



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

POSGRADO DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

Repotenciación de una central de ciclo combinado con tecnología IGCC

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

GUILLERMO SÁNCHEZ LIÉVANO

Director de tesis:

Dr. Gabriel León de los Santos

Facultad de Ingeniería

Ciudad Universitaria, Cd. de México. Mayo 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Pablo Álvarez Watkins

Secretario: M. en I. Augusto Sánchez Cifuentes

Vocal: Dr. Gabriel León de los Santos

1^{er.} Suplente: Dr. Rodolfo Alberto Herrera Toledo

2^{do.} Suplente: M. en C. Héctor Alejandro Beltrán Mora

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, Cd. de México.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Gabriel León de los Santos

FIRMA

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme aceptado en su programa de posgrado y brindarme sus invaluable recursos para mi formación académica.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por haberme brindado una beca que hizo posible el desarrollo de mis estudios de posgrado.

A mis padres, Miguel Ángel Sánchez Sánchez y María Esther Liévano Bárcenas por su apoyo incondicional en todas las etapas de mi vida, su comprensión y silencios durante el tiempo que desarrollé este trabajo.

A mis hermanas Ana Lilia e Ivonne Lizeth, por su cariño y comprensión ya que supieron estar presentes aun en la distancia y me han brindado ejemplos de tenacidad y esfuerzo.

A mis pequeños sobrinos Elian y Shahin, que también compartieron su increíble energía y feliz tiempo durante mis estudios y para los cuáles espero que este trabajo represente un ejemplo en sus vidas.

A mis familiares, que siempre estuvieron ahí con una palabra de aliento para culminar esta etapa y que de una u otra forma me impulsaron a seguir adelante.

A todos mis profesores del posgrado y aquellos que, desde la licenciatura, me brindaron un consejo que derivó en el logro de esta meta.

A mi Director de Tesis, el Dr. Gabriel León de los Santos por su paciencia, apoyo, confianza y amistad, durante el proceso de reordenamiento de ideas, desarrollo y culminación del presente estudio.

A mis sinodales, que tuvieron la paciencia de seguir los avances de este trabajo y que confiaron en que se llevaría a buen término. En especial al M. en I. Augusto Sánchez Cifuentes, por su apoyo y enseñanzas en otras áreas importantes de mi desarrollo profesional y al Dr. Rodolfo A. Herrera Toledo por su amistad, apoyo e instrucción durante mis estudios de posgrado.

A mi amigo, hermano y compañero en esta travesía José María García Garza, por brindarme su confianza, amistad, compañía y apoyo durante la mayor parte del tiempo de nuestros estudios de posgrado.

A mis amigos y hermanos Héctor Alejandro y Erick por su amistad, consejo, críticas, alientos y desalientos, por el tiempo compartido en el trabajo y esparcimiento elementos básicos para el desarrollo de este trabajo.

A mis amigos y hermanos Eduardo y Oscar Alberto Vera, con quienes comparto una gran amistad y que desde sus lejanas trincheras han hecho valiosas aportaciones a este trabajo.

A todas esas personas que se saben partícipes de alguna parte de este trabajo y que siempre mostraron su generosidad para compartir información y experiencias conmigo.

¡Gracias!

Guillermo Sánchez Liévano

Contenido

Índice de cuadros.....	6
Índice de ilustraciones.....	8
Introducción.....	9
Objetivos	11
Hipótesis	11
Capítulo 1. Antecedentes.....	14
1.1. Centrales de ciclo combinado en México	14
1.2. Central de ciclo combinado Tula.....	14
1.2.1. Ubicación	15
1.2.2. Condiciones climáticas	16
1.2.3. Equipos principales.....	16
1.2.4. Combustible.....	19
1.2.5. Comportamiento termodinámico de diseño	20
1.3. Repotenciación.	22
1.3.1. Repotenciación con integración de la gasificación	22
1.3.2. Tecnologías de gasificación.	25
1.3.3. Combustibles para la gasificación.....	27
1.3.4. Turbinas de gas.....	28
Capítulo 2. Evaluación y Modelado Térmico.....	30
2.1. Parámetros de operación de la central CC Tula.....	30
2.2. Modelo térmico y simulación a condiciones actuales. Caso base.	30
2.3. Opciones propuestas de repotenciación con IGCC.	34
1.3.5. Caso I. Incorporación del gasificador (IGCC).....	34
1.3.6. Caso II. IGCC con sustitución de la turbina de vapor	39
1.3.7. Caso III. IGCC con sustitución de las turbinas de vapor y de gas	43
1.3.8. Caso IV. IGCC con repotenciación de sitio.	49
Capítulo 3. Análisis Económico y Financiero.....	53
3.1. Supuestos técnicos.....	53
3.2. Supuestos económicos y financieros	54
3.3. Escenario de precios del gas natural y del coque de petróleo.....	57
3.4. Costos de inversión	59
3.5. Resultados.....	61

3.5.1.	Caso I	61
3.5.2.	Caso II	64
3.5.3.	Caso III	65
3.5.4.	Casos IV y IV-A	68
3.6.	Resumen comparativo y sensibilidades	75
Capítulo 4. Conclusiones.....		79
4.1.	Factores técnicos	78
4.2.	Factores económicos	78
Anexo		83
A. Siglas y abreviaturas		83
B. Información adicional		85
Referencias y bibliografía		89

Índice de cuadros

Cuadro 1. Arreglo de las unidades generadoras de la CC Tula. Elaboración propia.	15
Cuadro 2. Parámetros climatológicos para la CC Tula. Elaboración propia.	16
Cuadro 3. Características de las turbinas de gas. CC Tula, CFE.	17
Cuadro 4. Características de los compresores axiales de las turbinas de gas. CC Tula, CFE.	17
Cuadro 5. Características de las cámaras de combustión de las turbinas de gas. CC Tula, CFE.	18
Cuadro 6. Características de los recuperadores de calor. CC Tula, CFE.	18
Cuadro 7. Características de las turbinas de vapor. CC Tula, CFE.	19
Cuadro 8. Características de los quemadores posteriores. CC Tula, CFE.	19
Cuadro 9. Análisis de los componentes del gas natural en condiciones de diseño. CC Tula, CFE.	20
Cuadro 10. Parámetros y condiciones de diseño de las turbinas de gas. CC Tula, CFE.	20
Cuadro 11. Consumo específico de las turbinas de gas. CC Tula, CFE.	20
Cuadro 12. Parámetros de operación a condiciones de sitio de ciclo combinado. CC Tula, CFE.	21
Cuadro 13. Propiedades del coque de petróleo. Elaboración propia.	28
Cuadro 14. Clasificación comercial de las turbinas de gas. Elaboración propia.	29
Cuadro 15. Parámetros de operación de la central CC Tula (supuestos técnicos). Elaboración propia.	30
Cuadro 16. Parámetros de operación resultado de la simulación de la central CC TULA. Elaboración propia.	34
Cuadro 17. Parámetros de comportamiento de la simulación IGCC para el caso I. Elaboración propia.	38
Cuadro 18. Equipos incorporados en el Caso I de repotenciación IGCC TULA. Elaboración Propia.	39
Cuadro 19. Parámetros de comportamiento de la simulación IGCC para el caso II. Elaboración propia.	39
Cuadro 20. Equipos incorporados en el Caso II de repotenciación IGCC TULA. Elaboración Propia.	43
Cuadro 21. Parámetros de comportamiento de la simulación IGCC para el caso III. Elaboración propia.	44
Cuadro 22. Comparación de eficiencias entre tecnologías comerciales y las obtenidas en el caso III. Elaboración propia.	44
Cuadro 23. Equipos incorporados en el Caso III de repotenciación IGCC TULA. Elaboración Propia.	45
Cuadro 24. Parámetros de comportamiento de la simulación IGCC para el caso IV. Elaboración propia.	49
Cuadro 25. Equipos incorporados en el Caso IV de repotenciación IGCC TULA. Elaboración Propia.	52
Cuadro 26. Parámetros de desempeño de las configuraciones propuestas. Elaboración propia.	53
Cuadro 27. Supuestos técnicos, combustible. Elaboración propia.	53
Cuadro 28. Supuestos económicos y financieros utilizados para la evaluación. Elaboración propia.	54
Cuadro 29. Escenarios de financiamiento	55
Cuadro 30. Escenarios de precios de los combustibles (USD/unidad). Elaboración propia.	58
Cuadro 31. Costos de Inversión. Elaboración propia.	59
Cuadro 32. Programa de inversión e intereses durante la construcción. Elaboración propia.	60
Cuadro 33. Determinación del resultado neto para el Caso I. Elaboración propia.	62
Cuadro 34. Evaluación económica y financiamiento del Caso I. Elaboración propia.	63
Cuadro 35. Resultado de la evaluación económico-financiera para el Caso I. Elaboración propia.	63
Cuadro 36. Determinación del resultado neto para el Caso II. Elaboración propia.	64
Cuadro 37. Evaluación económica y financiamiento del Caso II. Elaboración propia.	65
Cuadro 38. Resultado de la evaluación económico-financiera para el Caso II. Elaboración propia.	65
Cuadro 39. Determinación del resultado neto para el Caso III. Elaboración propia.	66
Cuadro 40. Evaluación económica y financiamiento del Caso III. Elaboración propia.	67

