



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE SINALOA

PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

**“Diagnóstico energético antes del
mantenimiento de la U2 Central
Termoeléctrica: José Aceves Pozos”**

Jesús Abraham González burgueño

Tesina presentada como requisito parcial para obtener el título de:

Licenciado en ingeniería en energía

Asesor de Tesina:

Dr. Néstor Daniel Galán Hernández.

Mazatlán-Sinaloa, Enero del 2016

I. Dictamen de aprobación

II. Dedicatoria

De antemano estoy agradecido por el apoyo que me han brindado mis padres. Por todos los momentos en los que estuvieron cerca de mi compartiendo las experiencias más importantes de mi carrera, porque gracias a su apoyo, he realizado una de los mejores objetivos. Y ellos que me demostraron que con dedicación todo se puede lograr, porque nunca estuve solo, gracias por su confianza, su admiración y comprensión, ya que con ello pude terminar una etapa más de mi formación profesional y laboral.

III. Agradecimientos

Primeramente agradezco a Dios por haberme permitido llegar hasta donde me encuentro; porque me dio fuerza y fe para culminar con lo que se me hacía difícil terminar, al Ingeniero Crespo quien se ganó mi admiración por ser quien es, un gran ser humano, por su generosidad y dedicación al brindarme la oportunidad de recurrir a su capacidad, habilidades y experiencia en un marco de confianza y lealtad, gracias a sus consejos, ayuda y apoyo absoluto para poder desarrollar mi tesina de manera especial en cuanto a los conocimientos obtenidos; también le agradezco de antemano por haber estado orientando, y dándome recomendaciones para poder brindar un proyecto completo enfocado en la ingeniería en energía. A cada paso de mi investigación en cuanto a mi estancia en la planta. Aprendí de su manera de trabajar, su persistencia y su motivación han sido factores fundamentales para llevarme hacia un buen camino. Él ha inculcado en mí un sentido de seriedad, responsabilidad, compromiso y rigor académico, sin los cuales no podría tener una formación completa como Ingeniero en energía. Los catedráticos que me dejaron aprendizajes significativos para mi vida personal y crecimiento profesional, fue difícil el camino que tome, por lo que agradezco a las personas que me brindaron su ayuda y colaboraron en este proyecto.

A mi familia por ser mi motor y mi ejemplo a seguir, por enseñarme cosas valiosas, además de apoyarme y siempre estar conmigo en todo momento de mi carrera. Gracias a mis padres también por preocuparse por mi educación, los consejos brindados, la atención prestada, los momentos felices y amargos que pasaron conmigo, les agradezco por ser mis padres. A todos los catedráticos por hacer posible la culminación de esta etapa de mi vida, por los momentos de felicidad que nos hicieron vivir a diario, también el aprendizaje y por darme el valor para salir adelante en la adversidad.

Finalmente al Órgano Receptor, por brindarme el apoyo para llevar acabo mis prácticas profesionales dentro de la central donde desarrollé parte de mis habilidades y conocimientos además de obtener un aprendizaje exhaustivo en la generación de energía.

Si consigo ver más lejos es porque he conseguido auparme a hombros de gigantes.

Isaac Newton

IV. Resumen

El objetivo del proyecto es evaluar la eficiencia del mantenimiento e identificar las áreas de oportunidad para la mejora de la eficiencia térmica de la unidad 2 de la CT José Aceves Pozos, mediante un diagnóstico energético. El método siguiente es usado para evaluar los siguientes parámetros (comportamiento de los calentadores de alta y baja presión, mediciones termográficas para el control de temperatura y pH, pruebas del régimen térmico bruto, régimen térmico neto y régimen térmico unitario, eficiencia térmica, consumo térmico unitario, eficiencia y pérdidas de energía de la C.T José Aceves Pozos Unidad 2, para evaluar el desempeño térmico e identificar las causas de desviación de eficiencia térmica y definir las acciones de mejora además dar efecto total de la eficiencia térmica bruta y neta, obtener datos reales del régimen térmico y consumo térmico unitario. El resultado de este análisis es mejorar la eficiencia térmica en las Unidades Generadoras de electricidad en la planta”, la cual incluye una actividad proactiva el cual consiste en la realización del Diagnóstico Energético antes y después de mantenimiento, para evaluar el desempeño térmico e identificar las causas de desviación de eficiencia térmica y definir las acciones de mejora para un rendimiento y un mejor ahorro y uso eficiente de la energía, haciendo acciones correctivas que son implementadas para la mejora continua de la planta y las diversas actividades que son realizadas diariamente, asimismo obtener variables reales, como mediciones de presiones, voltaje-corriente, obtener el rendimiento energético y la eficiencia de los equipos de la unidad 2.

Palabras claves

Mantenimiento, Régimen Térmico Bruto, Generación, consumo, Eficiencia térmica.



V. Abstract

The dynamic test is evaluate the maintenance efficiency and identify areas of opportunity efficiency to improve the thermal efficiency of the unit 2 of the CT José Aceves Pozos, by an energy diagnosis. The following method is use to evaluate the next parameters, (behavior heaters high and low pressure, thermographic measurements for temperature and pH control, evidence of plant gross heat rate, net rate, plant gross unit heat rate, thermal efficiency resulting from the unitary thermal consumption, efficiency and energy losses CT José Aceves Pozos Unit 2, to evaluate the thermal performance and identify the causes deflection of thermal efficiency and define improvement actions also give full effect to the gross and net thermal efficiency, obtain real data of the thermal regime and unitary thermal Purchase. The result of this analysis is improved of electricity generating units in the plant, “which includes a proactive activity which consists in carrying out the energy assessment before and after maintenance to evaluate the thermal performance and identify the causes of deviation of thermal efficiency and define the actions to improve performance and better savings and efficient use of energy, making corrective actions are implemented for continuous improvement of the plant and various activities that are performed daily, also get real variables such as pressure measurements, voltage-current, to obtain the energy output and efficiency of the equipment unit 2.

Keywords

Maintenance, Plant gross heat rate, Generation, consumption and Thermal efficiency.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: MARCO CONTEXTUAL	2
1.1 LA EMPRESA:	2
1.2 BREVES ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA EMPRESA.....	2
1.3 DESCRIPCIÓN DEL ESPACIO GEOGRÁFICO Y FÍSICO DE LA EMPRESA Y DEL ÁREA DONDE FUE ASIGNADO EL ALUMNO	3
1.4 ORGANIGRAMA DE JERARQUÍA DEL PERSONAL DE OPERACIÓN DE LA C.T. JOSÉ ACEVES POZOS.....	5
1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	6
1.6 JUSTIFICACIÓN.....	6
1.7 OBJETIVOS	7
1.7.1 El Objetivo General	7
1.7.2 Los Objetivos Específicos	7
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA O PROPUESTA A IMPLEMENTAR.....	10
3.1 METODOLOGÍA O PROPUESTA A IMPLEMENTAR	10
3.2 Datos de operación nominal del Turbogrupa de la unidad 2 donde indica la presión, temperatura de vapor sobrecalentado, Temperatura de vapor recalentado, presión de escape, las extracciones y la capacidad máxima de 158 MW.....	17
3.3 DESARROLLO DE LAS PRUEBAS	18
3.4 LICENCIA DEL ÁREA DE CONTROL NOROESTE:.....	18
CAPÍTULO 4: RESULTADOS	19
4.1 Eficiencia Turbina de vapor	23
4.2 MEDICIONES DEL SISTEMA AIRE-GASES REFERENCIA VS PRUEBA.....	25
4.3 CAUSAS INTERNAS Y EXTERNAS QUE AFECTAN AL RÉGIMEN TÉRMICO BRUTO	27
4.4 Comportamiento del Turbogrupa de la unidad 2 de diseño vs prueba a Máxima carga.	29
4.5 EFICIENCIAS DEL GENERADOR DE VAPOR.....	31
4.6 CAUSAS PRINCIPALES QUE AFECTAN LA POTENCIA.....	33
4.7 IMPACTO ECONÓMICO \$ VS GENERACIÓN BRUTA.....	34
4.8 IMPACTO ECONÓMICO TOTAL.....	34
4.9 EVALUACIÓN DE LAS EMISIONES DE CO ₂	37
CAPÍTULO 5: CONCLUSIÓN(ES) Y RECOMENDACIONES	39

5.1 RECOMENDACIONES	40
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	41
ANEXOS	42

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Formato normativo de producción (FNP-16).	10
Tabla 2. Comportamiento de los parámetros de presión, temperatura entalpia y entropía del diagnóstico de la turbina.....	13
Tabla 3. Datos de Diseño en los equipos principales del turbo grupo de la unidad 2 de la Central Termoeléctrica José Aceves Pozos.....	17
Tabla 4. Datos de diseño del generador de vapor a máxima carga.	17
Tabla 5. Descripción de licencia con fecha de mantenimiento de la unidad 2 de la central termoeléctrica José Aceves Pozos.....	18
Tabla 6. Resultados de la comparación de los datos de prueba vs referencia, se obtienen las desviaciones del comportamiento operativo de la unidad.....	19
Tabla 7. Variables principales de flujos, presiones, temperaturas medidas con el FNP-16 (“Formato Normativo de Producción”), Termoflow y Tflink.	20
Tabla 8. Variables principales de flujo, Presión y Temperaturas del turbo grupo y las extracciones de la unidad 2.	21
Tabla 9. Eficiencia Isoentrópica de las Turbinas Prueba vs Referencia.....	22
Tabla 10. Eficiencia Isoentrópica Total de Pruebas vs Referencia.	23
Tabla 11. Parámetros operativos del condensado principal de la U2 de la Central Termoeléctrica José Aceves Pozos. Recopilado por Termoflow.....	24
Tabla 12. Perfil de presiones Sistema Aire-Gases del Generador de Vapor.	25
Tabla 13. Parámetros Operativos de los Calentadores de Alta y Baja Presión.	27
Tabla 14. Causas Internas Principales que Afectan al Régimen Térmico.....	28
Tabla 15. Eficiencia Térmica Bruta y Neta antes del mantenimiento de la unidad 2. De la C.T JAP. 29	29
Tabla 16. Régimen Térmico Bruto y Neto en Kcal/Kw-h.	30
Tabla 17. Costo Térmico Unitario antes del mantenimiento en kcal/kW-h.....	30
Tabla 18. Costo adicional de la generación en millones \$/año.....	35
Tabla 19. Parámetros Operativos del Generador de vapor y la eficiencia total del Generador de Vapor de la unidad 2 de la C.T JAP. [10] Termoflow.	36
Tabla 20 Resultados del Mantenimiento Eficiencia Térmica neta y Bruta.	36
Tabla 21. Resultados del Mantenimiento del R.T en kJ/kW-h vs kcal/kg.	36
Tabla 22. Resultados del Mantenimiento Consumo Térmico Unitario en kJ/kW/h vs kcal/kg.....	36
Tabla 23. Calculo de las emisiones del CO2 por ton/h, ton/día, ton/mes, ton/año, las toneladas de CO2 adicional/año y gasto de combustible adicional del combustóleo (\$/año) final.	37
Tabla 24. Evaluación de precalentadores de Aire regenerativo.	38

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Representación de las unidades turbogeneradoras de la central termoeléctrica José Aceves pozos el cual está compuesta por dos de 158 MW y una de 300, MW el cual hacen un total de 616 MW de operación nominal a máxima cada 6 meses.....	4
Figura 2 Foto aérea donde se encuentra ubicada la central termoeléctrica (C.T) José Aceves Pozos (Mazatlán II).	5
Figura 3 Descripción del departamento de operación y control en el cual se encuentra adscrito el alumno.	5
Figura 4 Organigrama del departamento en el cual se encuentra adscrito el estudiante	6
Figura 5 Representación del registro del comportamiento de la unidad generadora, donde se analizan parámetros de presión, temperatura en las extracciones de la unidad.....	12
Figura 6 Representación gráfica del diagrama de Mollier del ciclo ranking regenerativo.....	14
Figura 7. Desviaciones internas de la unidad generadora a máxima carga.	15
Figura 8. Evaluación de fugas aire-gases de los precalentadores de aire regenerativo.	16
Figura 9 Caída de presión del flujo-Aire lado A.....	26
Figura 10 Caída de presión del flujo-Aire lado B.....	26
Figura 11 Comportamiento de la eficiencia térmica bruta Prueba vs Referencia potencia MW vs % de eficiencia.	29
Figura 12 Representación de la eficiencia térmica bruta prueba vs referencia.	29
Figura 13 Consumo Térmico Unitario de Prueba vs Referencia.	30
Figura 14 Eficiencia Generador de Vapor Prueba vs Referencia.....	31
Figura 15 Representación de la eficiencia del porcentaje vs la potencia eléctrica a diferentes cargas en (MW), de las turbinas de Alta, Intermedia y Baja presión de la U2 de la C.T JAP.....	32
Figura 16 Representación de las causas principales que afectan la Potencia. Nota: Debido a los daños en los sellos de los PAR'S por ensuciamiento del Generador de vapor.	33
Figura 17 Representación del consumo energía por cada kWh medida en kcal y M\$.	34
Figura 18 Datos comparativos de la generación de energía de ENE- OCT. DEL 2015 (kWh) y precio del combustible por M3. \$/M3 Combustible Nacional 4883.18 Energéticos [9].....	34

INTRODUCCIÓN

La Planeación Estratégica de Comisión Federal de Electricidad (CFE) en su objetivo estratégico número 2 “Incrementar la Competitividad”, se deriva el objetivo operativo “Mejorar la Eficiencia Térmica de las Unidades Generadoras”. Con el propósito de mejorar los resultados de los indicadores claves de la Subdirección de Generación (SDG), ésta implementó el programa de “Mejora al Desempeño y Competitividad de Centrales” (MDCC), el cual incluye 15 acciones. En lo que respecta a eficiencia térmica se tiene la acción 9, “Mejorar la eficiencia térmica en las Unidades Generadoras”, la cual incluye una actividad, la realización del Diagnóstico Energético antes y después de mantenimiento, para evaluar el desempeño térmico e identificar las causas de desviación de eficiencia térmica y definir las acciones de mejora.

