investigación se identificaron los siguientes puntos de mejora:

- Uso de modelo termodinámico digital de la central como herramienta de cálculo y base del modelo de predicción.
- Uso de pronóstico ambiental (temperatura ambiente y humedad relativa) para aumentar la exactitud de los cálculos.
- Automatización de ciertas partes del proceso como la consulta de pronóstico ambiental y uso de fórmulas en hojas de cálculo para la obtención de la oferta.

- Creación de dos modelos; para el Mercado Día de Adelanto (MDA) y para el Mercado en Tiempo Real (MTR).

7.2.2 Herramientas utilizadas

Para la construcción de los modelos de predicción de capacidad fue necesario contar con distintas herramientas que permitieran llevar a cabo los puntos de mejora encontrados. La primera herramienta, que es la pieza central del modelo de predicción, es un modelo termodinámico digital de cada central de ciclo combinado, el cual funciona como una copia digital de los equipos que se encuentran cada en sitio con sus parámetros operativos establecidos, este modelo tiene la forma de un diagrama del ciclo. Esta herramienta permite generar cálculos para obtener la generación neta de la central según las entradas que se seleccionen y para este caso, las entradas seleccionadas son la temperatura ambiente y humedad relativa, ya que, estos parámetros cambian a lo largo del día y afectan directamente la generación de la central de ciclo combinado. Este modelo termodinámico es ajustado a las condiciones de operación de la central a máxima carga en un periodo cercano, esto con el propósito de que los resultados del modelo termodinámico sean precisos con la condición actual de la central.

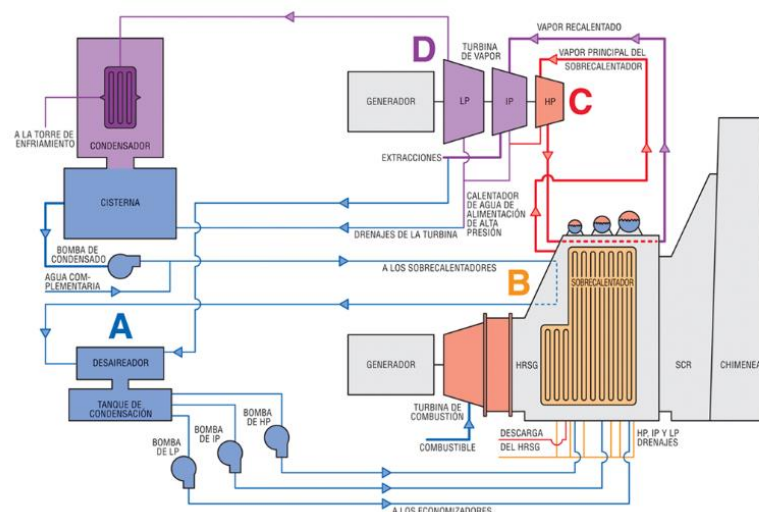


Figura 11. Diagrama ciclo combinado.

Este ajuste del modelo se realiza periódicamente por la degradación normal de los equipos o después de un mantenimiento o actividades realizadas en los equipos principales que impacten en el desempeño de estos. Los parámetros modificados durante este ajuste es la eficiencia del enfriador evaporativo, potencia esperada de la turbina de gas, temperatura y flujo de gases de escape y presión del condensador.

Una de las opciones que ofrece el modelo termodinámico digital es vincularlo a una hoja de cálculo, la cual permite realizar numerosos cálculos de potencia neta con distintas condiciones ambientales para así, realizar los cálculos y obtener un valor de potencia neta promedio para cada hora del día a partir del promedio de las condiciones ambientales del pronóstico ambiental.

Otra de las herramientas necesarias para la construcción de los modelos de predicción es un pronóstico ambiental, el cual nos permitiría crear una consulta para temperatura ambiente y humedad relativa colocando las coordenadas geográficas de cada sitio; esta consulta muestra información de estos dos parámetros para uno o para siete días según aplique para el modelo MTR o MDA. Una vez realizada las consultas de temperatura ambiente y humedad relativa, estas consultas se integraron al sistema de gestión de datos operativos con el propósito de extraer la información para cada hora hacia una hoja de cálculo por medio de los tags (etiqueta de datos) para cada dato y sitio; de esta forma es posible obtener valores máximos, mínimos y promedios por hora para utilizarlos como información de entrada hacia el modelo termodinámico en la hoja de cálculo.