Cuadro 41. Resultado de la evaluación económico-financiera para el Caso III. Elaboración propia.	67
Cuadro 42. Determinación del resultado neto para el Caso IV. Elaboración propia.	69
Cuadro 43. Evaluación económica y financiamiento del Caso IV. Elaboración propia.	70
Cuadro 44. Resultado de la evaluación económico-financiera para el Caso IV. Elaboración propia.	71
Cuadro 45. Esquemas para la participación en el MEM como generador. Elaboración propia.	71
Cuadro 46. Precio medio de la energía pactado con base en la tarifa general HM de CFE.	72
Cuadro 47. PML y sus componentes para diferentes NodosP. Cálculo de los derechos de transmisión. Elaboración propia.	72
Cuadro 48. Determinación del resultado neto para el Caso IV-A. Elaboración propia.	73
Cuadro 49. Evaluación económica y financiamiento del Caso IV-A. Elaboración propia.	74
Cuadro 50. Resultado de la evaluación económico-financiera para el Caso IV-A. Elaboración propia.	75
Cuadro 51. Resumen de resultados de las evaluaciones económico-financieras de los casos presentados. Elaboración propia.	75
Cuadro 52. Sensibilidades de los indicadores económico-financieros sobre el Caso IV-A (Base).	76
Cuadro 53. Resultados obtenidos de la negociación de los supuestos económico-financieros. Elaboración propia.	77
Cuadro 54. Mejoras en la eficiencia, el factor de planta y el régimen térmico. Elaboración propia.	85

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Mapa de localización de la Central CC Tula.	15
Ilustración 2. Equipos principales de un ciclo combinado de generación eléctrica. Elaboración propia.	17
Ilustración 3. Diagrama de procesos, ciclo combinado. Paquete sur, CC Tula, CFE.	21
Ilustración 4. Estructura básica de un Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (IGCC). Elaboración propia.	23
Ilustración 5. Diagrama de flujo de un ciclo combinado con gasificación integrada. Elaboración propia.	24
Ilustración 6. Simulación del paquete norte de la CC Tula. Elaboración propia	31
Ilustración 7. Simulación del paquete sur de la CC Tula. Elaboración propia.	32
Ilustración 8 Simulación de la central CC Tula. Con parámetros de operación de la central completa. Elaboración propia.	33
Ilustración 9 Simulación de la IGCC TULA paquete norte con la incorporación del gasificador MHI. Caso I. Elaboración propia.	35
Ilustración 10 Simulación de la IGCC TULA paquete sur con la incorporación del gasificador MHI. Caso I. Elaboración propia.	36
Ilustración 11 Simulación de la IGCC TULA con la incorporación del gasificador MHI. Detalle del gasificador. Caso I. Elaboración propia	37
Ilustración 12. Simulación de la IGCC TULA paquete norte con la incorporación del gasificador MHI. Caso II. Elaboración propia.	40
Ilustración 13 Simulación de la IGCC TULA paquete sur con la incorporación del gasificador MHI. Caso II. Elaboración propia	41
Ilustración 14 Simulación de la IGCC TULA con la incorporación del gasificador MHI. Detalle del gasificador. Caso II. Elaboración propia.	42
Ilustración 15. Simulación de la IGCC TULA paquete norte con la incorporación del gasificador MHI. Caso III. Elaboración propia.	46
Ilustración 16. Simulación de la IGCC TULA paquete sur con la incorporación del gasificador MHI. Caso III. Elaboración propia.	47
Ilustración 17. Simulación de la IGCC TULA con la incorporación del gasificador MHI. Detalle del gasificador. Caso III. Elaboración propia.	48
Ilustración 18. Simulación de la IGCC TULA completa con la incorporación del gasificador MHI. Caso IV. Elaboración propia	50
Ilustración 19. Simulación de la IGCC TULA con la incorporación del gasificador MHI. Detalle del gasificador. Caso IV. Elaboración propia.	51
Ilustración 20. Integración del costo total para los casos de estudio. Elaboración propia.	84
Ilustración 21. Costos nivelados de generación y del combustible. Elaboración propia.	84
Ilustración 22. Datos para el cálculo del costo nivelado de generación. Elaboración propia.	86
Ilustración 23. Cálculo del costo nivelado de generación para el Caso IV-A. Elaboración propia.	86
Ilustración 24. Datos del nodoP de referencia. Datos del CENACE. Elaboración propia.	87

Introducción

El suministro de energía eléctrica en el país estuvo a cargo del estado a lo largo de 55 años desde la nacionalización de la industria eléctrica con exclusividad para la generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento en el servicio público. Desde 2009, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es el responsable del suministro de energía eléctrica a lo largo del territorio nacional, antes de ese año compartía esa responsabilidad con la hoy extinta compañía de Luz y Fuerza del Centro. En 1994 se abre la posibilidad de la participación privada, y en el año 2000 entra en operación el primer Productor Independiente. Con el decreto de reforma energética en diciembre de 2013, surge un nuevo esquema de mercado eléctrico que abre diferentes posibilidades de generación eléctrica para diferentes actores, además de CFE.

Para efectos del servicio público, la Secretaría de Energía y la CFE vinieron realizando la planificación para la expansión del sector eléctrico, programando adiciones, modificaciones y retiros de capacidad de generación con base en diversos criterios técnicos, económicos y financieros que permitieron el cumplimiento al mandato constitucional de generación al mínimo costo.

La búsqueda de la reducción de emisiones contaminantes derivadas del parque de generación y los compromisos nacionales de sustentabilidad y uso eficiente de los recursos energéticos, impulsaron diversas iniciativas para la evolución y cambio de los criterios de selección y desarrollo de capacidad mediante la integración de tecnologías limpias que utilizan energías renovables o energéticos más amigables con el medio ambiente.

Con algunos inconvenientes como la intermitencia y los factores de planta, que inciden sobre el despacho de la energía generada, se ha visto la necesidad de utilizar tecnologías de última generación y máxima eficiencia para mantener un portafolio de generación estable, que si bien utilizan combustibles fósiles, resultan ser altamente confiables en el despacho.

En este aspecto, los avances tecnológicos sobre los sistemas que integran las plantas térmicas han permitido solucionar diversos problemas de tipo ambiental, combinando tecnologías maduras con altas eficiencias de generación que permiten utilizar parte de las instalaciones de las centrales existentes logrando incrementar sus eficiencias y en consecuencia reducir sus costos de generación. Esto ha permitido habilitar plantas en sus últimos años de vida a un costo de inversión razonablemente menor que una central nueva y con costos de generación eléctrica competitivos que incrementan la posibilidad de mantener su despacho.

Este proceso de mejora y actualización de equipos de las centrales de generación se le conoce como Repotenciación y es una de las opciones existentes para la adición de capacidad en la planificación del sector eléctrico. Este proceso, al igual que la instalación de una central nueva, requiere de estudios técnicos económicos y financieros relacionados con la ubicación de la central, las condiciones climatológicas, la red de transmisión existente, la ubicación de la demanda, el tipo de tecnología a utilizar, la disponibilidad y costo del combustible, el impacto ambiental, entre otros.

La existencia conjunta en sitio de algunos de los factores antes mencionados a favor de la repotenciación en lugares donde ya existen instalaciones permite dirigir los esfuerzos en optimizar la configuración de los equipos, haciendo énfasis en la mejora de su régimen térmico, su capacidad o ambos, con criterios costo-eficientes. Además, la posibilidad de obtener un suministro de combustible adecuado para la tecnología a utilizar incrementa la posibilidad de establecer un proyecto viable al reducir los costos del combustible y su logística para la operación continua de la central.

PROBLEMÁTICA

Durante la última década, las centrales de ciclo combinado de CFE se han visto sujetas a variaciones importantes del mercado de combustibles. La baja producción de gas natural a nivel nacional y la capacidad existente de transporte por el Sistema Nacional de Gasoductos, han limitado y en algunos casos impedido, el suministro de gas a las centrales de CFE, debido a la política de asignación del combustible a usuarios industriales y a centrales de generación con mayor eficiencia. Esta última, analizada desde la perspectiva de la generación eléctrica, dio la pauta para la asignación de gas natural a las centrales de ciclo combinado instaladas más recientemente, dejando relegadas centrales con más de 10 años de antigüedad.

Un caso particular se presentó en la central termoeléctrica Felipe Carrillo Puerto, específicamente la parte de ciclo combinado, donde la falta de gas natural en la zona y la existencia en la zona de carga de centrales turbogás y de ciclo combinado, propiedad de productores independientes (PIE), fueron factores suficientes para ponerla en reserva. Aun cuando su eficiencia estuviera por arriba de otras centrales térmicas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la falta de gas la dejó fuera de operación.

Esta situación se presentó, entre otros factores, en otras zonas de carga llegando a situaciones en las cuáles CFE reportó pérdidas en 2013. Esto obligó al gobierno federal a tomar iniciativas para la solución del transporte de gas importado de EUA, mediante la construcción de gasoductos en diferentes regiones, principalmente en el norte del país. Aunque aparentemente resuelto el problema, la dependencia de este energético para la generación eléctrica y para los sectores industriales del país, asociada a los bajos precios que ha mantenido el gas natural, representa una vulnerabilidad para el Sector Eléctrico que se encuentra sujeto a la volatilidad de dicho energético.