En el periodo 05 de Febrero a 04 de Mayo 2014 se realizó el mantenimiento mayor de la unidad 2 de la Central Termoeléctrica José Aceves Pozos mayor para mejorar su estado operativo después de 30,000 horas de operación sin mantenimiento mayor.

La Central Termoeléctrica José Aceves Pozos se encuentra localizada Geográficamente en las siguientes coordenadas:

Latitud Norte: 23°, Longitud Oeste: 106°, A.S.N.M. 3 metros.

Cuenta con tres unidades generadoras, cada una inició operaciones en las fechas que a continuación se indican: [1].

- Unidad No 1 inició su operación el 14 de Noviembre de 1976
- Unidad No 2 inició su operación el 11 de Noviembre de 1976
- Unidad No 3 inició su operación el 01 de Noviembre de 1981

CAPÍTULO 1: MARCO CONTEXTUAL

1.1 LA EMPRESA:

1.2 BREVES ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA EMPRESA

En 1879 en León, Gto. Se instaló la primera planta termoeléctrica del país, en una fábrica textil. En 1881 comienza a instalarse alumbrado público eléctrico en la Cd. de México. En 1889 se instaló la primera hidroeléctrica de 22,38 kW en Batopilas, Chih. En 1902 nace la Mexican Light and Power Co. LTD y subsidiarias. Instala en Necaxa una hidroeléctrica de 31 500 kW, más tarde sería la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, actualmente Luz y Fuerza. • A principios del siglo XX había 177 plantas. Para 1928 ya existían tres sistemas interconectados en el país: SI Puebla Veracruz (Puebla, Tlaxcala y Veracruz), SI Guanajuato (Michoacán, Querétaro, San Luis Potosí, Jalisco y Guanajuato), SI Torreón Chihuahua (Coahuila, Durango y Chihuahua). El 2 de diciembre de 1933 el Presidente Gral. Abelardo L. Rodríguez envió al congreso la iniciativa para la creación de la CFE. En ese momento menos de la mitad de los habitantes del país contaba con energía eléctrica. Se tenían casi 30 tensiones de distribución diferentes y dos diferentes frecuencias [2]. El 14 de agosto de 1934, siendo ya presidente el Gral. Lázaro Cárdenas promulgó la ley de creación de CFE. El presupuesto inicial fue de \$50 000 pesos y 15 personas. El primer proyecto importante fue la planta de Ixtapantongo. Comenzó a realizar electrificación rural, lo que no era negocio para las compañías privadas. Para 1960 se encontraban en construcción 20 plantas, con capacidad total de 1 900 000 kW. El 27 de septiembre de 1960, se adquiere el 90% de las acciones de la CMLyFM y de otras compañías extranjeras [2]. En 1960 la capacidad instalada en el Sector Eléctrico Nacional era de 2 308 MW, para 1975 eran 9 830 MW. En 1962 se tenían 2 449 583 consumidores, ya se cuenta con líneas en 115 kV y de 161 kV. A mediados de los sesenta se cuenta con el primer enlace de 400 kV, para la planta de Infiernillo. En 1962 se creó la Oficina

Nacional de Operación de Sistemas para el control de la energía, en 1973 se convierte en el Despacho Nacional de Carga y en 1977 se convierte en el Centro Nacional de Control de Energía. En 1967 se terminan los estudios para la unificación de frecuencias (50 Hz en el centro del país y 60 Hz en el resto), en 1973 se inicia y se termina en 1976. En 1976 se decreta a Cía de Luz y Fuerza del Centro en Liquidación y hasta cerca del año 2000 se decreta la constitución de Luz y Fuerza. La CFE generó hasta diciembre de 2005 el 99% de la Energía Eléctrica del Servicio Público Nacional. Suministra el Servicio Público de Electricidad al 95% de la población Nacional. Atendiendo una tasa media de variación anual de las ventas totales de 4.58% en el período 1991-2004, con un crecimiento hasta diciembre de 2005 de 4.26 % con respecto a diciembre de 2004. El número de usuarios atendidos registra una tasa media de variación anual de 4.30% para el período 1991- 2004, obteniendo hasta diciembre de 2005 el 4.33% de crecimiento respecto a diciembre de 2004. Activo Fijo Neto en Operación de Comisión Federal de Electricidad es de 563,456 millones de pesos [2].

1.3 DESCRIPCIÓN DEL ESPACIO GEOGRÁFICO Y FÍSICO DE LA EMPRESA Y DEL ÁREA DONDE FUE ASIGNADO EL ALUMNO

LOCALIZACIÓN

La central termoeléctrica (C.T.) “José Aceves pozos” (Mazatlán II), se encuentra localizada geográficamente en las siguientes coordenadas:

Latitud Norte: 23°, longitud Oeste: 106° A.S.N.M. 3 Metros.

Cuenta con tres unidades turbogeneradores, dos de 158 MW. Y una de 300 MW., lo que hace un total de 616 MW [3].



Figura 1 Representación de las unidades turbogeneradoras de la central termoeléctrica José Aceves pozos el cual está compuesta por dos de 158 MW y una de 300, MW el cual hacen un total de 616 MW de operación nominal a máxima cada 6 meses.

La ciudad de Mazatlán llega a consumir un 20% de su generación total en la temporada de mayor demanda, la cual es en verano. El resto de la energía es enviada por líneas de transmisión a diferentes áreas de consumo con la ventaja de que la central está ubicada estratégicamente, lo cual le permite poder enviar energía al Norte, al Centro y Noroeste de nuestro país [3].

La Unidad No. 2 inició su operación el 11 de Noviembre de 1976.

La unidad No. 3 inició su operación el 01 de Noviembre de 1981.

El combustible utilizado en la central es el combustóleo Bunker “C”, el cual se envía desde el muelle fiscal o de la estación de bombeo de PEMEX por medio del oleoducto y se recibe en tres tanques de almacenamiento.

El suministro de agua a la central proviene en su mayor parte del estero de la sirena, a la orilla del cual está instalado. Dicha agua se utiliza para enfriamiento y para producir por medio de desaladoras, el agua para las calderas y demás servicios [3].



Figura 2 Foto aérea donde se encuentra ubicada la central termoeléctrica (C.T) José Aceves Pozos (Mazatlán II).

1.4 ORGANIGRAMA DE JERARQUÍA DEL PERSONAL DE OPERACIÓN DE LA C.T. JOSÉ ACEVES POZOS.



Figura 3 Descripción del departamento de operación y control en el cual se encuentra adscrito el alumno.

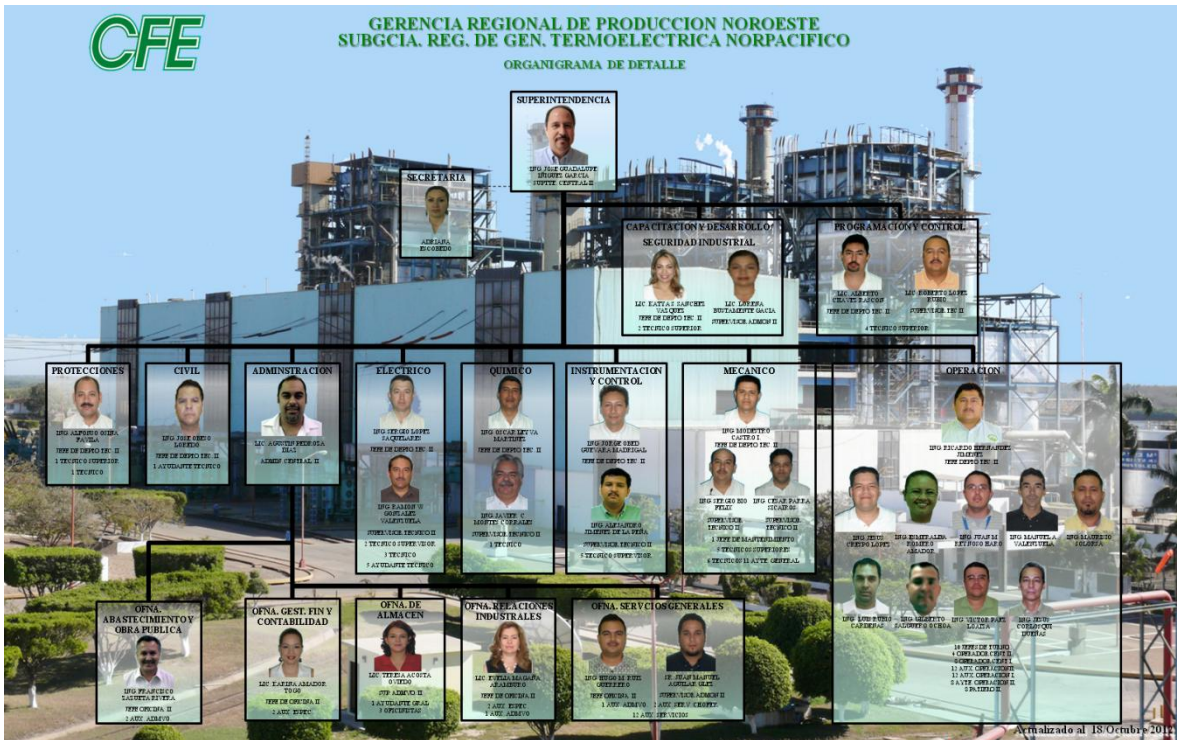


Figura 4 Organigrama del departamento en el cual se encuentra adscrito el estudiante

En este apartado se observa la descripción general de los departamentos con sus respectivas jerarquías, donde se encuentra dividido en once departamentos: súper intendencia Gral., programación, operación y control, administración, mecánica, químico, instrumentación, protecciones, civil, eléctrico, capacitación y desarrollo.

1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la unidad 2 de la central termoelectrónica José Aceves Pozos se han manifestado diversos problemas que han causado ineficiencia en la generación de energía por parte de las unidades debido a la falta de mantenimiento de los diferentes equipos que compone cada unidad generadora ocasionando que está no se desarrolle a su máximo potencial.

1.6 JUSTIFICACIÓN

Por ello es necesaria la implementación de un diagnóstico energético antes y después del mantenimiento de la unidad 2 para verificar situaciones de ineficiencia y desviaciones térmicas de los distintos equipos que compone la unidad

generadora de electricidad. Del mismo modo detectar fallas existentes que puedan ocasionar un decremento en la vida útil de la unidad, teniendo como consecuencia pérdidas de energía y desviación en el régimen térmico, demostrando de esta forma que tan productivo logró ser el mantenimiento.

1.7 OBJETIVOS

1.7.1 El Objetivo General

Evaluar e identificar áreas de oportunidad para la mejora de la eficiencia térmica de la unidad 2 de la CT José Aceves Pozos, mediante el Diagnóstico Energético.

1.7.2 Los Objetivos Específicos

1. Resultado principal de la prueba a máxima carga. FNP-16 (Formato Normativo de Producción de la C.T JAP).
2. Manejar variables trascendentales de temperatura, flujo y presión.
3. Calculo del régimen térmico neto, bruto, total, generación y consumo unitario en KJ/KW-H.
4. Operación de parámetros en el programa Termoflow (Microsoft 2012) para obtener el impacto del régimen térmico (KJ/KW-H), costo específico (\$/KW-H) y Potencia eléctrica (MW)
5. Análisis de los valores de presión, temperatura, entalpía, entropía y eficiencia isoentrópica.
6. Llenado de la eficiencia isoentrópica de las Turbinas prueba vs referencia.
7. Comprobación del resultado de Prueba vs referencia a 159,400 MW de la U2 generadora.
8. Deducción de la evaluación económica de antes del mantenimiento de la unidad de la C.T JAP.
9. Correlación de la evaluación de las emisiones de CO₂.

CAPÍTULO 2. Marco Teórico

Dado las fallas que se han suscitado en las unidades generadoras, las pérdidas de energía por año y la inversión en mantenimiento de los equipos se implementó un sistema para hacer correcciones en las desviaciones de la unidad generadora. Es un sistema denominado Diagnostico Energético el cual nos sirve para observar que mejoras son obtenidas antes y después un mantenimiento energética y económicamente. Cabe mencionar que para la recopilación de dichas desviaciones se utilizan distintos programas como: FNP-16, Tflink, Termoflow.