7.2.3 Construcción del modelo de predicción de capacidad

La construcción del modelo de predicción inició realizando la consulta de los tags del pronóstico ambiental de la temperatura ambiente y humedad relativa, para esto fue necesario colocar información particular de cada sitio, como lo es el servidor de la central, los tags vinculados y las fechas de inicio y término de la consulta de datos; esta consulta de datos se hace obteniendo un promedio de las condiciones ambientales por hora para las 24 horas del día.

5 de febrero de 2025		Temperatura ambiente [°C]	Humedad Relativa [%]
1	00:00 - 01:00	15.90	27.00
2	01:00 - 02:00	13.20	27.95
3	02:00 - 03:00	12.70	31.90
4	03:00 - 04:00	11.60	33.90
5	04:00 - 05:00	8.99	36.95
6	05:00 - 06:00	9.20	35.90
7	06:00 - 07:00	7.50	36.80
8	07:00 - 08:00	7.10	37.90
9	08:00 - 09:00	10.70	32.90
10	09:00 - 10:00	16.50	21.94
11	10:00 - 11:00	21.20	13.95
12	11:00 - 12:00	23.90	10.50
13	12:00 - 13:00	24.80	7.80
14	13:00 - 14:00	25.70	6.50
15	14:00 - 15:00	26.20	5.90
16	15:00 - 16:00	25.20	6.00

Figura 12. Consulta de pronóstico ambiental.

El siguiente paso para la construcción de los modelos fue vincular el modelo termodinámico digital a la hoja de cálculo, en esta hoja de cálculo aparece información relacionada con el modelo termodinámico y se seleccionan los resultados, los cuales son la potencia por turbina de gas, por turbina de vapor, potencia bruta y potencia neta. Para iniciar los cálculos del modelo, se deben colocar las entradas de temperatura ambiente y humedad relativa, esto se hace referenciando las celdas donde se realizó la consulta del pronóstico ambiental (Figura 13) a las celdas correspondientes del modelo termodinámico y para correr el estudio, se presiona el botón de "Calcular".

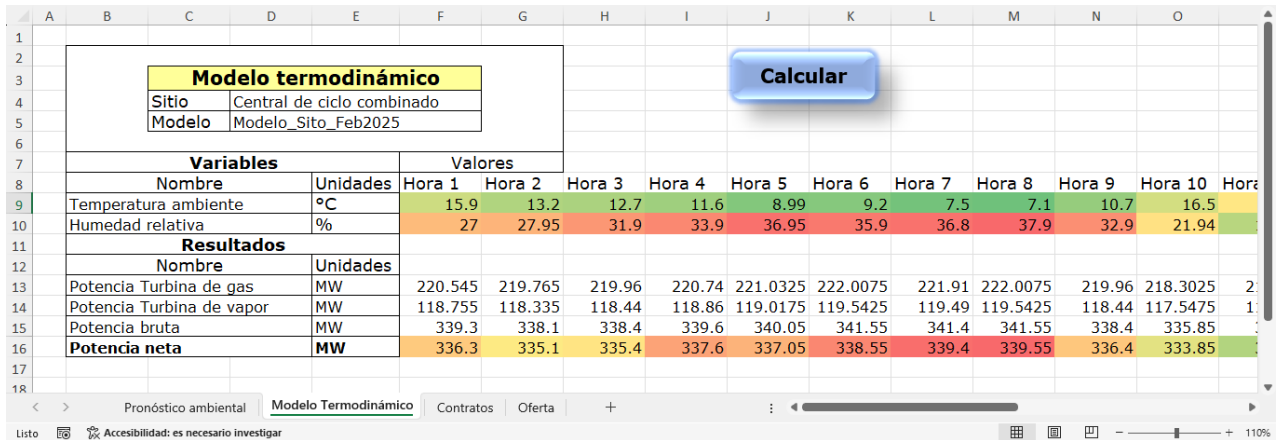


Figura 13. Modelo termodinámico.