CFE ha realizado diferentes estudios para la planificación de la expansión eléctrica indicando tecnologías para nuevas capacidades o repotenciaciones en diferentes localizaciones, asimismo instituciones como la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) a través del Instituto de Ingeniería y la Facultad de Ingeniería, realizaron análisis en torno a esta problemática mediante estudios de viabilidad de la sustitución del combustible en centrales de ciclo combinado mediante la utilización de tecnologías de gasificación. Tomando como base dichos análisis, el presente estudio busca actualizar los aspectos técnicos de la tecnología IGCC, los costos de inversión y las configuraciones, con base en los avances que presenta la tecnología actual y volver a evaluar su viabilidad.

Tomando como base la Central de Ciclo Combinado de Tula, se aplicaron diferentes configuraciones simuladas, con ayuda de un programa computacional, para obtener los parámetros técnico-operativos necesarios para la elaboración de un programa de resultados económicos que sirviera como insumo para la evaluación económica-financiera apoyados en un modelo de análisis. Todo esto con el objetivo de buscar un esquema rentable como generador de energía eléctrica en el actual Mercado Eléctrico que permita la operación de una central IGCC con un combustible alternativo, de bajo costo y disponible en sitio. Proveer a las centrales térmicas de un combustible alternativo, que debido a la ubicación, represente una opción de amplia disponibilidad y confiabilidad, puede resultar una acción estratégica de seguridad energética y además puede brindar confiabilidad al SIN, por tratarse de tecnologías denominadas firmes en temas de despacho eléctrico.

Se espera que con este estudio se pueda encontrar una opción viable para la utilización de la tecnología IGCC que resulte rentable al participar dentro del Mercado Eléctrico Mayorista actual. Por lo anterior, el presente estudio se planteó los siguientes objetivos e hipótesis.

Objetivos

Objetivo general.

Proponer y analizar las opciones de repotenciación de la central Ciclo Combinado Tula de la CFE para que pueda usar el coque de petróleo que se podría producir en la refinería Miguel Hidalgo (Tula), y mediante un análisis de sensibilidad técnica, económica y financiera determinar cuál opción de las propuestas ofrece mejores resultados de rentabilidad al proyecto de inversión, en el marco del nuevo mercado eléctrico mayorista de México.

Objetivos particulares.

1. Realizar una revisión de las centrales de ciclo combinado a gas, así como de las tecnologías de gasificación aplicadas a ciclos combinados; además, detectar las oportunidades de mejora de los equipos y arreglos en la instalación para la sustitución de equipos con tecnologías de punta. Analizar las ventajas y desventajas que pueda presentar la utilización del coque de petróleo como combustible principal.
2. Establecer mediante simulación numérica, los parámetros de operación y desempeño técnicos actuales de la central de ciclo combinado que servirán de línea base de comparación para las opciones de repotenciación que se propongan.
3. Proponer opciones de repotenciación con diferentes equipos, arreglos y tecnologías mediante simulaciones que puedan estudiarse con relación al caso base y permitan identificar las ventajas técnicas y operativas de las nuevas propuestas.
4. Determinar la viabilidad económico-financiera de las diferentes configuraciones mediante el análisis de los costos de inversión, operación y mantenimiento, fijos y variables, costos nivelados de generación, identificando los beneficios económicos de cada una de ellas.
5. Establecer mediante análisis de sensibilidad económica - financiera y las reglas de funcionamiento del nuevo mercado eléctrico mayorista, la configuración de planta y tipo de esquema comercial que ofrece el mejor escenario de rentabilidad para una posible implementación del proyecto. Esto con base en las condiciones de operación de la nueva central, del mercado del coque de petróleo, mercado eléctrico, escenarios de inversión, escenarios de financiamiento y comportamiento de variables macro económicas sensibles al proyecto.

Hipótesis

La utilización de tecnologías existentes en el mercado para la repotenciación de plantas de potencia, la posible disponibilidad de coque de petróleo como combustible para la gasificación en la refinería "Miguel Hidalgo" (Tula de Allende, Hidalgo), y el aprovechamiento de las instalaciones existentes de la central ciclo combinado Tula de CFE, pueden incrementar la capacidad y la eficiencia de generación eléctrica, presentando alternativas que le permitan participar en el nuevo mercado eléctrico, dentro de alguna de las modalidades: 1) Día en adelanto + tiempo real, 2) Balance de Potencia, 3) Certificados de Energías Limpias, 4) Servicios conexos, y sobre todo 5) Contratos bilaterales. De tal forma que la repotenciación a un esquema de ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC), le permita a la central ser competitiva dentro del actual Mercado Eléctrico Mexicano, con la mejor participación posible en el MEM.

METODOLOGÍA

Para la realización de los objetivos particulares, se llevaron a cabo diferentes tareas, las cuales se describen a continuación:

1. Tomado como base los datos reportados por la central CC TULA ⁽¹⁾, se realizó una simulación mediante un programa computacional para reproducir su comportamiento térmico y validar la configuración de los equipos de la central y sus capacidades. Con este modelo se podrá evaluar la eficiencia global de la central de referencia.
2. Con los parámetros de operación simulados en el modelo antes mencionado, se conformó una línea base que nos permitió evaluar las mejoras de las configuraciones IGCC propuestas, en términos de eficiencia y régimen térmico.
3. Se elaboraron simulaciones de diferentes configuraciones de repotenciación, todas ellas utilizando tecnología IGCC, de tal manera que se obtuvieron parámetros de operación comparables con la línea base. En cada configuración se cambió algún equipo usando tecnología nueva.
4. Se recopiló información de diferentes fuentes y estudios relativa a los costos de inversión, de operación y mantenimiento, fijos y variables, entre otros. Además se simularon esquemas de ingresos por venta de energía para poder caracterizar un modelo de evaluación económica y financiera que sirviera de herramienta, basada en indicadores tales como el Valor Presente Neto (VPN), la relación Beneficio-Costo (B/C), la Anualidad Equivalente (AE) y el periodo de recuperación (PR) en un análisis antes de impuestos.
5. Utilizando la herramienta de evaluación, se pudieron realizar análisis de sensibilidad conjunta para diferentes variables con la finalidad de presentar un escenario económico-financiero de una central IGCC rentable, bajo las condiciones del mercado eléctrico actual.

SÍNTESIS DEL CONTENIDO

Con base la metodología descrita, esta tesis presenta una estructura de 4 capítulos los cuales, a manera de resumen, se describen a continuación:

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES. En este capítulo, se presenta una reseña sobre las centrales de ciclo combinado en México y se muestran los datos de la central de Ciclo Combinado Tula tomada como base para este estudio de repotenciación, sus parámetros de operación y la descripción de los equipos que la integraban, todo eso antes de los trabajos de repotenciación que se llevan a cabo a la fecha de terminación de este estudio. Además se incluye un apartado donde se describe la repotenciación como proceso de mejora y las opciones que éste presenta; describiendo tecnologías y equipos para la gasificación.

CAPÍTULO 2. EVALUACIÓN Y MODELADO TÉRMICO. En este capítulo se muestra el modelo de simulación térmica de la central CC TULA con un programa computacional, que permite reproducir los parámetros de operación reales de la central, validando los datos proporcionados por CFE y calibrando la configuración que servirá de base para el desarrollo de las configuraciones IGCC. Sobre este modelo se aplican los cambios en cuatro configuraciones de repotenciación denominados CASOS I, II, III y IV; siendo este último idéntico en arreglo de equipos al CASO IV-A.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO. En este capítulo se realiza un análisis económico y financiero de los casos evaluados técnicamente en el capítulo anterior. Tomando los parámetros de operación obtenidos de las simulaciones y un programa de resultados económicos de operación, mediante la determinación de supuestos técnicos, económicos y financieros; escenarios

⁽¹⁾ Datos recopilados en la Central CC TULA y reportados en el estudio previo [2].

de precios de combustibles y costos de inversión. Haciendo uso de un modelo de evaluación económica, se alimentaron los datos descritos obteniendo los principales indicadores de evaluación de proyectos para cada caso analizado. Adicionalmente se realizó un análisis de sensibilidades ante cambios en las variables del mercado eléctrico y el de combustibles, así como otras variables que resultaron sensibles para el proyecto.

CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES. Con base en los resultados obtenidos, se concentran una serie de factores que resultaron determinantes de la factibilidad y viabilidad del proyecto, con un énfasis en las condiciones que hacen rentable el proyecto y en los que pueden restringirlo o cancelarlo. Se indican de forma puntual las condiciones bajo las cuáles se tiene que desarrollar el proyecto para su implementación y las variables de seguimiento para la determinación de cambios en la toma de decisiones de inversión.

Capítulo 1 Antecedentes.

Este capítulo presenta una revisión de las centrales de ciclo combinado y su participación en la generación eléctrica. Se muestra la configuración de la central CC TULA, su ubicación, condiciones climáticas, sus equipos principales y los parámetros termodinámicos de diseño. Adicionalmente, se presenta un panorama general de la repotenciación como proceso de mejora de las centrales, sus opciones tecnológicas para la gasificación, los combustibles y las turbinas de gas.

1.1. Centrales de ciclo combinado en México

La capacidad de generación en nuestro país alcanzó 62,099 MW ⁽²⁾ al 31 de diciembre de 2015^[1], 36.4% de dicha capacidad está integrada por centrales de ciclo combinado y en ese año generaron 51.4% del total de energía entregada a la red (287,661 GWh). Las centrales de ciclo combinado con turbina de gas (CCGT por sus siglas en inglés) en México, tienen sus orígenes en los años 80 y crecieron aceleradamente hacia finales del siglo veinte. Este crecimiento está asociado a las eficiencias de generación y a la proliferación del gas natural como uno de los combustibles más limpios para este fin.