FNP-16

(“Formato Normativo de Producción): formato que facilita los datos principales del comportamiento de temperatura ($^{\circ}\text{C}$), presiones (kg/cm^2), flujo (t/h), porcentaje de oxígeno (%), porcentaje de dióxido de carbono (%), generación bruta (Kcal/kwh) y neta de la unidad generadora. ($\text{KJ}/\text{KW}\text{-H}$). Durante la toma de lecturas a diferentes cargas, se llevara a cabo las pruebas de régimen térmico con el fin de hacer un comparativo antes y después del mantenimiento, cuyos resultados nos den una idea de la recuperación de eficiencia de la unidad. Lo anterior deberá hacerse de acuerdo al procedimiento ya establecido, utilizando el formato correspondiente. Antes de la salida de unidad se debe tramitar con Cenace la autorización para toma de lecturas a diferentes cargas (25%, 50%, 75% y 100%), esto con el objeto de registrar el estado operativo de los equipos principales y auxiliares, para establecer una comparación con los valores arrojados una vez que entre la unidad certificando la calidad del mantenimiento y establecer un comparativo para la garantía del equipo revisado, así como detectar a tiempo cualquier desviación relevante que implique riesgo futuro de falla o decremento [4].

Tflink

Programa que nos manda Hermosillo para manipular las desviaciones de la unidad generadora tomando como referencia el de diseño y de prueba y así lograr acercarnos a la prueba real de campo.

Termoflow

Herramienta utilizada para operar distintas variables que afectan el comportamiento de presión (kg/cm^2), temperatura ($^{\circ}\text{C}$), entalpía (Kcal/kg), entropía (Kcal/kg-K) y eficiencia isoentropica (100%) de las turbinas como también el impacto del régimen térmico (KJ/KW-H), el costo específico $\$/\text{kw-h}$ y la Potencia Eléctrica en MW de ese modo obtener la curva de expansión del vapor del diagrama de mollier y observar el comportamiento del ciclo ranking regenerativo para ver la ganancia o pérdida de Kcal.

Régimen Térmico

El presente Procedimiento Normativo: Vigilancia del Régimen Térmico en Unidades Termoeléctricas complementa la tarea de monitoreo de la productividad de los combustibles la cual se halla establecida en diversos procedimientos existentes referidos a informes de generación, consumo de combustibles, eficiencia térmica y costo de generación por energéticos. La importancia de la optimización del Régimen Térmico que se pretende con el cumplimiento de esta normatividad, radica tanto en el costo de los combustibles, la importante proporción que éstos representan en el presupuesto de explotación de la Comisión Federal de Electricidad como en el hecho de correcta observancia de la misma debe llevarnos a la posibilidad de diagnosticar el funcionamiento de las unidades y sus equipos auxiliares de manera tal que se puedan tomar decisiones de operación y mantenimiento en base a los resultados así obtenidos. El criterio de vigilancia del Régimen Térmico expuesto aquí, está basado en la premisa de que cada unidad de generación termoeléctrica tiene un Régimen Térmico Óptimo, el cual se obtiene operando en condiciones óptimas; estas condiciones de operación son en principio las de diseño, aunque también pueden ser condiciones arbitrarias en las que las unidades dan su mejor rendimiento. EL RTO debe ser fijado para cada unidad una sola vez y, debe compararse con el Régimen Térmico Declarado, el cual es el obtenido en operación y que aparece tanto en los informes mensuales como en los semestrales y anuales, así como en las negociaciones del DEVO de cada central [5].

CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA O PROPUESTA A IMPLEMENTAR

3.1 METODOLOGÍA O PROPUESTA A IMPLEMENTAR

Inicial mente se realiza prueba del comportamiento del régimen térmico utilizando el FNP-16 (“Formato Normativo de Producción”).

Tabla 1. Formato normativo de producción (FNP-16).

C GERENCIA REGIONAL DE PRODUCCION NOROESTE				
F SUBGERENCIA REGIONAL DE GENERACION TERMoeLECTRICA NORPACIFICO				
E RESULTADOS PRUEBAS DE COMPORTAMIENTO				
(ANTES DE MANTTO)				
CENTRAL T. JOSE ACEVES POZOS		UNIDAD No.2	FECHA: 25.08.2015	FIRMA:
No	CONCEPTO	UNIDADES	FECHAS =>	CARGA (MW)
				100%
01	GENERACION NETA	Kw-Hr		148.100.00
02	GENERACION BRUTA	Kw-Hr		154.900.00
03	PRESION VAPOR DOMO	Kg/cm ²		133.00
04	PRESION VAPOR SALIDA SOBRECALENTADOR	Kg/cm ²		122.37
05	PRESION VAPOR RECALENTADO CALIENTE	Kg/cm ²		31.93
06	PRESION VAPOR RECALENTADO FRIO	Kg/cm ²		33.93
07	PRESION VAPOR PRIMER PASO	Kg/cm ²		96.35
08	PRESION VAPOR EXTRACCION No.1	Kg/cm ²		-0.21
09	PRESION VAPOR EXTRACCION No.2	Kg/cm ²		0.46
10	PRESION VAPOR EXTRACCION No.3	Kg/cm ²		2.70
11	PRESION VAPOR EXTRACCION No.4	Kg/cm ²		8.04
12	PRESION VAPOR EXTRACCION No.5	Kg/cm ²		15.11
13	PRESION VAPOR EXTRACCION No.6	Kg/cm ²		33.93
14	PRESION ABSOLUTA CONDENSADOR (VACIO)	mm-Hg		121.30
15	PRESION DE VACIO CONDENSADOR PRINCIPAL	mm-Hg		637.90
16	PRESION BAROMETRICA	mm-Hg		759.20
17	PRESION AIRE DESCARGA TIRO FORZADO A / B	mm-H ₂ O		620/620
18	PRESION CAJA DE AIRE	mm-H ₂ O		420/420
19	PRESION DEL HOGAR	mm-H ₂ O		365
20	PRESION GASES SALIDA DEL SOBRECALENTADOR	mm-H ₂ O		260
21	PRESION GASES ENTRADA PRECALENTADOR A / B	mm-H ₂ O		120/115
22	PRESION GASES SALIDA PRECALENTADOR A / B	mm-H ₂ O		5/5
23	TEMPERATURA VAPOR SALIDA SOBRECALENTADOR	°C		531.50
24	TEMPERATURA VAPOR RECALENTADO CALIENTE	°C		543.00
25	TEMPERATURA VAPOR RECALENTADO FRIO	°C		360.00
26	TEMPERATURA VAPOR EXTRACCION No.1	°C		116.80
27	TEMPERATURA VAPOR EXTRACCION No.2	°C		169.40
28	TEMPERATURA VAPOR EXTRACCION No.3	°C		266.00
29	TEMPERATURA VAPOR EXTRACCION No.4	°C		367.40
30	TEMPERATURA VAPOR EXTRACCION No.5	°C		443.50
31	TEMPERATURA VAPOR EXTRACCION No.6	°C		360.00
32	TEMPERATURA CONDENSADO POZO CALIENTE	°C		53.00
33	TEMPERATURA AGUA ALIMENT. ENTRADA ECONOM.	°C		236.80
34	TEMPERATURA AGUA DE ATEMPERACION	°C		125.00
35	TEMPERATURA AIRE ENTRADA PRECALENTADOR A / B	°C		74/79
36	TEMPERATURA AIRE SALIDA PRECALENTADOR A / B	°C		324/313
37	TEMPERATURA GASES ENTRADA PRECALENTADOR A / B	°C		413/406
38	TEMPERATURA GASES SALIDA PRECALENTADOR A / B	°C		164/160
39	TEMPERATURA BULBO SECO SUCCION TIRO FORZADO	°C		34
40	TEMPERATURA BULBO HUMEDO SUCCION V.T.F.	°C		29
41	TEMPERATURA ENTRADA AGUA DE CIRCULACION A / B	°C		33/33
42	TEMPERATURA SALIDA AGUA DE CIRCULACION A / B	°C		47/48
43	POSICION DE COMPUERTAS CAJAS DE AIRE	NUM.		5/4

44	TEMPERATURA DE COMBUSTIBLE A QUEMADORES	°C			110.00
45	FLUJO DE AGUA ALIMENTACION	Ton / Hr			522.00
46	FLUJO VAPOR SOBRECALENTADO	Ton / Hr			491.00
47	FLUJO DE AGUA DE ATEMPERACION	Ton / Hr			6.40
48	FLUJO DE CONDENSADO	Ton / Hr			425.00
49	FLUJO DE VAPOR AUXILIAR	Ton / Hr			S/M
50	FLUJO DE COMBUSTIBLE	Lts. / Hr			39288.00
51	PODER CALORIFICO SUPERIOR (P.C.S.)	Kcal / Lt			10125.00
52	CO A / B	PPM			
53	O ₂ A / B	%			1.0/1.1
54	No. QUEMADORES ENCENDIDOS	No.			13.00
55	NIVEL DEL DOMO	Cm			0.00
56	FLUJO TOTAL DE AIRE	%			86.00
57	FLUJO DE ATEMPERACION A RECALENTADOR	Ton / Hr			S/M
58	PRESION VAPOR EXTRACCION No.6 (LOCAL)	Kg/cm ²			30.00
59	PRESION VAPOR EXTRACCION No.5 (LOCAL)	Kg/cm ²			14.50
60	PRESION VAPOR EXTRACCION No.4 (LOCAL)	Kg/cm ²			8.50
61	PRESION VAPOR EXTRACCION No.3 (LOCAL)	Kg/cm ²			Dañada
62	PRESION VAPOR EXTRACCION No.2 (LOCAL)	Kg/cm ²			0.45
63	PRESION VAPOR EXTRACCION No.1 (LOCAL)	Kg/cm ²			-0.218
64	PRESION VAPOR ENTRADA BANCO DE EYECTORES	Kg/cm ²			53.00
65	PRESION VAPOR ENT. COND. VAPOR DE SELLOS	Cm-H ₂ O			33.00
66	TEMPERATURA DE VAPOR SALIDA PRIMER PASO	°C			503.00
67	TEMPERATURA DE VAPOR ESCAPE TURBINA	°C			53
68	TEMPERATURA COND. PRIM. SALIDA BCO. EYECTORES	°C			56.00
69	TEMPERATURA COND. PRIMARIO SALIDA COND. SELLOS	°C			60.00
70	TEMPERATURA ENTRADA CALENTADOR DE B.P. No.1	°C			60.00
71	TEMPERATURA SALIDA CALENTADOR DE B.P. No.1	°C			90.00
72	TEMPERATURA SALIDA CALENTADOR DE B.P. No.2	°C			108.00
73	TEMPERATURA TANQUE DE OSCILACION (DEAREADOR)	°C			123.00
74	TEMPERATURA ENTRADA CALENTADOR DE A.P. No.4	°C			140.00
75	TEMPERATURA ENTRADA CALENTADOR DE A.P. No.5	°C			170.00
76	TEMPERATURA SALIDA CALENTADOR DE A.P. No.5	°C			195.00
77	TEMPERATURA SALIDA CALENTADOR DE A.P. No.6	°C			236.80
78	TEMPERATURA CONDENSADO SEC. SALIDA CAL. 1	°C			S/M
79	TEMPERATURA CONDENSADO SEC. SALIDA CAL. 2	°C			92.00
80	TEMPERATURA CONDENSADO SEC. SALIDA CAL. 4	°C			148.00
81	TEMPERATURA CONDENSADO SEC. SALIDA CAL. 5	°C			180.00
82	TEMPERATURA CONDENSADO SEC. SALIDA CAL. 6	°C			225.00
83	TEMPERATURA VAPOR EXTRACCION No.6 (LOCAL)	°C			268.00
84	TEMPERATURA VAPOR EXTRACCION No.5 (LOCAL)	°C			371.00
85	TEMPERATURA VAPOR EXTRACCION No.4 (LOCAL)	°C			448.00
86	TEMPERATURA VAPOR EXTRACCION No.3 (LOCAL)	°C			360.00
REGMEN TERMICO BRUTO		<i>Kcal / Lt</i>	#1DIV/0!	#2DIV/0!	2568.05
REGMEN TERMICO NETO		<i>Kcal / Lt</i>	#1DIV/0!	#2DIV/0!	2685.96
EFICIENCIA CICLO UNIDAD		<i>Kcal / Lt</i>	#1DIV/0!	#2DIV/0!	33.49
CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE		<i>Lts-Kw/Hr</i>	#1DIV/0!	#2DIV/0!	0.2536

Toma de lecturas del comportamiento del de la unidad 2 a máxima carga antes del mantenimiento general. En este apartado se muestran datos operativos de presión de las extracciones de la turbina, temperatura de las extracciones de la turbina, porcentaje de oxígeno, porcentaje de bióxido de carbono, flujo de condensador principal, poder calorífico superior.