Con los resultados del modelo termodinámico digital, el siguiente paso es realizar la segregación de la energía eléctrica por contrato que tiene la central; esto se consiguió estableciendo los límites de los contratos vigentes para colocar fórmulas que permitieran automatizar esta parte del proceso, además de obtener el excedente de energía (si aplica) para conocer la cantidad de MegaWatts [MW] que la central tendrá disponible para vender a mercado.

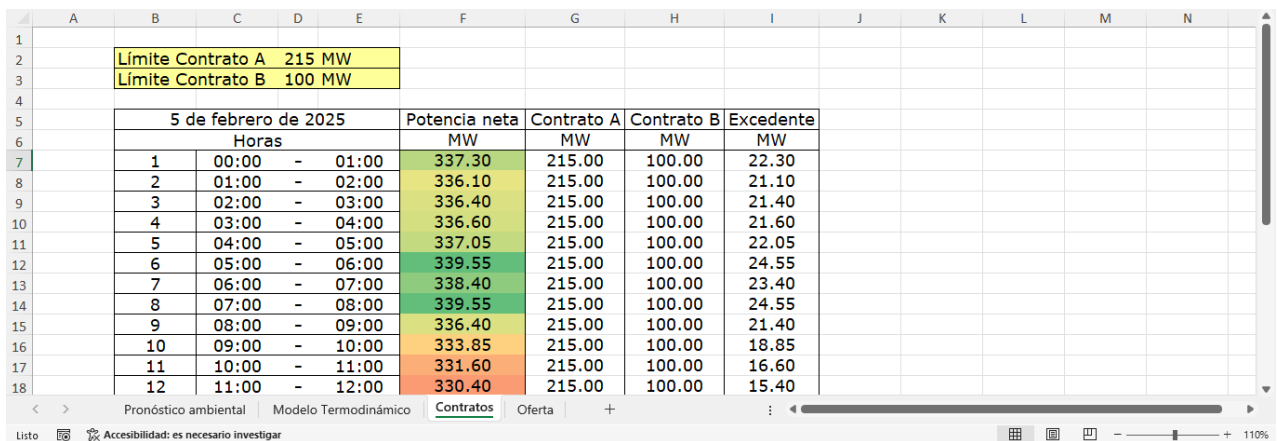


Figura 14. Segregación por contrato.

Después de realizar la segregación por contrato, la información obtenida se debe colocar en el formato establecido por CENACE para poder compartir el pronóstico de oferta.

Central de Ciclo Combinado									
Día de operación		Pronóstico de Oferta							
Hora	Horario	Temperatura ambiente	Humedad relativa	Capacidad neta	Capacidad neta para Contrato A	Capacidad neta para Contrato B	Capacidad para venta a mercado	Comentarios	
		°C	%	MW	MW	MW	MW		
1	00:00 - 01:00	15.90	27.00	337.30	215.00	100.00	22.30	N/A	
2	01:00 - 02:00	13.20	27.95	336.10	215.00	100.00	21.10	N/A	
3	02:00 - 03:00	12.70	31.90	336.40	215.00	100.00	21.40	N/A	
4	03:00 - 04:00	11.60	33.90	336.60	215.00	100.00	21.60	N/A	
5	04:00 - 05:00	8.99	36.95	337.05	215.00	100.00	22.05	N/A	
6	05:00 - 06:00	9.20	35.90	339.55	215.00	100.00	24.55	N/A	
7	06:00 - 07:00	7.50	36.80	338.40	215.00	100.00	23.40	N/A	
8	07:00 - 08:00	7.10	37.90	339.55	215.00	100.00	24.55	N/A	
9	08:00 - 09:00	10.70	32.90	336.40	215.00	100.00	21.40	N/A	
10	09:00 - 10:00	16.50	21.94	333.95	215.00	100.00	16.95	N/A	
11	10:00 - 11:00	21.20	13.95	331.60	215.00	100.00	16.60	N/A	
12	11:00 - 12:00	23.90	10.50	330.40	215.00	100.00	15.40	N/A	
13	12:00 - 13:00	24.80	7.80	328.35	215.00	100.00	13.35	N/A	
14	13:00 - 14:00	25.70	6.50	327.15	215.00	100.00	12.15	N/A	
15	14:00 - 15:00	26.20	5.90	328.90	215.00	100.00	13.90	N/A	
16	15:00 - 16:00	25.20	6.90	328.65	215.00	100.00	13.65	N/A	
17	16:00 - 17:00	25.60	7.90	331.90	215.00	100.00	16.90	N/A	
18	17:00 - 18:00	26.10	10.90	332.95	215.00	100.00	17.95	N/A	
19	18:00 - 19:00	24.70	12.96	333.75	215.00	100.00	18.75	N/A	
20	19:00 - 20:00	23.70	17.90	335.20	215.00	100.00	20.20	N/A	
21	20:00 - 21:00	21.00	19.96	334.95	215.00	100.00	19.95	N/A	
22	21:00 - 22:00	19.20	23.95	335.70	215.00	100.00	20.70	N/A	
23	22:00 - 23:00	17.90	25.40	336.90	215.00	100.00	21.90	N/A	
24	23:00 - 00:00	17.05	26.30	338.20	215.00	100.00	23.20	N/A	