En la última década, la predilección por el gas natural en el sector industrial y eléctrico, dio pie a un déficit que generó alertas críticas en algunos puntos de la red nacional de ductos; esto ha hecho competir a las centrales eléctricas tomando como parámetro de evaluación su eficiencia de generación. Así, las centrales con mayor antigüedad de operación y menores eficiencias fueron relegadas para el despacho quedando en condición de reserva fría. En contraparte, las centrales con menor tiempo de operación y altas eficiencias, instaladas principalmente por productores independientes, fueron la primera opción para el suministro de gas natural.

En este contexto, se presentan tres opciones de repotenciación para centrales con tecnología CCGT, que proponen un cambio tecnológico que permita la utilización de otro combustible, con costos de generación competitivos. Basado en un estudio previo^[2], este trabajo toma una de las centrales CCGT de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para hacer una actualización y análisis económico-financiero comparativo de diferentes configuraciones, utilizando la tecnología de gasificación de combustibles sólidos, bajo las condiciones actuales del sector eléctrico mexicano.

La integración de sistemas de gasificación de combustibles sólidos a las CCGT, dio origen a las centrales denominadas ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC), actualmente instaladas en diferentes partes del mundo. Estas centrales han demostrado contar con altas eficiencias, brindando una opción en sitios donde la disponibilidad de gas natural es baja o inviable de acuerdo con su precio.

1.2. Central de ciclo combinado Tula

La Central de Ciclo Combinado Tula (CC Tula) inició operaciones como una Central de Turbina de Gas en ciclo abierto el 8 de mayo de 1981 como solución a la necesidad de la CFE de dar respuesta rápida en horarios de alta demanda. Fue hasta noviembre de 1995 cuando comenzó a operar como ciclo combinado, integrándose a la entonces denominada Subgerencia Regional de Generación

⁽²⁾ Incluye la capacidad de generación de CFE, de los productores independientes (PIE), y los permisionarios con contrato de interconexión con el CENACE (autoabastecedores, cogeneradores, pequeños productores e importadores; no incluye exportadores). PRODESEN 2016-2030.

Central ^[3]. Constituida por dos paquetes de ciclo combinado denominados Norte y Sur con capacidades de 244 y 238 MW respectivamente, la central CC Tula inició con una capacidad de 482 MW y en 2015 contaba con 489 MW instalados. Se espera que para el tercer trimestre de 2017 se adicionen 130 MW como resultado de los trabajos de modernización que se iniciaron en 2015. La Central está integrada por seis unidades generadoras, cuatro de ellas turbogeneradores y dos más turbinas de vapor que constituyen dos paquetes con arreglo 2 por 1 de ciclo combinado que en total suman 489 MW de capacidad instalada (véase cuadro 1).

Cuadro 1. Arreglo de las unidades generadoras de la CC Tula. Elaboración propia.

Unidades	Paquete Norte			Paquete Sur		
	1	2	3	4	5	6
Tecnología ¹	TG	TG	TV	TG	TG	TV
Capacidad [MW]	72	72	100	69	69	100
Fecha OC ²	8/5/81	28/5/81	5/1/87	3/10/81	22/10/81	1/9/85

¹ TG = Turbina de gas; TV = Turbina de vapor

² Operación comercial

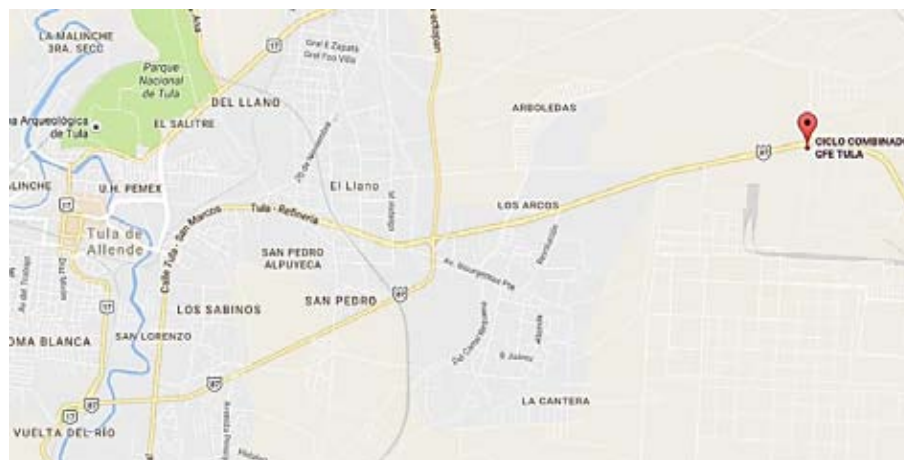
Fuente: Prontuario Central Ciclo Combinado Tula. CFE. 2000.

Cada paquete integra como equipos principales dos unidades de turbina de gas (turbogenerador o TG), un recuperador de calor y su respectiva turbina de vapor, los cuales se complementan con una serie de equipos y sistemas auxiliares requeridos para la realización del proceso de generación de energía eléctrica.

1.2.1. Ubicación

La Central Ciclo Combinado Tula, se encuentra ubicada en el estado de Hidalgo, en el Valle del Mezquital a 83 km. al noreste de la Cd. de México, sobre la carretera Federal Jorobas-Tula, a 7.3 km. al este de la Cd. de Tula de Allende, sobre una superficie de 70.7 hectáreas y a una altura de 2100 metros sobre el nivel del mar. Con una latitud de 20° 3' 34.24" N y una longitud de 99° 16' 38.85" O; esta central colinda con la Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos de CFE y la Refinería Miguel Hidalgo de Petróleos Mexicanos.

Ilustración 1. Mapa de localización de la Central CC Tula.



Fuente: Google maps.

Esta central formaba parte de la Gerencia Regional de Producción Central, pero desde noviembre de 2016 con la publicación de la “Asignación de centrales a la EPS” forma parte de la EPS I y del Sistema Interconectado Nacional (SIN); integrándose a este con las líneas de transmisión de 230 kV, que suministra al área metropolitana y otras zonas, mediante las líneas Tula-Apaxco, Tula-Nochistongo, Tula-Jasso y Tula-Héroes de Carranza. Además cuenta con una sección de 400 kV, con las líneas de transmisión Tula-Querétaro, Tula-Poza Rica, Tula-Textcoco I y II y Tula –Victoria I y II.

1.2.2. Condiciones climáticas

El municipio de Tula de Allende cuenta con un clima templado y frío, con una temperatura anual promedio que oscila entre 17 y 18 °C y una precipitación pluvial anual ubicada entre 590 y 690 mm. Es considerada una zona climática semidesértica. Según datos de la estación meteorológica Tula-Jasso, la temperatura máxima registrada fue de 37 °C en mayo de 1983. En términos anuales, la temperatura de la zona oscila entre una máxima de 24.7 °C y una mínima de 6.8 °C. (Véase cuadro 2)

Cuadro 2. Parámetros climatológicos para la CC Tula. Elaboración propia.

Parámetro	Medida	Unidades
Temperatura máxima anual	24.7	°C
Temperatura media anual	15.7	°C
Temperatura mínima anual	6.8	°C
Humedad relativa media anual	47.0	%
Precipitación pluvial anual	560.0	mm
Precipitación pluvial media anual	46.6	mm
Evaporación media anual	149.1	mm/mes
Presión atmosférica media anual	595.6	mmHg
Velocidad del viento media anual	2.1	m/s
Radiación solar media anual	217.1	Watts/m2

Datos del período enero 1998 - enero 2010.

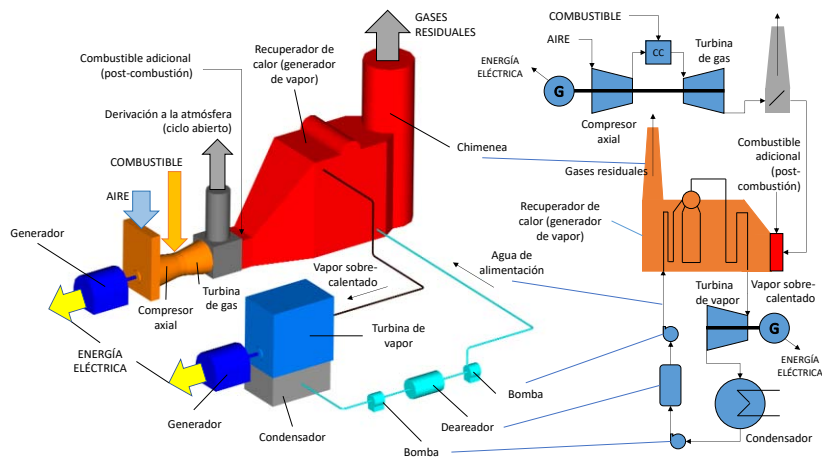
Fuente: Estación climatológica 13075 - Tula Jasso. Servicio Meteorológico Nacional.

Los valores de temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad relativa, son parámetros importantes para la operación de la central, ya que son variables que influyen en el comportamiento termodinámico de las unidades generadoras.

1.2.3. Equipos principales

Para la generación de energía eléctrica, las centrales de ciclo combinado cuentan con diversos equipos. Aquellos denominados principales son los que integran la turbina de gas (ciclo Brayton) y la turbina de vapor (ciclo Rankine) (véase figura 1). La central CC Tula integra para sus dos paquetes, diferentes tipos de turbinas de gas y de vapor; e idénticos recuperadores de calor.

Ilustración 2. Equipos principales de un ciclo combinado de generación eléctrica. Elaboración propia.