Figura 5 Representación del registro del comportamiento de la unidad generadora, donde se analizan parámetros de presión, temperatura en las extracciones de la unidad.

En estas imágenes se ilustran la toma de lecturas a 159.4 MW de generación, donde se evalúan diversos parámetros de temperatura, presión, flujo, utilizando

el FNP=16 con el fin de proporcionar la información para ver estado actual de las turbinas, extracciones, precalentadores, ventiladores de tiro forzado, condensador principal. Caldera, generador de vapor y los PAR's.

Una vez llenado el documento se utiliza el Termoflow (herramienta utilizada para operar distintas variables que afectan el comportamiento de la unidad generadora.

Tabla 2. Comportamiento de los parámetros de presión, temperatura entalpia y entropía del diagnóstico de la turbina.

DIAGNOSTICO DE TURBINA								
PARAMETRO	P[bar]		T [°C]		h [kcal/kg]		s [kcal/kg-K]	
	DISEÑO	PRUEBA	DISEÑO	PRUEBA	DISEÑO	PRUEBA	DISEÑO	PRUEBA
Vapor principal	124.40	121.01	537.80	531.50	3445.31	3432.50	6.5955	6.5913
Primer Paso	93.00	95.50	501.00	502.48	3386.20	3386.93	6.6446	6.6343
Vapor recalentado frío	33.30	34.29	356.00	360.00	3123.03	3130.44	6.7107	6.7097
Vapor recalentado caliente	30.28	32.33	537.70	543.00	3541.58	3551.57	7.3381	7.3208
Vapor ext. salida turbina no. 5	14.84	15.83	439.33	448.00	3341.73	3359.21	7.3989	7.3939
Vapor ext. salida turbina no. 4	8.60	8.75	367.11	371.00	3197.06	3205.00	7.4329	7.4374
Vapor ext. salida turbina no. 3 (CROSSOVER)	3.73	3.66	264.50	266.00	2995.15	2998.43	7.4699	7.4847
Vapor ext. salida turbina no. 2	1.41	1.46	165.16	174.00	2804.06	2821.44	7.5223	7.5453
Vapor ext. salida turbina no. 1	0.73	0.81	107.60	122.00	2694.64	2722.59	7.5535	7.5819
Vapor de escape	0.08	0.16	42.61	52.00	2407.35	2497.81	7.6663	7.6715
CLAVE DESCRIPCIÓN	U.M.	DISEÑO	PRUEBA	DIFERENCIA	IMPACTO AL REGIMEN TERMICO (KJ/KW-H)		COSTO ESPECIFICO \$/kw-h	POT. ELECTRICA ENT. (MW)
η_{TMP} Efic. Isoentrópica Primer Paso grupo 1		61.06	57.97	3.09				
η_{TMP} Efic. Isoentrópica T.A.P grupo 2		86.53	84.51	2.02				
η_{TAB} Efic. Isoentrópica T.A.P.	[%]	82.00	80.51	1.49	87.23	83.2	4.03	-2.54
η_{TMP} Efic. Isoentrópica T.M.P.	[%]	88.85	86.69	2.16	88.03	84.19	3.84	-1.68
η_{TMP} Efic. Isoentrópica grupo 3	[%]	82.40	78.77	3.64	77.14	70.76	6.38	-2.74
η_{TMP} Efic. Isoentrópica grupo 4	[%]	87.00	84.76	2.24	87.27	84.48	2.79	-0.55
η_{TMP} Efic. Isoentrópica grupo 5	[%]	91.11	89.12	2.00	88.88	85.34	3.54	-1.54
η_{TBP} Efic. Isoentrópica T.B.P.	[%]	90.46	89.08	1.37	90.91	85.31	5.6	-4.23
η_{TOTAL} Efic. isoentrópica T.B.P. calculada hasta extracción 1	[%]	90.60	88.04	2.56				
η_{TBP} Efic. isoentrópica grupo 6	[%]	89.39	86.91	2.49	91.81	84.27	7.54	-5.05
η_{TBP} Efic. isoentrópica grupo 7	[%]	90.27	87.34	2.94	90.03	80.1	9.93	-6.99
η_{TBP} Efic. isoentrópica grupo 8	[%]	88.97	88.41	0.55	88.75	84.38	4.37	-3.82
η_{TOTAL} Efic. isoentrópica T.	[%]	87.10	85.43	1.67				

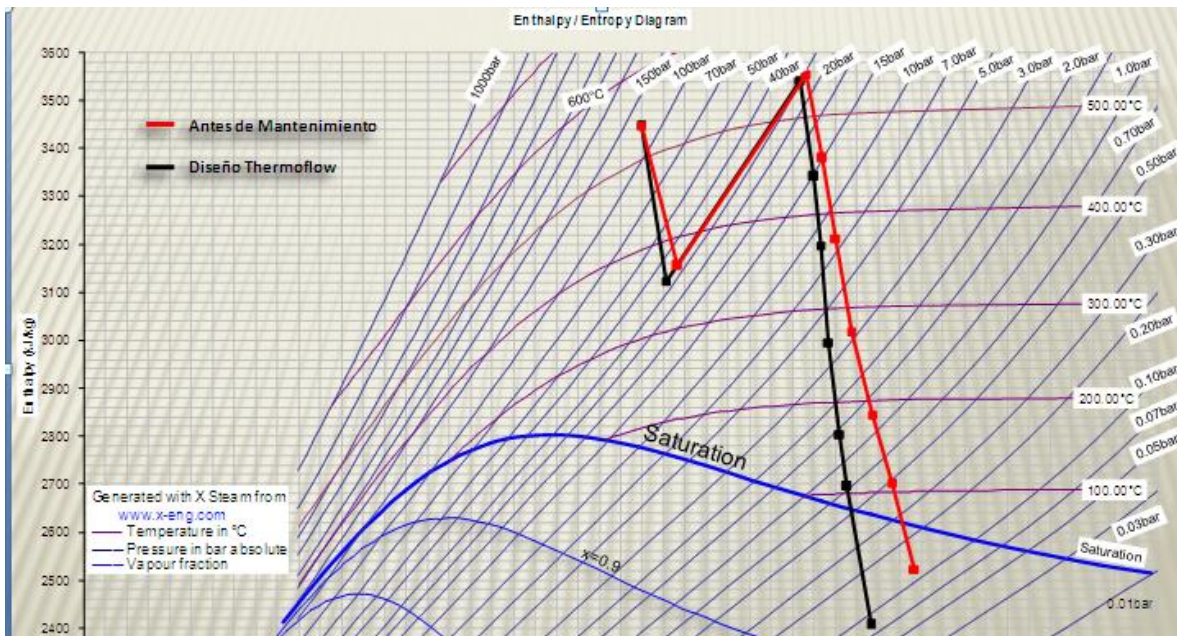


Figura 6 Curva de expansión de vapor en la turbina antes de mantenimiento

En la figura 6. Mediante la operación de las variables en el programa Thermoflow, se proyecta la curva del diagrama de Mollier y del ciclo ranking regenerativo (Curva de expansión del vapor sobrecalentado), donde se presenta la presión, temperatura y entalpia. El aumento y decremento de entalpia mediante el trabajo realizado dentro de las turbinas.

Posteriormente se envían los resultados de la prueba de comportamiento con todas las desviaciones que detecto la prueba. Esto es enviado a la central de Hermosillo, ya que ellos son los encargados de manejar dichas desviaciones mediante el programa Tflink para comparar los datos actuales de la unidad con los de diseño.

Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6	Case 7	Case 8	Case 9	Case 10	Case 11
Factor de Planta	temperatura Ambiente	temperatura agua de mar	temperatura vapor pp	temperatura vapor RHC	esion vapor Principal	Degradación EF TAP G1	Degradación EF TAP G2	Degradación EF TPI G1	Degradación EF TPI G2	Degradación EF TPI G3
OK	OK	OK	OK	OK	OK	1.13	2.94	0.65	0.76	0.82
Input	Input	Input	Input	Input	Input	1.13	2.94	0.65	0.76	0.82
154.9	154.9	154.9	154.9	154.9	154.9	154.9	154.9	154.9	154.9	154.9
24.15	30	24.15	24.15	24.15	24.15	24.15	24.15	24.15	24.15	24.15
25	25	33	25	25	25	25	25	25	25	25
124.1	124.1	124.1	124.1	124.1	121.01	124.1	124.1	124.1	124.1	124.1
537.8	537.8	537.8	531.5	537.8	537.8	537.8	537.8	537.8	537.8	537.8
537.8	537.8	537.8	537.8	543	537.8	537.8	537.8	537.8	537.8	537.8
0	0	0	0	0	0	1.22	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	3.13	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0.68	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.78	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.85
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100	100	100	100	100	100	100	100	100	70	70
9497.00	9483.00	9662.00	9527.00	9497.00	9510.00	9501.00	9538.00	9503.00	9581.00	9583.00
0.00	-14.00	165.00	30.00	0.00	13.00	4.00	41.00	6.00	84.00	86.00

Case 12	Case 13	Case 14	Case 15	Case 16	Case 17	Case 18	Case 19	Case 20	Case 21	Case 22
Degradación EF TPB G1	Degradación EF TPB G2	Degradación EF TPB G3	Degradación EF TURBINA	Reducción flujo agua LIMPIEZA	FACTOR LIMPIEZA	Fugas en CRA'S			TEMP GASFCS	TOTAL
0.63	0.59	0.67	0.165	culación diseño					365.00	413.10
0.63	0.59	0.67	0.16491			30				413.00
OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Input	Input	Input	Input	Input	Input	Input	Input	Input	Input	Input
154.9	154.9	154.9	154.9	154.9	154.9	154.9	154.9	154.9	154.9	154.9
24.15	24.15	24.15	24.15	24.15	24.15	24.15	24.15	24.15	30.	30.
25	25	25	33.	25	25	25	25	25	33.	33.
124.1	124.1	124.1	121.01	124.1	124.1	124.1	124.1	124.1	121.01	121.01
537.8	537.8	537.8	531.5	537.8	537.8	537.8	537.8	537.8	531.5	531.5
537.8	537.8	537.8	543	537.8	537.8	537.8	537.8	537.8	543	543
0	0	0	1.22	0	0	0	0	0	1.22	1.22
0	0	0	3.13	0	0	0	0	0	3.13	3.13
0	0	0	0.68	0	0	0	0	0	0.68	0.68
0	0	0	0.78	0	0	0	0	0	0.78	0.78
0	0	0	0.85	0	0	0	0	0	0.85	0.85
0.67	0	0	0.67	0	0	0	0	0	0.67	0.67
0	0.61	0	0.61	0	0	0	0	0	0.61	0.61
0	0	0.88	0.88	0	0	0	0	0	2	2
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
7	7	7	7	7	7	21	7	7	21	21
3	3	3	3	3	3	9	3	3	9	9
85	85	85	65	85	65	85	85	85	65	65
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4.08
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100	100	100	78	100	78	100	100	100	78	78
9503.00	9501.00	9512.00	10049.00	9544.00	9544.00	9578.00	9497.00	9497.00	10121.00	10156.00
6.00	4.00	15.00	552.00	47.00	47.00	81.00	0.00	0.00	624.00	659.00
1.013	1.013	1.013	1.013	1.013	1.013	1.013	1.013	1.013	1.013	1.013

Figura 7. Desviaciones internas de la unidad generadora a máxima carga.

Datos operativos adjuntados por Hermosillo, de operación a máxima carga en el cual se evalúan todas las desviaciones térmicas de la unidad generadora hasta llegar al final se ven todas las desviaciones que sufrió la unidad durante la operación y se visualiza las mejoras de la eficiencia térmica.

Una vez que Hermosillo reenvía el archivo actualizado con todas las desviaciones se llena el formato para el diagnóstico, finalmente el departamento químico facilita resultados de evaluación de PRECALENTADORES de aire de la caldera.

Central: JOSE ACEVES POZOS				Fecha: 25/08/2015
Unidad: 2	Carga:			DET. FUGAS
				CRA's "A,B"
CONDICIONES:				
Datos de entrada	Referencia	Prueba	Unidad	
Oxígeno en gases, entrada PAR:	2.729	1.530	‰ vol	
Oxígeno en gases, salida PAR:	4.279	6.980	‰ vol	
Temperatura del aire, entrada PAR:	65.58	88.45	°C	
Temperatura de gases, entrada PAR:	347.30	409.04	°C	
Temperatura del aire, salida PAR:	278.70	343.91	°C	
Temperatura de gases, salida PAR:	159.40	162.50	°C	
Humedad absoluta del aire:	0.0150	0.0102	kg.../kg.....	
Análisis elemental del combustible:				
Carbono =	84.770	‰ peso		
Hidrógeno =	9.850	‰ peso		
Nitrógeno =	0.450	‰ peso		
Oxígeno =	0.520	‰ peso		
Azúfre =	3.910	‰ peso		
Cenizas =	0.080	‰ peso		
Humedad =	0.420	‰ peso		
Resultados				
Concepto	Referencia	Prueba	Diferencia	Unidad
Flujo de gases de entrada	16.623	15.628	-0.995	kg.../kg...
Flujo de gases de salida	18.016	21.092	3.076	kg.../kg...
Flujo de aire de entrada	17.016	20.073	3.057	kg.../kg...
Flujo de aire de salida	15.623	14.634	-0.989	kg.../kg...
Temperatura de gases corregida	166.72	186.58	19.864	°C
Temperatura media del lado frío	116.15	137.51	21.36	°C
Eficiencia Promedio	69.88	74.54	4.66	‰
Fugas de aire (calculadas con oxígeno)	8.30	34.79	26.490	‰
Fugas de aire (calculadas con flujo)	8.39	34.96	26.575	‰
Fugas de aire (calculadas con tem	9.36	34.96	25.60	‰
Temperatura media lado frío: Centr	112.49	125.48	12.99	°C
Concentración de partículas en ch	350		-350	(mg/m³N)
Eficiencia de caldera	89.08	82.0075	7.0725	‰

Figura 8. Evaluación de fugas aire-gases de los precalentadores de aire regenerativo.