Figura 15. Pronóstico de generación eléctrica.

Debido a la forma en la que se entregan los pronósticos de oferta a CENACE, el proyecto incluía realizar dos modelos exactamente iguales con la única diferencia que uno de ellos sería para el Mercado Día en Adelanto (MDA), lo que implicaba realizar la estimación de generación de energía eléctrica para los siguientes 7 días, el cual se adaptó ampliando la consulta de datos del pronóstico ambiental a siete días para realizar el cálculo de potencia neta horario para esa cantidad de días; mientras que el otro modelo sería utilizado para el Mercado en Tiempo Real (MTR), es decir, un modelo que permitiera actualizar el pronóstico de generación para el día en curso y así, aumentar la precisión de la capacidad de la central.

7.2.4 Periodo de prueba

Con ambos modelos construidos, se compartieron con el personal de sitio encargado de realizar el proceso para tener reuniones de capacitación sobre el uso de esta nueva herramienta. Una vez terminado el periodo de capacitación, se continuó con el periodo de pruebas, durante este periodo, que duró 2 semanas por sitio, el equipo de planta usó el modelo de predicción de capacidad de forma paralela a la metodología usada anteriormente con el propósito de generar una comparativa entre los resultados de ambos procesos con la potencia neta real generada en la central; esta comparativa permitió establecer que el modelo de predicción, tanto para MDA como para MTR, calculaba de manera más acertada la generación neta de la central.

8. Resultados

Las actividades realizadas formaron parte de dos proyectos que contribuyeron a la optimización de procesos e implementación de herramientas orientadas a análisis de confiabilidad y rendimiento térmico. El proyecto "Centro de monitoreo" permitió dedicar un espacio acondicionado a la visualización de datos operativos en tiempo real e históricos para realizar los análisis mencionados; esto se consiguió por medio de pantallas de monitoreo de rendimiento térmico realizadas en el sistema de gestión de datos operativos, donde se colocaron gráficas de tendencias de los parámetros relevantes del ciclo combinado con el propósito de optimizar los análisis de comportamiento de las señales para detectar variaciones en los parámetros operativos; también se realizaron plantillas para análisis con gráficas de dispersión preestablecidas por medio de la descarga de datos que ofrece el sistema de gestión de datos, el desarrollo de estas plantillas permitió optimizar el tiempo dedicado a la creación de las gráficas de dispersión para solo seleccionar el periodo o periodos a analizar y obtener de forma automática las gráficas de dispersión para realizar análisis comparativos y detectar problemas en la eficiencia de los equipos principales, esto permitió crear correlaciones entre los parámetros para enfocar los análisis a los datos que afectan la generación neta y heat rate; la última herramienta utilizada en el centro de monitoreo fue un Asset Performance Management, un software de análisis predictivo con modelos matemáticos que permitió establecer un flujo de trabajo para el uso del software y detectar problemas relacionados con la confiabilidad de los equipos, tanto principales como auxiliares, de las centrales de ciclo combinado, este software permitió detectar desviaciones y alteraciones en las señales de todos los parámetros operativos de la central para plantear acciones preventivas con el propósito de evitar indisponibilidad y en todo caso,

realizar acciones correctivas durante los mantenimientos considerando las fallas detectadas en los equipos por medio del Asset Performance Management.