TURBINA DE GAS

Es el equipo encargado de llevar a cabo la transformación de la energía termodinámica de un gas (aire) en trabajo útil en un eje (movimiento rotatorio). La turbina de gas está integrada por un compresor axial, una cámara de combustión y la turbina misma, que se acopla directamente al generador eléctrico.

Cuadro 3. Características de las turbinas de gas. CC Tula, CFE.

		U1-U2	U4-U5
Fabricante		Westinghouse	Westinghouse
No. de serie		W501 D24	W501 D5
Tipo		Reacción	Reacción
Capacidad de carga	MW	94	99
Capacidad efectiva	MW	69	72
Velocidad	RPM	3600	3600
No. de pasos		4	4
Flujo de gases a la salida	kg/h	1004351	1004351

Fuente: Prontuario Central Ciclo Combinado Tula. CFE. 2000.

COMPRESOR AXIAL

Es una máquina de fluido rotatoria que tiene la función de introducir aire atmosférico a la cámara de combustión con un incremento en su energía, la cual se manifiesta en un aumento de presión.

Cuadro 4. Características de los compresores axiales de las turbinas de gas. CC Tula, CFE.

	U1-U2	U4-U5
Fabricante	Westinghouse	Westinghouse
No. de pasos	19	19
Tipo	Flujo axial	Flujo axial
Fluido	Aire atmosférico	Aire atmosférico
Relación de compresión	17 : 1	17 : 1

Fuente: Prontuario Central Ciclo Combinado Tula. CFE. 2000.

CÁMARA DE COMBUSTIÓN

Sección de la turbina de gas constituida por una cavidad diseñada para que se realice la combustión en su interior. Su función es generar los gases cuya energía termodinámica será convertida en trabajo mecánico en la turbina. En dicha cámara se combina el aire procedente del compresor axial y el combustible que va a quemarse (usualmente gas natural). El número de combustores dentro de la cámara de combustión varía dependiendo del arreglo, tipo y modelo de turbina y cada una de ellos está integrado por una tobera de combustible, un ducto de transición, un tubo de cruce de flama. Cada cámara de combustión cuenta además con una bujía de encendido y detectores de flama.

Cuadro 5. Características de las cámaras de combustión de las turbinas de gas. CC Tula, CFE.

	U1-U2	U4-U5
Fabricante	Westinghouse	Westinghouse
Número de combustores (gas natural ó diesel)	16	14
Arreglo	Concéntrico al eje	Concéntrico al eje
Tipo de bujía de encendido	Retráctil	Retráctil
Tipo de detectores de flama	Ultravioleta	Ultravioleta
No. de detectores de flama	4	4

Fuente: Prontuario Central Ciclo Combinado Tula. CFE. 2000.

RECUPERADOR DE CALOR

Los gases que ya pasaron por la turbina de gas, aun contienen un alto contenido de energía calorífica. Para su aprovechamiento, son conducidos al recuperador de calor donde ceden su energía al ciclo de vapor mediante el recuperador de calor. En este equipo se realiza la transferencia de calor de los gases al agua.

Cuadro 6. Características de los recuperadores de calor. CC Tula, CFE.

		U1-U2	U4-U5
Fabricante		Foster Wheeler	Foster Wheeler
Flujo de vapor	kg/h	202,273	202,273
Presión de vapor	kg/cm ²	90.2	90.2
Temperatura del vapor	°C	510	510
Temperatura del agua de alimentación	°C	304.4	304.4
Flujo máximo de gases	kg/h	1,004,351	1,004,351
Temperatura de entrada de los gases	°C	685	685
Temperatura de salida de los gases	°C	146.1	146.1

Fuente: Prontuario Central Ciclo Combinado Tula. CFE. 2000.

En condiciones normales se incrementa el calor disponible en el recuperador quemando combustible adicional en un 'post-combustor' que consta de ocho quemadores en esta configuración. Los elementos principales que integran el recuperador de calor son: el domo de alta presión, el sobrecalentador, el evaporador de alta y baja presión y los quemadores posteriores.

TURBINA DE VAPOR

La turbina de vapor es una turbo máquina capaz de convertir la energía termodinámica del vapor en energía mecánica. El vapor que se le suministra en condiciones normales proviene de un cabezal común a dos recuperadores de calor. La turbina está integrada por 10 pasos de acción y 3 de reacción.

Cuadro 7. Características de las turbinas de vapor. CC Tula, CFE.

		U3	U6
Fabricante		Westinghouse	Hitachi
Potencia	MW	107.0	111.3
Tipo		Acción-reacción	Impulso
Pasos de acción		10	-
Pasos de reacción		3.0	-
No. de válvulas de admisión		2	2
No. de extracciones		1	1
Flujo de vapor (máxima capacidad)	kg/h	404,546	377,086
Presión de vapor de entrada	kg/cm ²	81	85
Temperatura del vapor de entrada	°C	507.0	507.8
Presión de vapor de escape	mmHg	635.0	696.5
Velocidad	rpm	3,600	3,600
No. cuerpos		1	1

Fuente: Prontuario Central Ciclo Combinado Tula. CFE. 2000.

QUEMADORES POSTERIORES

Son un equipo que permite incrementar la temperatura de los gases de entrada al Recuperador de calor por medio de la combustión de gas con el exceso de oxígeno contenido en los gases de escape de la turbina de gas.

Cuadro 8. Características de los quemadores posteriores. CC Tula, CFE.

		U1-U2	U4-U5
Fabricante		Coen Company Inc.	Coen Company Inc.
Tipo		Rejilla	Rejilla
Número de quemadores		8.0	8.0
Flujo de gas (consumo)	m ³ /h	5,834.4	5,834.4
Capacidad	kcal/h	57.96 x 10 ⁵	57.96 x 10 ⁵
Combustible		Gas natural	Gas natural
Material		Acero al carbón	Acero al carbón
Elementos		21 por quemador	21 por quemador
No. barrenos		5 de 5/8"	5 de 5/8"

Fuente: Prontuario Central Ciclo Combinado Tula. CFE. 2000.

Con este aumento de temperatura que proporcionan los quemadores se incrementa la cantidad de flujo de vapor en el Recuperador de Calor y si la capacidad de generación de la Turbina de Vapor crece en un 20% aproximadamente.

1.2.4. Combustible

Las cámaras de combustión de las turbinas de gas, están diseñadas para quemar dos diferentes tipos de combustible, gas natural y diésel. Solo en las pruebas de aceptación se utilizó diésel, posteriormente y hasta la fecha el gas natural es el único combustible utilizado. Los recuperadores de calor cuentan con ocho quemadores adicionales, que ocupan exclusivamente gas natural en su operación.

Cuadro 9. Análisis de los componentes del gas natural en condiciones de diseño. CC Tula, CFE.

COMPONENTES DEL GAS NATURAL		Fracción molar
Metano		0.9200
Etano		0.0713
Propano		0.0077
Iso-butano		0.0010
Poder calorífico inferior (PCI)	kcal/kg	11,643

Fuente: Prontuario Central Ciclo Combinado Tula. CFE. 2000.

1.2.5. Comportamiento termodinámico de diseño

Para determinar el comportamiento termodinámico de diseño, es necesario conocer dos parámetros importantes, uno de ellos es el consumo térmico unitario (CTU), que es indicativo de la eficiencia de la planta y representa la cantidad de energía térmica requerida por unidad de energía eléctrica generada; el segundo parámetro es el consumo específico que representa el consumo de combustible por unidad de energía eléctrica generada y se deriva del CTU y el poder calorífico del combustible⁽³⁾.

CONSUMO TÉRMICO UNITARIO DE LAS TURBINAS DE GAS

Este valor está referido a las condiciones de diseño de las turbinas de gas operando a ciclo abierto. Por lo que se debe considerar que la capacidad de las unidades a condiciones ISO⁽⁴⁾ es de 92 MW para las unidades 1 y 2, mientras que para las unidades 4 y 5 es de 99 MW.

Cuadro 10. Parámetros y condiciones de diseño de las turbinas de gas. CC Tula, CFE.

Parámetros		U1-U2	U4-U5
Elevación	m.s.n.m.	2,111	2,111
Temperatura del aire a la entrada	°C	23.90	23.90
Carga base	MW	68.86	72.20
CTU ¹	kcal/kWh	2,812	2,685
Eficiencia	%	30.58	32.20

¹ Basado en un PCI utilizado por el fabricante Westinghouse de 11643 kcal/kg para el gas natural y 10090 kcal/kg para el diésel.

Fuente: Prontuario Central Ciclo Combinado Tula. CFE. 2000.

Las cargas antes mencionadas corresponden a la capacidad de las unidades ya corregidas, considerando los factores de temperatura y presión existentes en el sitio.

CONSUMO ESPECÍFICO (CE)

Cuadro 11. Consumo específico de las turbinas de gas. CC Tula, CFE.

Parámetros		U1 y U2	U4 y U5
Elevación	m.s.n.m.	2,111	2,111
Consumo de combustible (gas natural) ¹	kg/h	16,630	16,630
Consumo específico (CE)	kg/kWh	0.2145	0.2306

¹ Basado en un PCI utilizado por el fabricante Westinghouse de 11643 kcal/kg para el gas natural.

Fuente: Prontuario Central Ciclo Combinado Tula. CFE. 2000.

⁽³⁾ Generalmente se refiere al poder calorífico inferior del combustible.