3.2 Datos de operación nominal del Turbogruppo de la unidad 2
donde indica la presión, temperatura de vapor sobrecalentado,
Temperatura de vapor recalentado, presión de escape, las
extracciones y la capacidad máxima de 158 MW.

Tabla 3. Datos de Diseño en los equipos principales del turbo grupo de la unidad 2 de la Central Termoeléctrica José Aceves Pozos.

C.T. José Aceves Pozos
Unidad No. 2

Datos de Diseño de la Turbina	
Marca	Hitachi Ltd.
Capacidad	158 MW
Presión vapor principal	124.1 bar
Temperatura vapor SH	537.8°C
Temperatura vapor RH	537.8°C
Presión escape TBP	2.3 inHg abs.
Extracciones	6

Descripción de los datos en los equipos principales del Generador de Vapor del turbogruppo de la unidad 2.

Tabla 4. Datos de diseño del generador de vapor a máxima carga.

C.T. José Aceves Pozos
Unidad No. 2

Datos de Diseño del Generador de Vapor	
Marca	Mitsubishi Heavy
Flujo de vapor	504 t/h
Presión de vapor	124.1 bar
Temperatura de vapor SH	537.8°C

3.3 DESARROLLO DE LAS PRUEBAS

El 25 de agosto del 2015, una vez puesta en servicio la operación de la unidad, con más de 350 horas de maniobra continúa, además con la confiabilidad operativa de incrementar a máxima potencia de generación de energía y la autorización del, Centro Nacional de Energía “CNCE”, se realizó la tercera prueba del comportamiento general de la unidad generadora con el fin de evaluar el diagnóstico energético antes su mantenimiento mayor y tomar referencia del estado actual de la unidad y los posibles daños que se puedan haber ocasionado durante la puesta en servicio.

3.4 LICENCIA DEL ÁREA DE CONTROL NOROESTE:

Tabla 5. Descripción de licencia con fecha de mantenimiento de la unidad 2 de la central termoeléctrica José Aceves Pozos.

RPE	fecha inicio	hora inicio	fecha fin	hora fin	tipo	No. Licencia	Central	Unidad	Observaciones
C2763	25/08/2015	07:04	25/08/2015	17:05	L/TL	20150825-1262	MZD	UN 02	CALIENTE UNIDAD CON MÁXIMA CARGA PARA PRUEBA DE COMPORTAMIENTO ANTES DE MANTENIMIENTO Y LLENADO DE ANEXO 4.

La prueba se realizó en las condiciones normales de operación, para la validación de las mediciones tomadas del ciclo se estableció el criterio de eliminar el valor más alto y más bajo de los datos medidos, de los valores restantes se obtuvo el valor promedio, y este último fue tomado para los cálculos [6].

CAPÍTULO 4: RESULTADOS

Tabla 6. Resultados de la comparación de los datos de prueba vs referencia, se obtienen las desviaciones del comportamiento operativo de la unidad.

**C.T. José Aceves Pozos
Unidad No. 2**

Resultados Principales de la Prueba a Máxima Carga				
Parámetro	U.M	Referencia	Prueba	Diferencia
Potencia eléctrica	kW	154,900	154,900	0
Flujo de vapor principal	t/h	454.00	491.00	37
Consumo específico de vapor	kg/kWh	2.93	3.17	0.24
Flujo de combustible	t/h	35.630	39.288	3.658
Poder calorífico superior	kJ/kg	41,286	42,363	1,077
RT Bruto prueba	kJ/kWh	9,497	10,745	1,248
RTO Bruto Tflink Calculado Prueba	kJ/kWh	9,497	10,156	659
RT Neto	kJ/kWh	10,061	11,238	1,177
Eficiencia Termica Bruta	%	37.91%	33.50%	0.0
Eficiencia Térmica Neta	%	35.78%	32.03%	0.0
Consumo térmico unitario	kJ/kWh	9,497	10,745	1,248
Eficiencia generador de vapor	%	87.69	82.01	5.68
Presión del condensador	bar	0.076	0.160	0.084

En la tabla 6. Se presentan los resultados obtenidos durante la prueba de la unidad 2 antes de mantenimiento, se consideran las variables más representativas, mismas que se comparan con los valores de referencia, los cuales son obtenidas del modelo de la unidad reproducido con el uso del software thermoflow. En donde es reiterado un modelo de la unidad. De la comparación de los datos de prueba contra re referencia, de ese mismo modo son obtenidas las desviaciones más importantes del comportamiento operativo de la unidad.

Tabla 7. Variables principales de flujos, presiones, temperaturas medidas con el FNP-16 ("Formato Normativo de Producción"), Termoflow y Tflink.

Variables Principales de Flujos, Presiones y Temperaturas					
Parámetro	U.M.	Referencia	Prueba	Origen	
Potencia eléctrica	kW	154,900	154,900	M	0
Flujo vapor principal	t/h	454.00	491.00	C	37.00
Flujo vapor recalentado caliente	t/h	414.60	445.70	C	31.10
Flujo vapor recalentado frío	t/h	414.6	443.70	C	-29.10
Flujo vapor cross over	t/h	360.9	385.80	C	-24.90
Flujo vapor de escape	t/h	324.60	354.30	C	29.70
Flujo agua de alimentación	t/h	458.20	522.00	C	63.80
Flujo condensado	t/h	363.00	425.00	C	62.00
Flujo atemperación al SH	t/h	15.04	6.40	M	-8.64
Flujo atemperación al RH	t/h	0.00	0.00	M	0.00
Flujo repuesto al ciclo	t/h	11.00	12.00	M	1.00
Flujo vapor ext. # 1	t/h	24.52	19.85	C	4.67
Flujo vapor ext. # 2	t/h	11.86	11.61	C	0.25
Flujo vapor ext. # 3	t/h	18.14	19.56	C	-1.42
Flujo vapor ext. # 4	t/h	18.8	20.65	C	-1.85
Flujo vapor ext. # 5	t/h	30.3	33.00	C	-2.70
Flujo vapor ext. # 6	t/h	38.39	43.48	C	-5.09
Presión vapor principal	bar	127.70	120.97	M	6.73
Presión vapor recalentado caliente	bar	30.48	32.30	M	1.82
Presión vapor recalentado frío	bar	32.01	34.26	M	2.25
Presión vapor cross over	bar	3.58	3.64	M	0.06
Presión vapor de escape	bar	0.08	0.16	M	0.08

Los resultados de referencia y de prueba fueron operados con el Tflink y el FNP-16 en el cual se manipularon variables de presión, y flujo para ver el decaimiento del flujo y de la presión conforme iba pasando por las extracciones de las turbinas. Donde Las variaciones observadas es poco probable que correspondan a un deterioro, más bien pueden corresponder a incertidumbre en la medición y cambio en el vacío del condensador principal debido a los gases condensables que se concentraron en las tuberías del condensador principal.

Tabla 8. Variables principales de flujo, Presión y Temperaturas del turbo grupo y las extracciones de la unidad 2.

Variables Principales de Flujos, Presiones y Temperaturas					
Parámetro	U.M.	Referencia	Prueba	Origen	
Presión vapor ext. # 1 lado turbina	bar	0.71	0.79	M	0.08
Presión vapor ext. # 2 lado turbina	bar	1.37	1.45	M	0.08
Presión vapor ext. # 3 lado turbina	bar	3.57	3.64	M	0.07
Presión vapor ext. # 4 lado turbina	bar	8.70	8.88	M	0.18
Presión vapor ext. # 5 lado turbina	bar	15.03	15.81	M	0.78
Presión vapor ext. # 6 lado turbina	bar	32.80	34.26	M	1.46
Temperatura vapor principal	°C	540.20	531.50	M	8.70
Temperatura vapor recalentado caliente	°C	537.70	543.00	M	5.30
Temperatura vapor recalentado frío (°C)	°C	353.00	360.00	M	7.00
Temperatura vapor cross over	°C	263.30	266.00	M	2.70
Temperatura vapor de escape	°C	40.64	53.00	M	12.36
Temperatura vapor ext. # 1	°C	105.70	116.80	e	11.10
Temperatura vapor ext. # 2	°C	163.10	169.40	C	6.30
Temperatura vapor ext. # 3	°C	263.30	266.00	M	2.70
Temperatura vapor ext. # 4	°C	365.40	367.40	C	2.00
Temperatura vapor ext. # 5	°C	438.00	443.50	C	5.50
Temperatura vapor ext. # 6	°C	354.70	360.00	M	5.30
Temperatura de agua entrada a cal. # 1	°C	45.26	60.00	M	14.74
Temperatura de agua salida a cal. # 1	°C	86.10	90.00	M	3.90
Temperatura dren cal. # 1	°C	49.84	52.00	M	2.16
Temperatura de agua salida a cal. # 2	°C	104.20	108.00	M	3.80
Temperatura dren cal. # 2	°C	90.66	92.00	M	1.34
Temperatura de agua salida a cal. # 3	°C	143.20	140.00	M	3.20
Temperatura dren cal. # 3	°C	139.60	141.00	M	1.40
Temperatura de agua entrada a cal. # 4	°C	143.20	140.00	M	3.20
Temperatura de agua salida a cal. # 4	°C	171.20	170.00	M	-1.20
Temperatura dren cal. # 4	°C	147.60	148.00	M	0.40
Temperatura de agua salida a cal. # 5	°C	195.00	195.00	M	0.00
Temperatura dren cal. # 5	°C	175.60	180.00	M	4.40
Temperatura de agua salida a cal. # 6	°C	237.20	236.80	M	0.40
Temperatura dren cal. # 6	°C	199.30	225.00	M	25.70

Con el Tflink y FNP-16 se operaron las variables de temperatura para ver el incremento gradualmente de temperatura conforme se pasa por cada calentador del turbogruppo y de las extracciones donde se calculó el Diseño y la prueba con el software Termoflow para obtener la diferencia y ver el deterioro. Las variaciones observadas es poco probable que correspondan a un deterioro, más bien pueden corresponder a incertidumbre en la medición y cambio en el vacío del

Tabla 9. Eficiencia Isoentrópica de las Turbinas Prueba vs Referencia.

C.T. José Aceves Pozos
Unidad No. 2

Eficiencia Isoentrópica de las Turbinas Prueba vs Referencia				
Secciones	Referencia	Prueba	diferencias	
Primer Paso 1	61.06%	57.97%	-3.09%	
Turbina de alta presión 2	86.53%	84.51%	-2.02%	
Turbina de alta presión	82.00%	80.51%	-1.49%	-1.82%
Turbina de presión intermedia 1	82.40%	78.77%	-3.63%	
Turbina de presión intermedia 2	87.00%	84.76%	-2.24%	
Turbina de presión intermedia 3	91.11%	82.12%	-8.99%	
Total TPI	88.85%	86.69%	-2.16%	-2.43%
Turbina de baja presión 1	89.39%	86.91%	-2.48%	
Turbina de baja presión 2	90.27%	87.34%	-2.93%	
Turbina de baja presión 3	88.97%	88.41%	-0.56%	
Total TBP	90.46%	88.04%	-2.42%	-2.68%

condensador principal.

El resultado obtenido de las turbina de baja, intermedia y alta presión fueron conseguidos con el cálculo del Software Termoflow proveniente del Diagnóstico de la Turbina donde se operaron variables de temperatura, Presión en bares entalpia y entropía. Así se obtuvo la eficiencia Isoentrópica de las turbinas, donde se tomó un promedio y para ver la desviación térmica que sufre las turbinas, en consiguiente obtener cual se mantienen más frágiles.

Tabla 10. Eficiencia Isoentrópica Total de Pruebas vs Referencia.

Eficiencia Isoentrópica de las Turbinas Prueba vs Referencia			
Secciones	Referencia	Prueba Antes de Mantto.	diferencias Antes de Mantto.
Turbina de alta presión	82.00%	80.51%	-1.49%
Turbina de Presión Intermedia	88.85%	86.69%	-2.16%
Turbina de Baja Presión	90.46%	88.04%	-2.42%

Se muestran los resultados de la Eficiencia Isoentrópica de las Turbinas el valor de prueba antes del mantenimiento comparado con el valor de referencia para obtener la diferencia y ver el deterioro de la unidad generadora de energía.