Además de las actividades sobre rendimiento térmico y confiabilidad, también se realizó el proyecto “Modelos de predicción de capacidad de generación eléctrica”, los cuales tienen como propósito aumentar la exactitud del pronóstico de capacidad eléctrica que cada sitio comparte con CENACE, para desarrollar estos modelos de predicción se tuvo que ajustar un modelo termodinámico de cada planta configurando todos los parámetros de los modelos con datos reales de los equipos instalados en sitio. Estos modelos de predicción permitieron disminuir la diferencia entre lo pronosticado con la herramienta y la capacidad real de la planta hasta en 1%, además de que el ajuste del modelo termodinámico permitió contar con herramientas de cálculo para cada sitio y realizar comparaciones, estimaciones y cálculos para conocer la generación neta total o por turbina en distintos escenarios.

9. Conclusiones

Las herramientas desarrolladas e implementadas en el Centro de monitoreo establecieron un flujo y forma de trabajo para realizar análisis de rendimiento térmico y de confiabilidad que permitieron crear relaciones directas entre los parámetros operativos para hacer comparaciones con datos históricos y poder determinar el estado de la central y plantear acciones que sean atendidas durante un mantenimiento preventivo, así como para detectar problemas incipientes y evitar fallas mayores en los equipos que podrían causar la indisponibilidad de la central; los resultados de los análisis permitieron dar soporte al personal de sitio para trabajar en conjunto en la implementación de las acciones propuestas para evitar problemas mayores.

La implementación de los modelos de predicción de generación eléctrica para cada sitio optimizó el tiempo dedicado en planta a este proceso, además de aumentar la exactitud del pronóstico diario contra la capacidad real de la planta; lo que permitió contar con una herramienta de cálculo confiable para conocer la capacidad máxima de la planta a ciertas condiciones ambientales.

10. Bibliografía

1. Plataforma Nacional de Energía, Ambiente y Sociedad. (s. f.). *Planeas: Electricidad — Consumo*. CONACYT. Recuperado de <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/consumo>
2. Plataforma Nacional de Energía, Ambiente y Sociedad – PLANEAS. (s. f.). *Capacidad de generación* [página web]. Recuperado de <https://energia.conahcyt.mx/planeas/electricidad/capacidad-generacion> Energía y cambio climático
3. Enel México. (s. f.). *Generación y fuentes de energía en México* [blog]. Recuperado de <https://www.enel.mx/es/blog/conociendo-el-mercado-energetico/generacion-y-fuentes-de-energia-en-mexico> Enel
4. Çengel, Y. A., & Boles, M. A. (2012). *Termodinámica* (7ª ed.). McGraw-Hill/Interamericana Editores, S.A. de C.V.
5. Alegría, D. (2025). Centrales termoeléctricas de ciclo combinado. Lima, Perú: Autor.
6. Secretaría de Energía (SENER). (s. f.). *Inauguración de la central de ciclo combinado "Dulces Nombres II"* [Galería]. Recuperado de <https://www.gob.mx/sener/en/galerias/inauguracion-de-la-central-de-ciclo-combinado-dulces-nombres-ii>
7. CENACE. (s. f.). *¿Qué hace el CENACE?* Recuperado de <https://www.gob.mx/cenace/videos/que-hace-el-cenace>
8. Mata, M. (2024, 9 de mayo). *¿Qué es APM: Asset Performance Management?* Becolve Digital. Recuperado de <https://becolve.com/blog/que-es-apm-asset-performance-management/> Becolve Digital
9. Mogas. (s. f.). *Ciclo combinado* [página web]. Recuperado de <https://www.mogas.com/es-mx/industrias/generacion-de-energia/ciclo-combinado>