⁽⁴⁾ Temperatura ambiente de 15°C y una presión atmosférica de 1 bar (condición a nivel del mar).

1.3.Repotenciación.

El avance tecnológico y desarrollo de equipos con mayores eficiencias y capacidades ha abierto la posibilidad de modernizar las centrales que se encuentran al final de su vida útil. La posibilidad de utilizar diferentes combustibles, ampliar capacidades e incrementar eficiencias conlleva al incremento de la vida útil de una central, así como la posibilidad de reducir los costos de operación y mantenimiento (OyM), las emisiones a la atmósfera y el consumo de combustible. Los equipos y configuraciones necesarias para la repotenciación dependen del tipo de central y de su tecnología existente. Para una central del tipo CCGT, las opciones de repotenciación pueden ser:

- De ciclo superior (Brayton con turbina de gas)
- De ciclo inferior (Rankine de turbina de vapor)
- De sitio (reaprovechamiento de la ubicación de la central)

En cada opción, se pueden cambiar diferentes equipos o partes de ellos, los cuales aportarán una mejora en los parámetros de operación del ciclo combinado, entre los cambios y modificaciones más usuales se encuentran los siguientes:

Para el ciclo superior:

- Instalación de enfriadores de aire a la entrada de la TG
- Modificación o cambio de los quemadores de la cámara de combustión
- Cambio de la turbina de gas

Para el ciclo inferior:

- Modificación o cambio de los quemadores posteriores
- Modificación de los paquetes del economizador y sobrecalentador del recuperador de calor (HRSG)⁽⁵⁾
- Cambio del recuperador de calor
- Cambio de la turbina de vapor

Para repotenciar el sitio:

- Cambio de todos los equipos⁽⁶⁾

En la repotenciación de sitio, la existencia de estudios de impacto ambiental, de factibilidad y viabilidad, así como de infraestructura de transmisión eléctrica y de suministro de combustible, representan su ventaja principal, sin embargo, es una de las opciones de mayor costo ya que representa la instalación de una central nueva.

1.3.1. Repotenciación con integración de la gasificación

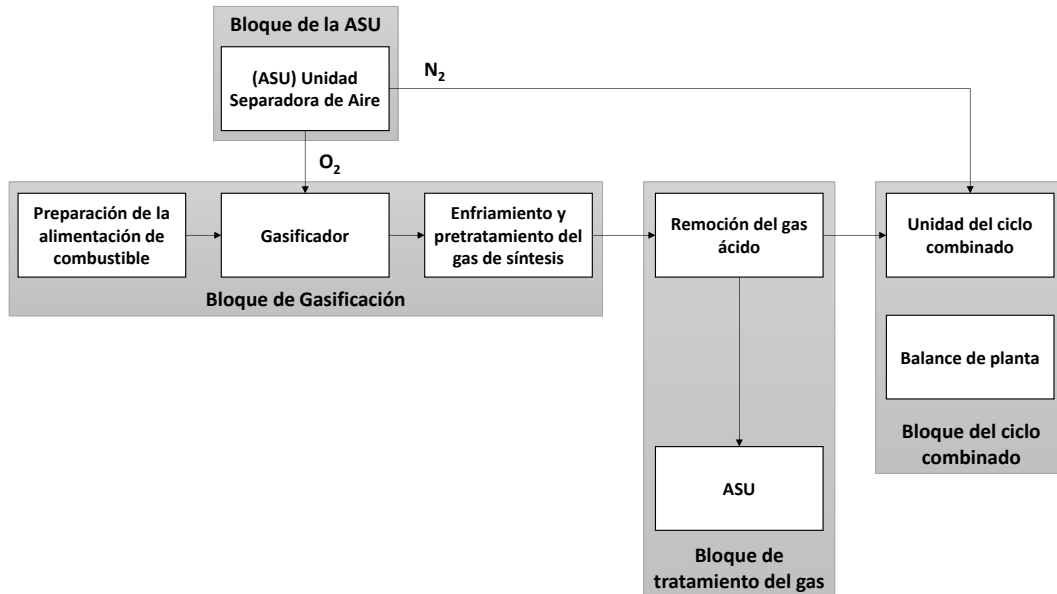
Otra opción de repotenciación de una CCGT, es la integración de un gasificador para la utilización de un combustible sólido gasificado. La gasificación es un proceso ampliamente utilizado en la industria química para la producción de amoníaco e hidrógeno, tiene como finalidad convertir materiales con un alto contenido de carbono, sólidos o líquidos, en un gas sintético (H₂, CO, CO₂, CH₄)^[4]. Esta configuración de equipos es conocida como IGCC, que utiliza un combustible con un poder calorífico medio a partir de carbón u otro combustible sólido que es quemado en una turbina de gas modificada para su uso dentro de un ciclo combinado (véase ilustración 4)

⁽⁵⁾ Por sus siglas en inglés de “Heat Recovery Steam Generator”.

⁽⁶⁾ Requiere la adecuación de los equipos a la capacidad de la subestación.

Cuando se combinan ambas tecnologías es necesario un alto nivel de integración de procesos para la obtención de una eficiencia aceptable que dé a la IGCC la competitividad necesaria frente a otras centrales generadoras a base de carbón. Esta integración incrementa el grado de complejidad de la instalación debido a la incorporación de sistemas de transferencia de calor que aprovechan el calor generado por la gasificación para incrementar la generación y eficiencia en el ciclo de vapor.

Ilustración 4. Estructura básica de un Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (IGCC). Elaboración propia.



Nota: No se muestra el bloque de captura y secuestro de CO₂.
Fuente: Información del EPRI [5].

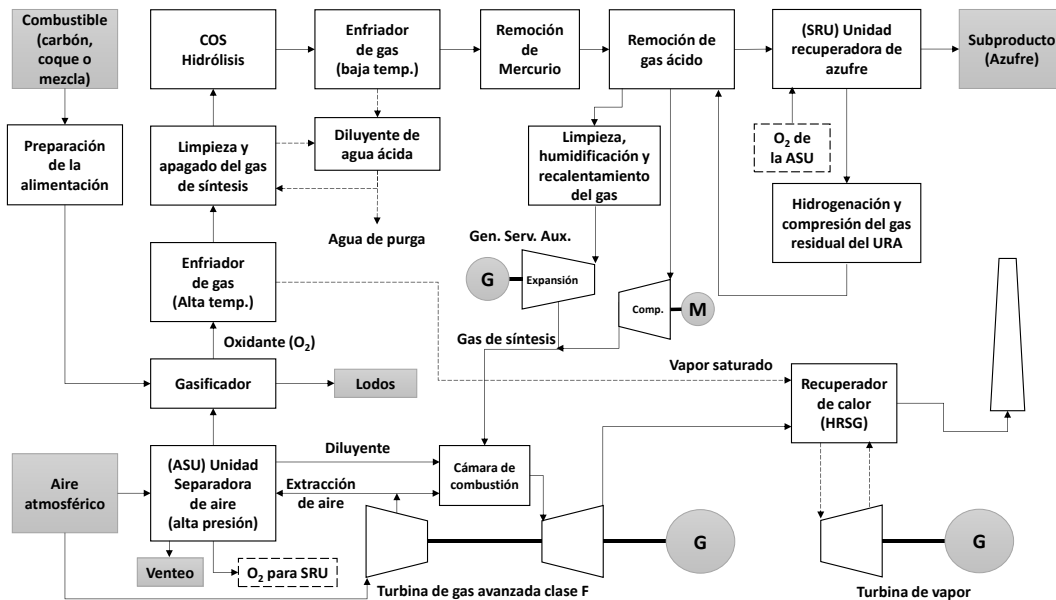
La gasificación convierte un combustible sólido en un combustible gaseoso para la turbina de gas. La mayoría de las repotenciaciones con IGCC son diseñados para incrementar de 50 a 100 MW los turbogeneradores y de 150 a 250 MW la turbina de vapor. En esta repotenciación, se adicionan un gasificador, una unidad separadora de aire (ASU) ⁽⁷⁾, sistemas de limpieza del gas y dependiendo del proyecto puede integrarse una unidad de captura y secuestro de CO₂ (CCS). De esta manera, el combustible a utilizar en la turbina de gas y los quemadores posteriores es un gas de síntesis (syngas) que se compone principalmente de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂) (véase ilustración 5).

Anteriormente, los proyectos de IGCC utilizaban equipos convencionales (turbinas de gas, intercambiadores de calor, compresores, etc.) diseñados para centrales CCGT que, cuando se integraban a la nueva y compleja configuración, tendían a disminuir los factores de disponibilidad, regresando a valores de tecnologías previas. La tendencia a la reducción de la disponibilidad y confiabilidad, asociada a la adaptación de estos equipos convencionales, se ha revertido con la instalación de equipos específicamente diseñados para su uso en configuraciones de IGCC.

El desarrollo de los equipos y tecnologías aplicables a la IGCC, son el resultado de las experiencias acumuladas desde las primeras instalaciones en los años 70 (Texaco Cool Water – California y LGTI - Luisiana) en EUA. Está comprobado que dichas experiencias permitieron el desarrollo de nuevas instalaciones (Polk y Wabash) en los años 90. Aunadas a estas instalaciones, las centrales de Buggenum y Puertollano en Europa continuaron aportando información para la evolución de los sistemas de las centrales IGCC ^[6].

⁽⁷⁾ Por sus siglas en inglés de “Air Separation Unity”.

Ilustración 5. Diagrama de flujo de un ciclo combinado con gasificación integrada. Elaboración propia.