Nota 1: Mantenimiento extraordinario

Nota 2: Rehabilitación mayor de partes internas de turbina.

4.1 Eficiencia Turbina de vapor

La turbina de alta presión tiene una diferencia en eficiencia de -1.49 %, esto representa una pérdida de 1.18 %.

La turbina de presión intermedia tiene una diferencia en eficiencia de -2.16 %, esto representa una pérdida de 0.69 %.

La turbina de baja presión tiene una diferencia en eficiencia de -2.42 %, esto representa una pérdida de 0.18 %.

Tabla 11. Parámetros operativos del condensado principal de la U2 de la Central Termoeléctrica José Aceves Pozos. Recopilado por Termoflow.

**C.T. José Aceves Pozos
Unidad No. 2**

Tabla 4 Parámetros Operativos del Condensador Principal Prueba vs Referencia				
Parámetro	U.M	Referencia	Prueba	Diferencia
Potencia	kW	154,900	154,900	0.0
Presión del condensador	bar	0.076	0.160	0.08
Temperatura de escape	°C	40.6	53.0	12.36
Temperatura agua circulación salida	°C	34.2	47.5	13.30
Temperatura agua circulación entrada	°C	25.0	33.0	8.01
Diferencia temperatura entrada/salida agua circulación	°C	9.2	14.5	5.29
Diferencial terminal de temperatura	°C	6.4	5.5	-0.94
Factor de limpieza del condensador	%	85.0	65.0	-20.00

El condensador principal utiliza agua de mar del estero para su enfriamiento en el pozo caliente, por lo que se tienen variables en el flujo del agua que afectan a la eficiencia de la unidad y el desgaste de las tuberías por los gases condensables que se mantienen dentro. Las variables que no se lograron controlar en el análisis del impacto del flujo de agua de enfriamiento en el condensador son ensuciamiento por horas de operación, deterioro en la flora y fauna, mareas de estero. Con relación al comportamiento del condensador principal, se observa que la presión absoluta a la condición de prueba es de 0.16 bar (120.30 mmHg) y la de referencia es de 0.0847 bar (63.5 mmHg), para una diferencia de 0.077 bar (57.80 mmHg).

Se tienen pérdidas debido principalmente a:

- Bajo flujo agua de circulación.
- Bajo factor de limpieza del condensador por condensando en las tuberías del condensador principal y daños en los sellos de condensado.

4.2 MEDICIONES DEL SISTEMA AIRE-GASES REFERENCIA VS PRUEBA

Tabla 12. Perfil de presiones Sistema Aire-Gases del Generador de Vapor.

C.T. José Aceves Pozos
Unidad No. 2

Medición del Sistema Aire-Gases del Generador de Vapor			
Puntos de Muestreo	Referencia	Presión (mm de H ₂ O)	
		LADO A	LADO B
1.-Descarga VTF'S	571	620	620
Caida lado aire cav	35	100	100
2.-Entrada aire P.A.R.'S	536	520	520
3.-Salida aire P.A.R.'S	454	450	450
Caida lado aire	82	70	70
4.-Caja de aire	348	420	520
5.-Presión hogar	296	365	365
6.-Salida SH'S	220	260	260
7.-Entrada gas P.A.R.'S	94	120	115
8.-Salida gas P.A.R.'S	7	5	5
Caida lado gas	88	115	110

La caída de la presión del flujo aire-gas, durante su paso por el generador de vapor, se puede analizar en la gráfica 1 y grafica dos para el lado A y Precalentador de aire regenerativo 2A, la del lado B y Precalentador de aire regenerativo 2B [7].

Los resultados presentados en la tabla 12, indican que existen taponamiento en el hogar por mala combustión en la bola de fuego provocando daños en las canastas de los PAR'S [7].

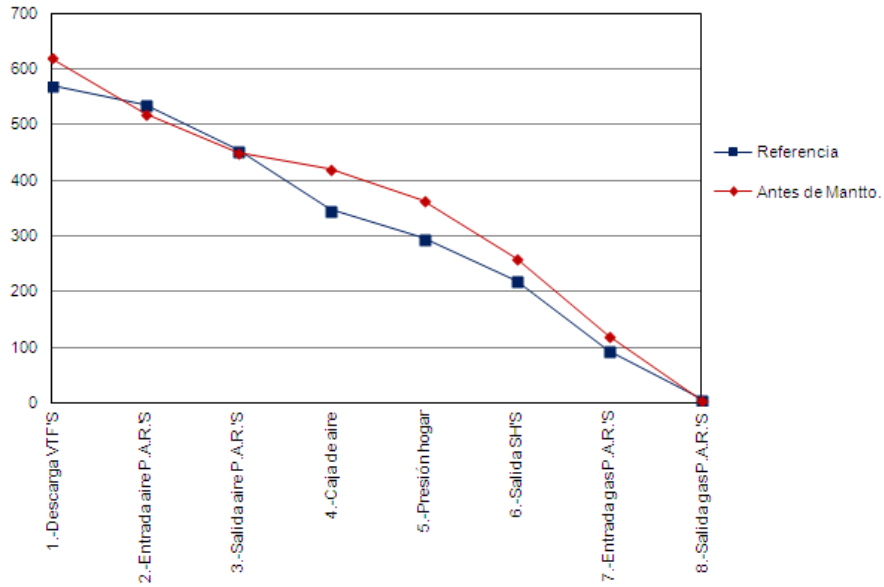


Figura 9 Caída de presión del flujo-Aire lado A.

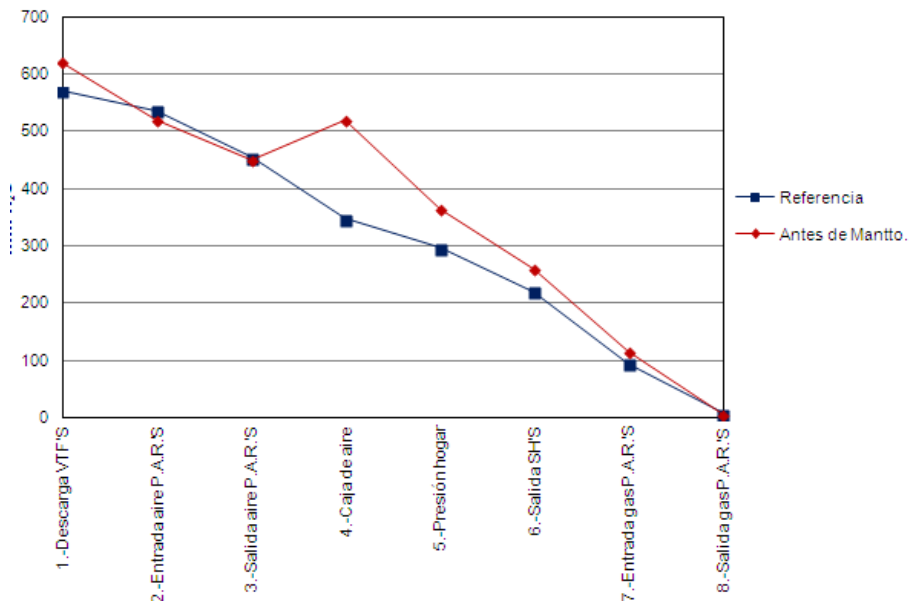


Figura 10 Caída de presión del flujo-Aire lado B.

Caída de presión del flujo-Aire lado B. Análisis de la prueba indica que existe taponamiento en los sellos de los PAR'S y en los elementos de la caldera por

ensuciamiento en el generador de vapor, presencia del hollín en los filtros de caja de aire esto provoca mala combustión [7].

Tabla 13. Parámetros Operativos de los Calentadores de Alta y Baja Presión.

	Referencia	Temperatura de Salida	Diferencia
Calentador No. 6	237.20	236.80	0.40
Calentador No. 5	195.00	195.00	0.00
Calentador No. 4	171.20	170.00	1.20
Calentador No. 2	104.20	108.00	-3.80
Calentador No. 1	86.10	90.00	-3.90

En las unidades generadores se tienen instalados 3 recalentadores de agua de baja presión y 3 recalentadores de agua de alta presión en el sistema agua de alimentación, el cual incrementa la temperatura del agua alimentada de 45°C hasta 237.5°C por medio de extracciones de vapor de turbina y drenes, logrando incrementar eficiencia en el ciclo de agua-vapor de la unidad generadora.

4.3 CAUSAS INTERNAS Y EXTERNAS QUE AFECTAN AL RÉGIMEN TÉRMICO BRUTO

De la tabla anterior se observa el impacto de las desviaciones más importantes que afectan al Régimen Térmico antes del mantenimiento. tenemos que las desviaciones más importantes que afectan el Régimen Térmico Bruto de la unidad, son las causas internas, siendo las más importantes las siguientes: Pérdida de eficiencia en turbina TPI G3 en 86 kJ/kWh, alta fuga de aire en precalentadores de aire regenerativos con 81 kJ/kWh, bajo flujo agua circulación en 47 kJ/kWh,

Tabla 14. Causas Internas Principales que Afectan al Régimen Térmico.

Comparativa de Causas Internas y Externas que Afectan al Régimen Térmico Bruto						
Causas Externas	U.M	Referencia	Prueba	Desviación	Impacto al RT (kJ/kWh)	
Temperatura ambiente	°C	24.2	30.0	5.9	-14	
Factor de planta	MW	158.0	154.9	-3.1	-8	
Temperatura de agua mar	°C	25	33	8	165	
				Total	143	
Causas Internas	U.M	Referencia	Prueba	Desviación	Impacto al RT (kJ/kWh)	
Eficiencia TPI G3	%	85.69	84.87	-0.82	86	17.59%
Eficiencia TPI G2	%	87.19	86.43	-0.8	84	17.18%
Fugas en CRA'S	%	8.30	30.00	21.7	81	16.56%
Flujo de agua de circulación	%	100.00	78.00	-22.0	47	9.61%
Factor de limpieza	%	85.00	65.00	-20.00	47	9.61%
Eficiencia TAP G2	%	86.97	84.03	-2.9	41	8.38%
Temperatura Vapor ppal.	°C	537.80	531.50	-2.9	30	6.13%
Temperatura salida gases ECO.	°C	356.80	413.00	56.20	25	5.11%
Eficiencia TPB G3	%	88.13	87.46	-0.7	15	3.07%
Presión vapor ppal.	bar	124.10	121.01	-3.1	13	2.66%
Eficiencia TPI G1	%	80.72	80.07	-0.65	6	1.23%
Eficiencia TPB G1	%	92.25	91.62	-0.63	6	0.0122699
Eficiencia TAP G1	%	61.09	59.96	-1.13	4	0
Eficiencia TPB G2	%	90.24	89.65	-0.59	4	0.82%
Total					489	100.00%

En la tabla 14. Se muestra las variables más representativas mismas que afectan al el factor de limpieza del condensador 47 kJ/kWh, temperatura vapor principal en 30 kJ/kWh y alta temperatura de salida de gases del economizador con 25 kJ/kWh, Presión de vapor principal en 13 kJ/kWh.

4.4 Comportamiento del Turbogrupos de la unidad 2 de diseño vs prueba a Máxima carga.

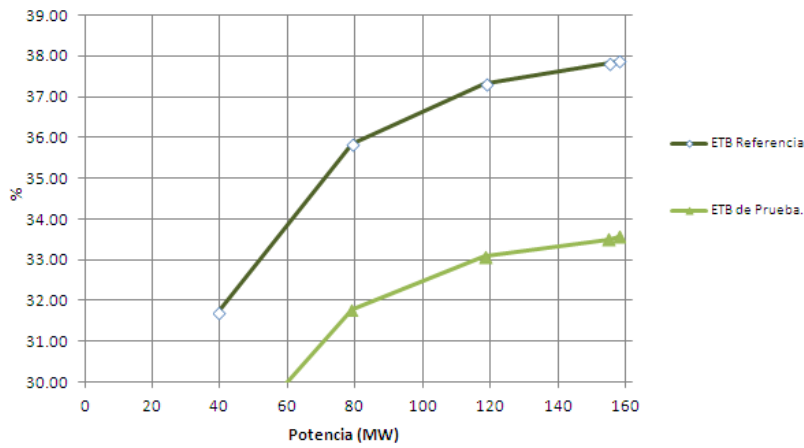


Figura 11 Comportamiento de la eficiencia térmica bruta Prueba vs Referencia potencia MW vs % de eficiencia.

Tabla 15. Eficiencia Térmica Bruta y Neta antes del mantenimiento de la unidad 2. De la C.T JAP.