Fuente: Información del Departamento de Energía de EUA ⁽⁸⁾.

La adición del proceso de gasificación da lugar a costos de capital de inversión relativamente altos, en la gama de los 1,000 hasta los 1,650 USD/kW. Si se adiciona el sistema de captura y secuestro de CO₂, los costos de capital y OyM de una IGCC oscilan entre los 5,354 USD/kW hasta 9,561 USD/kW ⁽⁷⁾. Como una alternativa, el proceso de gasificación puede ser aprovechado para la producción de diversos sub-productos que tienen valor comercial (H₂, N₂, CO₂ ⁽⁹⁾), acelerando el retorno de la inversión de capital inicial.

En la actualidad la tecnología de IGCC ha encontrado diferentes barreras en su desarrollo, asociadas a los costos de capital, las restricciones locales sobre emisiones a la atmósfera ⁽¹⁰⁾, la disminución de la demanda de energía eléctrica ⁽¹¹⁾ y las fluctuaciones en los precios de los energéticos ⁽¹²⁾. Esto ha disminuido la cantidad de proyectos en operación y reducido las subvenciones a la investigación en algunas regiones del mundo.

Sólo en Asia se continúan proyectando e instalando este tipo de centrales, ya que son las economías emergentes las que más necesitan centrales a base de carbón. Sin embargo estos países han demostrado una mínima voluntad para pagar los costos adicionales que implican las tecnologías avanzadas. En contraste, los países desarrollados que están dispuestos a invertir en estas investigaciones y desarrollos, no necesitan de nuevas centrales a base de carbón ⁽⁸⁾.

Uno de los factores que puede resultar coadyuvante a la viabilidad de la repotenciación mediante IGCC, es la disponibilidad del combustible para la gasificación, es decir, una fuente confiable

⁽⁸⁾ http://www.netl.doe.gov/Image%20Library/technologies/coalpower/gasification/6-2_1-2--Fig2-IGCC-Block-Flow-Diagram-high.jpg

⁽⁹⁾ En el caso de que sea capturado y almacenado con este fin.

⁽¹⁰⁾ En el caso de centrales que no incorporan el sistema de captura y secuestro de CO₂.

⁽¹¹⁾ En la última década, los países desarrollados presentan un estancamiento en su demanda de energía eléctrica.

⁽¹²⁾ En los últimos cinco años, los precios del petróleo y el gas, se han presentado a la baja.

y cercana de combustible para la central permite reducir los costos de transporte y reducir el riesgo de desabasto de combustible.

Las centrales de IGCC instaladas en el mundo utilizan diversas calidades de combustible como el carbón en todas sus variantes, el coque de petróleo y mezclas de ambos. La gasificación permite utilizar una gran variedad de combustibles sólidos, como es el caso de la biomasa.

1.3.2. Tecnologías de gasificación.

El desarrollo de tecnologías específicas para la integración de centrales IGCC ha sido fundamental para las mejoras de eficiencia y la reducción de los costos de generación, por lo que la selección de los equipos es fundamental para su óptimo comportamiento. El uso de gasificadores de última generación, turbinas de gas especialmente diseñadas para el uso de gas de síntesis, unidades separadoras de aire de bajo consumo auxiliar de energía, así como equipos de tratamiento de residuos específicamente diseñados para estas instalaciones, ha permitido configurar una IGCC competitiva.

GASIFICADORES

Las tecnologías de gasificación de mayor oferta comercial en EUA pertenecen a General Electric (GE) y ConocoPhillips que utilizan alimentación de lodos ⁽¹³⁾, así como la tecnología de Shell de alimentación seca ⁽¹⁴⁾. Las de alimentación de lodos funcionan bien cuando se utiliza carbón bituminoso de alta calidad, pero si se utiliza carbón tipo PRB ⁽¹⁵⁾, caracterizado por una mayor humedad, se reduce la concentración de carbono en los lodos disminuyendo la eficiencia del gas frío, incrementando a su vez el consumo de oxígeno y dando como resultado una disminución general de la eficiencia.

El gasificador GE (antes Texaco), es un recipiente de presión con una cubierta refractaria que opera a temperaturas del rango de 1250 °C a 1450 °C y presiones de 3 MPa para generación eléctrica y de 6 a 8 MPa para la producción de H₂ y síntesis química. Los insumos base, oxígeno y aire, son introducidos por las hornillas en las entradas del gasificador, mientras que la materia prima sólida como el carbón, son procesadas previamente siendo pulverizadas por molido fino y mezcladas con agua. La mezcla (lodo) es bombeada al horno. El agua agregada con la mezcla, sustituye al vapor que podría ser normalmente inyectada en el sistema. El gas y la ceniza fundida producidos durante la gasificación de carbón fluyen hacia la parte inferior del gasificador.

Para la recuperación de ceniza y enfriamiento del gas crudo son posibles dos alternativas, ya que la limpieza y enfriamiento de cualquier gas crudo puede realizarse usando la ceniza de la escoria con la extinción de agua, o mediante el uso de un enfriador por radiación del syngas desde 1400 a 700 °C. El calor recuperado en la segunda opción se utiliza para generar vapor que será usado en el proceso de generación de potencia.

La escoria fundida fluye hacia un recuperador de calor generando vapor y es apagada con un baño en el fondo del enfriador; finalmente es removida por un sistema de captura. Esta alternativa es la opción preferida ya que los componentes base del carbón alimentado podrían contener restos de sales (sodio y calcio) que pueden ser corrosivos para los enfriadores por radiación del gas de síntesis

⁽¹³⁾ Denominadas “slurry-feed”

⁽¹⁴⁾ Denomidada “dry-feed”

⁽¹⁵⁾ Carbón sub-bituminoso de bajo contenido de SO₂ de la región denominada “Powder River Basin” ubicada al sureste de Montana y noreste de Wyoming en EUA.

por las altas temperaturas. La principal desventaja del apagado de la ceniza es la reducción de la eficiencia por el calor desechado en el baño del enfriador.

Los gasificadores GE han sido utilizados en todo el mundo, su tecnología de alimentación de lodos por barrido de oxígeno y su diseño de apagado de cenizas por agua, le permiten utilizar carbón bituminoso, coque de petróleo y, en algunos de sus diseños, carbón PRB.

El gasificador ConocoPhillips, utilizado en las instalaciones IGCC de Wabash, consta de una alimentación de lodos por barrido de oxígeno en dos etapas. En este proceso, el carbón es diluido con agua y alimentado con 95% de oxígeno puro en la primera etapa del gasificador. En esta etapa, el carbón es parcialmente quemado para mantener una temperatura de aproximadamente 1,371 °C (2,500 °F). La mayor parte del carbón reacciona con el vapor a esta temperatura produciendo gas de síntesis crudo. La ceniza en el carbón se funde y sale por el fondo del recipiente en forma de escoria.

En la segunda etapa del gasificador, se agrega una cantidad adicional de lodo de carbón donde se remueve la materia volátil y se somete a un proceso de pirolisis y gasificación parcial para el enfriamiento del gas de síntesis crudo, lo que mejora su poder calorífico. Entonces el enfriamiento del gas de síntesis genera vapor que es utilizado en el ciclo Rankine para la generación de energía. Este vapor se genera a una presión cercana a 1,600 psia (108.8 bar absolutos) ⁽¹⁶⁾. En las instalaciones IGCC de LGTI ⁽¹⁷⁾, ConocoPhillips gasificó más de 3.7 millones de toneladas de carbón PRB.

El proceso de gasificación de Shell, utiliza un gasificador de alimentación seca con barrido de oxígeno apropiado para la utilización de carbón PRB (sub-bituminoso) y otros tipos de carbón de bajo rango y en algunos casos con mezclas de biomasa y carbón. Este gasificador opera a una presión alrededor de 360 psig (25.5 bar absolutos) y una temperatura de 1,600 °C (2,900 °F) resultando en una conversión de carbón superior al 99%. La pared del gasificador es recubierta con una membrana generadora de vapor para contener las altas temperaturas. La escoria producida en el gasificador es retirada mediante un baño extinguidor (apagado) para posteriormente retirarse por una esclusa.

Como el gas de síntesis salido del gasificador se apaga a una temperatura de 900 °C (1,650 °F) mediante syngas frío reciclado, una caldera de tubos de agua baja la temperatura del gas hasta 235 °C (455 °F) generando vapor de alta y media presión. Un separador ciclónico seguido de un filtro cerámico remueve las partículas del syngas. Las partículas son en su mayoría cenizas con una pequeña cantidad de carbón sin convertir. El último paso de este proceso de gasificación es el lavar el gas producido con agua para eliminar el amoníaco y los haluros. Este tipo de gasificador fue instalado en la central Nuon localizada en Buggenum, Holanda ⁽¹⁸⁾.

La tecnología de gasificación de Mitsubishi Heavy Industries (MHI), fue desarrollada con la finalidad de maximizar la eficiencia de los gasificadores de alimentación seca con reactor de dos etapas, así como reducir costos (fluidizado con aire para reducir el consumo y costos de la planta de oxígeno). Su desarrollo comenzó a principios de los años 80 en un esquema de riesgo compartido entre MHI, el gobierno japonés y varias compañías de servicios energéticos. Esta iniciativa, denominada Clean Coal Power R&D Co., desarrolló una unidad de desarrollo de proceso (PDU) ⁽¹⁹⁾ de dos toneladas por día (T/d), y posteriormente, una planta piloto de 200 T/d en Nokoso (a 200 km al norte de Tokio) para probar esta tecnología. En 2004, en la misma localidad, fue construida una

⁽¹⁶⁾ Fuente: <https://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/wabash>

⁽¹⁷⁾ Diseño de un gasificador desarrollado por Dow Chemical cuya tecnología, transferida a una de sus subsidiarias llamada "Destec's Louisiana Gasification Technology, Inc.", LGTI por sus siglas. Esta tecnología fue adquirida por ConocoPhillips. Actualmente CB&I posee la licencia de esta tecnología bajo el nombre de E-GAS™.