	ANTES DE MANTTO.
ETN	32.03
ETB	33.50

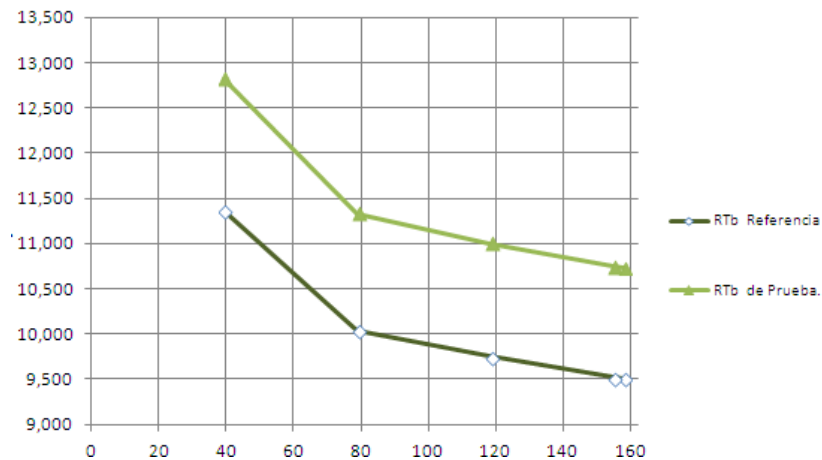


Figura 12 Representación de la eficiencia térmica bruta prueba vs referencia.

Tabla 16. Régimen Térmico Bruto y Neto en Kcal/Kw-h.

	ANTES DE MANTTO.
RTN	11,238
RTB	10,745

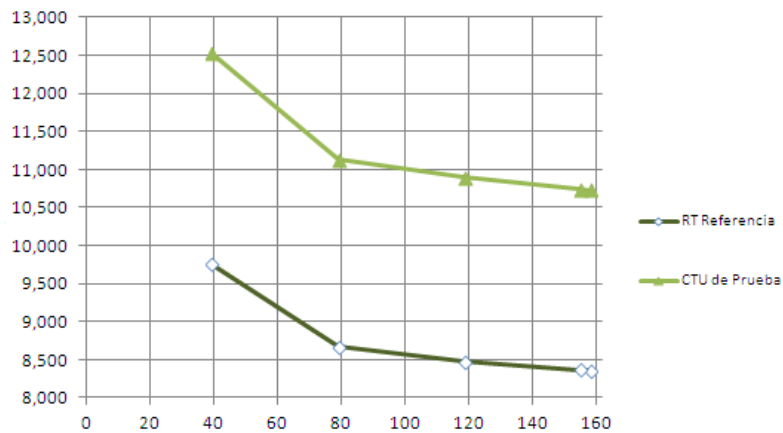


Figura 13 Consumo Térmico Unitario de Prueba vs Referencia.

La figura 13. Representa el consumo térmico unitario de la prueba y referencia del la unidad 2, donde se muestra la afectación en un puntos porcentuales, con un aumento en kcal/kWh.

Tabla 17. Costo Térmico Unitario antes del mantenimiento en kcal/kW-h.

	ANTES DE MANTTO.
CTU	10,745

Tabla 17. Demuestra resultado de antes del mantenimiento del Consumo Térmico Unitario antes del mantenimiento evaluado en kcal/kWh., gasto de energía que tiene la unidad per kWh.

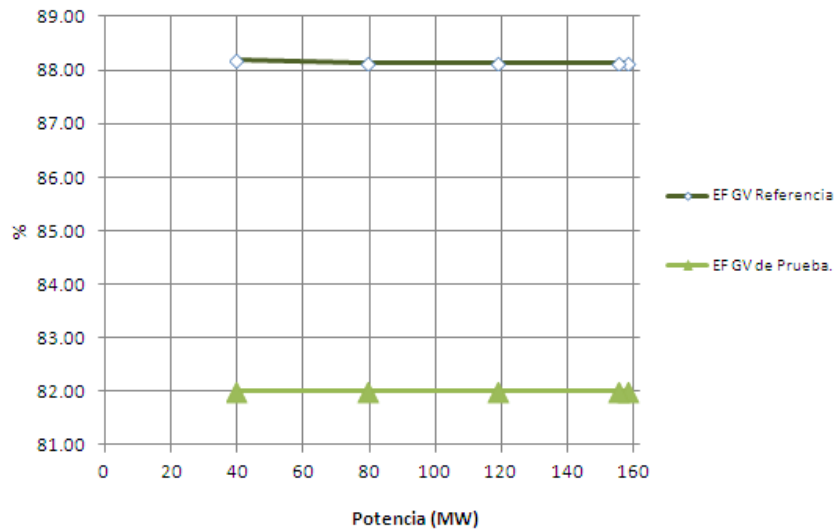


Figura 14 Eficiencia Generador de Vapor Prueba vs Referencia.

La figura 14. Representa la eficiencia generador de vapor, prueba y referencia donde se indica el porcentaje del decremento de la potencia con 3.1 punto porcentual.

4.5 EFICIENCIAS DEL GENERADOR DE VAPOR

La eficiencia del Generador de Vapor de referencia es de 88.90 %, la de prueba es de 82%, observándose una perdida 6.9%.

Las fugas de aire de los PAR's de referencia es de 8.30 %, la de prueba es de 30 %, observándose una perdida 21.70%.

El perfil de presión del sistema aire gases en el Generador de Vapor, de acuerdo a las tablas anexas, se observa un ensuciamiento en los PAR's.

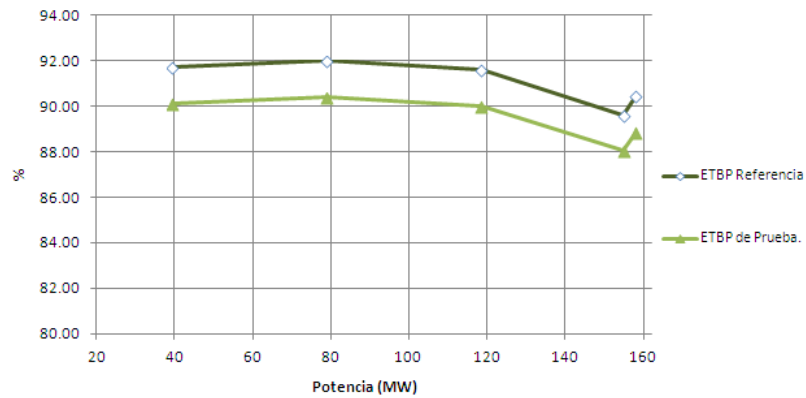
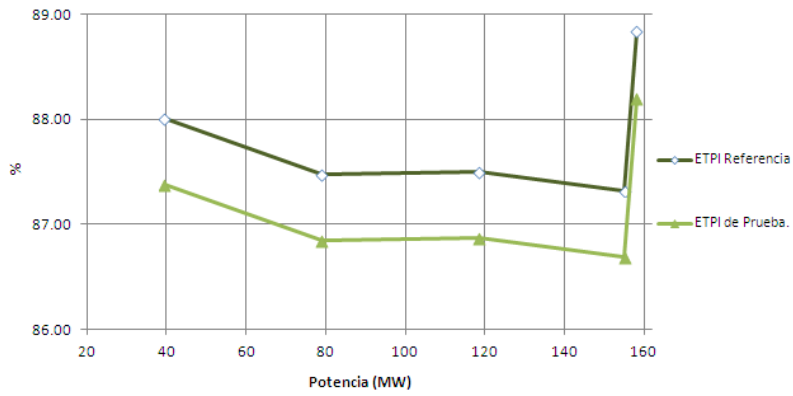
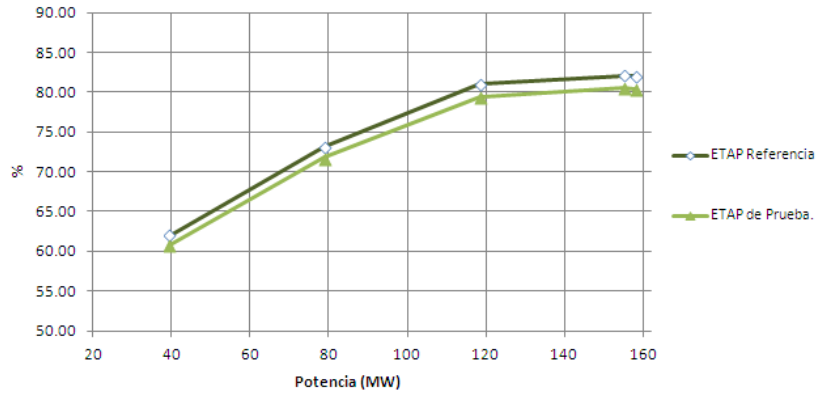


Figura 15 Representación de la eficiencia del porcentaje vs la potencia eléctrica a diferentes cargas en (MW), de las turbinas de Alta, Intermedia y Baja presión de la U2 de la C.T JAP.

4.6 CAUSAS PRINCIPALES QUE AFECTAN LA POTENCIA

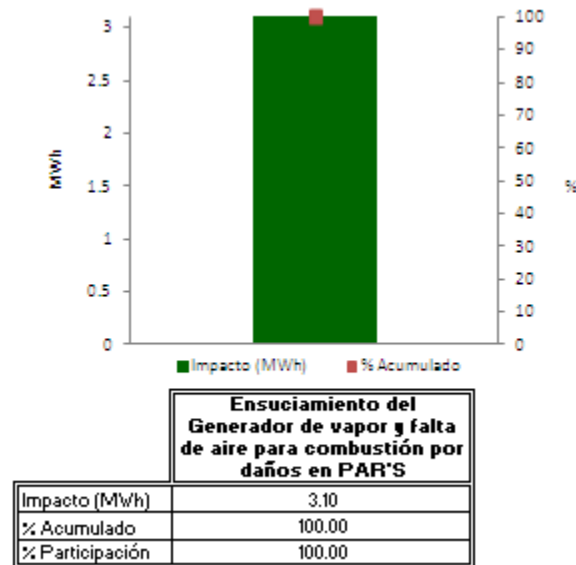


Figura 16 Representación de las causas principales que afectan la Potencia. Nota: Debido a los daños en los sellos de los PAR'S por ensuciamiento del Generador de vapor.

La realización del mantenimiento eliminó las causas que estaban provocando el decremento de la unidad de 3.10 MW por la falta de aire para la combustión, debido al ensuciamiento del generador de vapor y daño en los sellos de los PAR'S [8].

4.7 IMPACTO ECONÓMICO \$ VS GENERACIÓN BRUTA

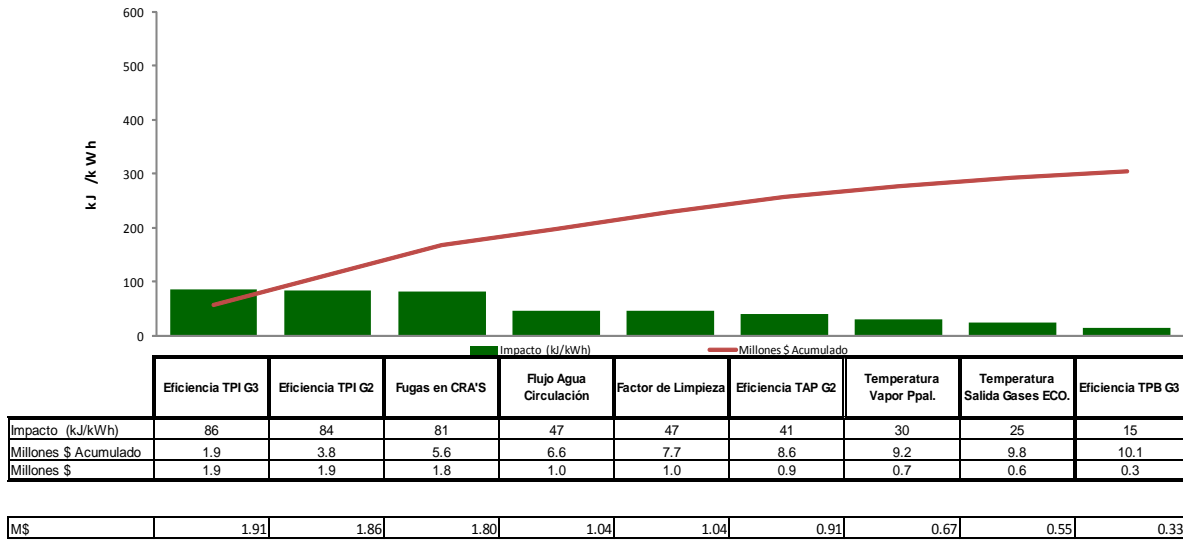


Figura 17 Representación del consumo energía por cada kWh medida en kcal y M\$.

Poder Calorifico (kJ/kg)	42363.03
Gen. Ene-Oct 2015 (kW)	192,565,184.00
\$/m3	4883.18
Gen. Nov-Dic 2015 (kW)	0.00
	192,565,184.00

Figura 18 Datos comparativos de la generación de energía de ENE- OCT. DEL 2015 (kWh) y precio del combustible por M3. \$/M3 Combustible Nacional 4883.18 Energéticos [9].

4.8 IMPACTO ECONÓMICO TOTAL

Tabla 18. Costo adicional de la generación en millones \$/año.

Impacto económico total	
Concepto	Importe Millones \$ /año
Costo adicional de generación	46.94
Pérdida de oportunidad de ingreso	0
Total	46.94

- Pérdida de oportunidad de ingreso

No se tiene una pérdida de oportunidad de ingreso debido a que el costo variable es mayor que el costo nodal de la energía.

- **Impacto económico total.**

En la siguiente tabla, se indica el impacto económico total, calculado para el presente año, considerando el consumo adicional de combustóleo, el factor de planta promedio de los últimos 5 años y el decremento de potencia, el cual se corrigió después del mantenimiento extraordinario.

- Por el consumo adicional de combustóleo a la condición de prueba y considerando el pre despacho de generación para los próximos 3 meses y el precio del combustóleo promedio del 2015 en la CT José Aceves Pozos es de 4883.18 \$/m³ (17.20 USD \$/GJ), tenemos que sin la realización del mantenimiento los costos adicionales que se estimaban en aproximadamente 17.20 millones de pesos [10].

Tabla 19. Parámetros Operativos del Generador de vapor y la eficiencia total del Generador de Vapor de la unidad 2 de la C.T JAP. [10] Termoflow.

Parámetro	U.M	Referencia	Prueba
Potencia eléctrica	kW	154,900	154,900
Presión de Vapor SH	bar	127.70	120.97
Temperatura de Vapor SH	°C	540.20	531.50
Presión de Vapor RH	bar	30.48	32.30
Temperatura de Vapor RH	°C	537.70	543.00
Flujo de Vapor SH	t/h	454.00	491.00
Potencia Térmica	kW	408,617	462,322
Flujo de Aire	%	73.13	86.00
Flujo de combustible	t/h	35.63	39.29
Temperatura gases salida del economizador	°C	352.80	413.10
Temperatura gases salida de PAR'S	°C	152.90	162.50
Fuga de aire en PAR'S	%	32.00	34.96
Oxígeno a la salida del economizador	%	2.55	1.58
Eficiencia de Generador de Vapor	%	87.69	82.01

Tabla 20 Resultados del Mantenimiento Eficiencia Térmica neta y Bruta.

Parámetro	U.M	Referencia	Prueba	Diferencia
Eficiencia térmica neta	%	35.78	32.0	3.7
Eficiencia térmica bruta	%	37.91	33.5	4.4

Tabla 21. Resultados del Mantenimiento del R.T en kJ/kW-h vs kcal/kg.

Parámetro	U.M	Referencia	Prueba	Diferencia
Régimen térmico neto	kJ/kWh	10,061	11,238	1,177
Régimen térmico bruto	kJ/kWh	9,497	10,745	1,248

Tabla 22. Resultados del Mantenimiento Consumo Térmico Unitario en kJ/kW/h vs kcal/kg.

Parámetro	U.M	Referencia	Prueba	Diferencia
Consumo térmico unitario	kJ/kWh	9,497	10,745	1,248

4.9 EVALUACIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂

Tabla 23. Calculo de las emisiones del CO₂ por ton/h, ton/día, ton/mes, ton/año, las toneladas de CO₂ adicional/año y gasto de combustible adicional del combustóleo (\$/año) final.

C. T. JOSE ACEVEZ POZOS	
FECHA: 08/25/15	
CALCULO DE EMISIONES DE CO₂	
	UNIDAD 2
Incremento del Régimen Térmico (kJ/kWh)	1,248.15
Generación bruta (kWh)	154,900
Energía térmica adicional (MJ)	193,338.35
PCS combustóleo (kcal/kg)	10118.23471
PCS combustóleo (MJ/kg)	42.3630251
Precio del combustóleo (\$/m ³)	4,883.18
Factor ton CO ₂ /m ³ de combustóleo consumido	2.928
Consumo adicional de combustóleo (m ³ /h)	3.66
Energía térmica adicional (MJ)	
CO ₂ adicional (ton/h)	10.7106
CO ₂ adicional (ton/día)	257.0550
CO ₂ adicional (ton/mes)	7,711.6493
CO ₂ adicional (ton/año)	92,539.7914
FP	16.7000
CO ₂ adicional (ton/año) final	15,454.1452
Gasto adicional de combustóleo (\$/h)	17,862.67
Gasto adicional de combustóleo (\$/día)	428,704.14
Gasto adicional de combustóleo (\$/mes)	12,861,124.16
Gasto adicional de combustóleo (\$/año)	154,333,489.88
Gasto adicional de combustóleo (\$/año) final	25,773,692.81

Con el estado actual de la Unidad, debido al consumo adicional de combustóleo de 3.66 m³/h y considerando que el factor de planta promedio de los últimos 5 años es de 30%, se tiene una emisión adicional de 92,539.7914 toneladas de CO₂ en un año.

Tabla 24. Evaluación de precalentadores de Aire regenerativo.

Central: JOSE ACEVES POZOS **Fecha:** 25/08/2015
Unidad: 2 **Carga:** **CONDICIONES:** **DET. FUGAS**
CRA's "A,B"

Datos de entrada	Referencia	Prueba	Unidad
Oxígeno en gases, entrada PAR:	2.729	1.530	% vol
Oxígeno en gases, salida PAR:	4.279	6.980	% vol
Temperatura del aire, entrada PAR:	65.58	88.45	°C
Temperatura de gases, entrada PAR:	347.30	409.04	°C
Temperatura del aire, salida PAR:	278.70	343.91	°C
Temperatura de gases, salida PAR:	159.40	162.50	°C
Humedad absoluta del aire:	0.0150	0.0102	kg _{agua} /kg _{aire seco}

Análisis elemental del combustible:

Carbono =	84.770	% peso
Hidrógeno =	9.850	% peso
Nitrógeno =	0.450	% peso
Oxígeno =	0.520	% peso
Azufre =	3.910	% peso
Cenizas =	0.080	% peso
Humedad =	0.420	% peso

Resultados				
Concepto	Referencia	Prueba	Diferencia	Unidad
Flujo de gases de entrada	16.623	15.628	-0.995	kg _{gas} /kg _{comb}
Flujo de gases de salida	18.016	21.092	3.076	kg _{gas} /kg _{comb}
Flujo de aire de entrada	17.016	20.073	3.057	kg _{aire} /kg _{comb}
Flujo de aire de salida	15.623	14.634	-0.989	kg _{aire} /kg _{comb}
Temperatura de gases corregida	166.72	186.58	19.864	°C
Temperatura media del lado frío	116.15	137.51	21.36	°C
Eficiencia Promedio	69.88	74.54	4.66	%
Fugas de aire (calculadas con oxígeno)	8.30	34.79	26.490	%
Fugas de aire (calculadas con flujo)	8.39	34.96	26.575	%
Fugas de aire (calculadas con temp)	9.36	34.96	25.60	%
Temperatura media lado frío: Central	112.49	125.48	12.99	°C

Al término de la prueba se observa que los parámetros de emisiones cumplían con la NOM-085-SEMARNAT-2011. Las fichas de atomización presentaron desgaste por lo que se recomienda cambio y seguimiento.

El seguimiento de la viscosidad del combustible ya que los combustibles importados presentan valores de viscosidad muy diferentes a los nacionales, así como las mezclas de los mismos para que en consecuencia se realice ajuste de temperatura de precalentamiento del combustible ya que se presenta tamaño y forma de flama diferente y esto ocasiona mala combustión en el hogar [11].

CAPÍTULO 5: CONCLUSIÓN(ES) Y RECOMENDACIONES

La realización del mantenimiento de la unidad No.2 permite concluir lo siguiente:

- La potencia máxima alcanzable por la U2 durante la prueba del comportamiento del Régimen Térmico fue de 154,900.
- La ETB incremento a un 1.66 puntos porcentuales, lo que representa una mejora del 4.91 %.
- El RTB disminuyó en 1248.kJ/kWh, lo que representa un aumento del 4.69 %.
- La TAP tienen una eficiencia menor al valor de referencia de -1.18 puntos porcentuales, esto representa un decaimiento del 1.44 %.
- La TPI tienen una eficiencia menor al valor de referencia -1.67 puntos porcentuales, esto representa un decaimiento del 1.87 %.
- La ETBP es mayor a la de referencias en de -2.42. puntos porcentuales, esto representa una pérdida del 1.28 %.
- Debido a que la condición del vapor de escape de la TBP es adquirida por método gráfico, se obtuvo como resultado adicionalmente la ETBP hasta la extracción No. 1, para esta sección, la eficiencia de referencia a la estado de prueba antes del mantenimiento es de 90.46 % la real obtenida es de 88.04 %, para una diferencia de -2.42 puntos porcentuales, esto representa una pérdida del 1.90 %.
- Se estima una disminución en el costo variable de generación de \$ 46.94 millones de pesos por año, este valor se calculó con un FP de 30 % y un precio de combustible de 13.87 USD\$/GJ. (Costo nodal de combustible en dólares por 1 GJ de combustible).

5.1 RECOMENDACIONES

En base a los resultados obtenidos, es recomendable lo siguiente:

- Mantener vigente la calibración de los instrumentos requeridos para la evaluación operativa de todos los equipos principales de la unidad ya que existe instrumentación dañada que no se encontró disponible al momento de la prueba.
- Verificar la calibración de la instrumentación del área de los calentadores de agua de condensado principal, alimentación y extracciones, por haber discrepancia de datos respecto a los valores de referencia.
- Instalar instrumentación para medir presión en el vapor del crossover.
- Rehabilitar las partes internas de la turbina de vapor.
- Rehabilitar los PAR'S por presentar daños en canastas y sellos.
- Eliminar la caída de presión en los CAV'S y PAR'S ya que están ocasionando la insuficiencia de aire para la combustión en el generador de vapor.
- Rehabilitar las bombas de agua de circulación (Limpieza de ductos, desazolvé de cárcamos, mantenimiento electromecánico de motores y bombas).
- Limpieza de los elementos de transferencia de calor del generador de vapor.
- Implementar las mediciones de oxígeno y CO para mejorar el control de la combustión.
- Eliminar las fugas de gases presentes en el generador de vapor.
- Mantener vigente la calibración de los instrumentos requeridos para la evaluación operativa de todos los equipos principales de la unidad ya que existe instrumentación dañada que no se encontró disponible al momento de la prueba.
- Instalar instrumentación para medir presión y temperatura en el vapor del crossover.

- Rehabilitar el filtro Taprogge por presentar daños.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] R. López, Localización de la Central Termoeléctrica José Aceves Pozos, [online] Comisión Federal de Electricidad, 2014. Disponible en: <http://www.hbbe0.hb0.cfemex.com/Localizacion.htm>.

[2] E.V. Villagómez, “El Sistema Eléctrico Nacional Taller de transformadores,” Comisión Federal de Electricidad, TC14, México, Rep. 070606, Nov. 2015. Disponible en: http://www.cigre.org.mx/uploads/media/SIN_Mexico-CIGRE.pdf.

[3] R. López, José Aceves Pozos, Organigrama de la Central Termoeléctrica José Aceves Pozos. [Online]. Comisión Federal de Electricidad, 2015. Disponible en: <http://www.hbbe0.hb0.cfemex.com/Localizacion.htm>.

[4] J. F. García, “Procedimiento Normativo para la Entrega y Recepción de Unidades Generadoras,” Comisión Federal de Electricidad, México, D.F, Tech. PN-2000-072, Oct. 2015.

[5] E. Villanueva, “Procedimiento Normativo para la evaluación y determinación del Régimen Térmico,” Comisión Federal de Electricidad, México D.F, Rep. 011 (3212-32)-01, Ene. 2014.

[6] J. López, “Área del control Noroeste y Subareas, CENACE,” [Online] Comisión Federal de Electricidad, 2015. Disponible en: <https://www.p24b0.cfemex.com/index.jsp>

[7] J. A Ramos., “Medición del sistema Aire-Gases del Generador de Vapor”, Comisión Federal de Electricidad, SAG, México, Tech. 020 (4244-56)-1, Oct. 2015. Ago., 2015.

[8] J. Rubio, Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión, SIACIG, [Online] Subdirección de Generación de la Central Termoeléctrica José Aceves Pozos, Ago. 2015, Disponible en: <http://www.10.32.1.90.8080/siasig/>.

[9] R. López, Organigrama de la Central Termoeléctrica José Acevez Pozos, [online] Comisión Federal de Electricidad, 2012. Disponible en: <http://www.hbbe0.hb0.cfemex.com/Imagenes/Organigrama.png>.

[10] J. E. Ramos, “Precio de combustible;” Comisión Federal de Electricidad, México, D.F, Rep. SRENO-367-0212, Ago. 2015.

[11] O. D. Martínez, “Evaluación de precalentadores de aire regenerativos”, Comisión Federal de Electricidad, T.C.S.A. México, Rep. 1262 (3114-06)-2, Nov. 2015.

ANEXOS

Programas utilizado durante la operación del Diagnóstico Energético

Thermoflow software (TFLOW-23

Tflink Software (TFLINK, herramienta de pruebas).

Normas: ASME PTC-6, Steam Turbines, Noviembre.

Normas ASME PTC-4.1 Eficiencia de Generadores de Vapor.

Norma NMX-CC-9001/ISO-9001:2000.

Norma NMX-SAA-14001-IMNC-2002.

Norma NMX-SAST-002-IMNC-2001.