⁽¹⁸⁾ Fuente: <https://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/nuon>

⁽¹⁹⁾ De sus siglas en inglés de Process Development Unit.

central IGCC demostrativa de 250 MW y 1,700 T/d, la cual terminó su etapa de demostración y actualmente opera como una central IGCC comercial.

El gasificador MHI es un reactor presurizado, de flujo ascendente y escoria emulsionada con una operación en dos etapas, similar al gasificador E-Gas™. No obstante, el gasificador MHI consta con un sistema de alimentación seca y el interior del reactor está protegido por una pared de membrana, similar a la utilizada en los diseños de Shell y Siemens. Los trabajos sobre este tipo de gasificador se han centrado en el proceso de fluidización enriquecida con aire para aplicaciones en IGCC. Las actividades de R&D se han encaminado al desarrollo de sistemas de fluidización con oxígeno en aplicaciones de conversión de carbón a combustibles⁽²⁰⁾ y aplicaciones químicas.

El desarrollador MHI, ha completado los trabajos de ingeniería de diseño⁽²¹⁾ para el proyecto Hydrogen Energy California (HECA), que está siendo desarrollado por SCS Energy, LLC, una compañía de desarrollo de generación eléctrica. Esta planta utilizará coque de petróleo y carbón para generar hidrógeno a partir del gas de síntesis, para la generación de electricidad. Una parte del syngas será utilizado para la producción de fertilizantes y el CO₂ será utilizado para la recuperación mejorada de crudo. La central HECA IGCC utilizará la tecnología de fluidización con oxígeno de MHI y tendrá la capacidad de generación arriba de 300 MWe (netos) y más de un millón de toneladas por año de precursor para fertilizante (UREA). Sus planes de construcción indicaban su culminación en 2015 y se pretende iniciar su operación completa en 2019.

1.3.3. Combustibles para la gasificación.

Una de las ventajas de la utilización de la gasificación, es la posibilidad de utilizar diversos energéticos, sólidos o líquidos, para convertirlos en gas de síntesis. En el caso de los insumos sólidos, dependiendo la tecnología utilizada, los insumos combustibles suelen ser el carbón bituminoso, el sub-bituminoso en diferentes calidades, el coque de petróleo y mezclas de carbón-coque de petróleo. También ha sido utilizada la biomasa para su gasificación.

En una clasificación simplificada⁽²²⁾ de la calidad del carbón en grados de forma ascendente con base en su potencial calorífico⁽²³⁾ tenemos al lignito y el carbón café (menor a 7,400 BTU/lb); el carbón sub bituminoso (hasta 9,720 BTU/lb) en sus variantes de carbón de flama y gas-flama; bituminoso (hasta 15,160 BTU/lb) como son el carbón gasificante y pesado; y los súper bituminosos como el carbón de forja y no horneado, (hasta 15,480 BTU/lb)⁽⁹⁾.

La antracita es un carbón bituminoso (entre 14,440 y 14,880 BTU/lb). En una calidad inferior al lignito, se encuentra la turba, que es un precursor de todos los tipos de carbón. Para la generación eléctrica, el carbón más utilizado y deseado es el bituminoso (antracita), debido a su capacidad calorífica y su baja concentración de cenizas y azufre, no obstante, su concentración de reservas y cantidad de yacimientos es limitada.

Existe una variedad de meta-antracita denominada grafito es una forma cristalina del carbono, un semimetal que es una de las formas alotrópica del carbono y una de las formas más estables del mismo bajo condiciones estándar, es el carbón de más alto grado por arriba de la antracita, sin embargo no es utilizado como combustible por su difícil ignición.

⁽²⁰⁾ Aplicaciones denominadas “Coal to fuels” que transforman carbón en combustibles líquidos o gaseosos.

⁽²¹⁾ Denominadas FEED, por las siglas en inglés de “Front End Engineering Design”

⁽²²⁾ Robert Bruce Wallace, El Carbón en México. Revista Economía Informa No. 359, julio-agosto 2009, Facultad de Economía, UNAM. Pág. 139.

⁽²³⁾ Dado en BTU por libra según el autor. 1 BTU/lb es equivalente a 2.32 kJ/kg.

Otro combustible ampliamente utilizado en la gasificación es el coque de petróleo, que es un material sólido con un alto contenido de carbono derivado de las unidades de coquización en las refinerías de petróleo. También puede obtenerse de cualquier otro proceso de craqueo. El coque de petróleo contiene más de 90 por ciento de carbono, por lo que su combustión emite alrededor de 7 por ciento más dióxido de carbono que el carbón por unidad de energía ^[10]. Esta diferencia deriva de la humedad y el contenido de hidrocarburos volátiles en el carbón y el coque.

De acuerdo con el documento “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico – Generación -2013” (COPAR 2013), el coque de petróleo se utiliza como combustible en la generación de electricidad por tener un bajo contenido de ceniza y alto poder calorífico. Sin embargo, su contenido de azufre lo hace recomendable para generadores de vapor de lecho fluidizado, procesos de gasificación o donde existan equipos de desulfuración de los gases de escape.

Cuadro 13. Propiedades del coque de petróleo. Elaboración propia.

Concepto		Valor
Carbono	% en peso	87.0 - 93.0
Azufre	% en peso	0.8 - 7.0
Hidrocarburos Volátiles	% en peso	8.5 - 12.0
Color		Negro
Poder calorífico superior	kcal/kg	7,700 - 8,400
Densidad	kg/m ³	2,110.0

Fuente: COPAR 2013 - Generación. Edición 33. CFE.

El coque producido en las refinerías es conocido como coque verde y puede ser utilizado directamente como combustible para la generación eléctrica, o en equipos industriales como los calcinadores de la industria cementera. El coque verde puede ser procesado para producir coque calcinado llevándose a temperaturas entre 1200 y 1350 °C. Esto remueve la humedad, reduce la materia volátil e incrementa su densidad, obteniendo así un carbón de alto grado de pureza con una alta conductividad eléctrica. Este coque es generalmente utilizado en la industria metalúrgica para la elaboración de electrodos de los hornos eléctricos.

El gas obtenido a partir de la gasificación de los combustibles antes mencionados es denominado gas de síntesis. Dependiendo del insumo del gasificador, este gas de carbón se clasifica por su poder calorífico. El de alto poder calorífico está alrededor de 37 MJ/Nm³, similar al del gas natural, y por ello conocido como gas natural sintético o sustituto del gas natural. El de poder calorífico medio está en una gama de 10 a 22 MJ/Nm³. El cercano al límite inferior está formado principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono, mientras que el de límite superior contiene más metano. El gas de bajo poder calorífico está alrededor de los 3 a 7 MJ/Nm³, y su composición es mayoritaria en nitrógeno y monóxido de carbono, siendo la parte combustible CO, H₂ y CH₄.

1.3.4. Turbinas de gas

La evolución de las turbinas de gas es uno de los factores de mayor impulso para la integración de las tecnologías de gasificación. Desde su primer patente en EUA en 1899, los desarrollos en cada una de sus partes han permitido desarrollar altas capacidades que van de la mano con las temperaturas permitidas por la metalurgia y tecnología de materiales de sus componentes.

La clasificación de las turbinas de gas para la generación eléctrica, ha sido definida por la potencia, rango de temperatura a la entrada de la turbina y su relación de presiones. Los avances en

los sistemas de enfriamiento han permitido temperaturas más altas y como resultado se tienen mayores eficiencias y capacidades.

Cuadro 14. Clasificación comercial de las turbinas de gas. Elaboración propia.

Clase	Temperatura ¹ [°C]	RP ²	Eficiencia [%]	Ef. en CCGT [%]	Capacidad [MW]
D, E	1,300	12 - 14	34 - 37	< 50	75 - 110
F ³	1,400	16 - 17	36 - 38	57 - 59	170 - 230
F ⁴ , G y H	1,500	18 - 20	39 - 40	59 - 60	275 - 350
J	1,600	~ 23	41 - 44	60 - 62	275 - 350
J+ ⁵ , X ⁶	1,700	~ 25, >30	~ 45	> 63	350 - 400

¹ Temperatura de entrada a la turbina. ² Relación de presiones. ³ Clase F de primera generación. ⁴ Clase F de última generación

⁵ Clase J avanzada. ⁶ Experimental.

Fuentes:

- The fall of F-Class Turbine. <http://www.power-eng.com/articles/print/volume-119/issue-8/features/the-fall-of-the-f-class-turbine.html>

- Modern Gas Turbine Combined Cycle. http://www.bechtel.com/getmedia/a424a660-52dc-4487-aaa0-0ea6b2d0adb2/TMI-Gas-Turbines-Article_Nov-Dec-13/

Para su utilización en centrales IGCC, las turbinas de gas deben ser diseñadas, o en su defecto, modificadas para el uso de un combustible de menor poder calorífico, cambiando los quemadores de la cámara de combustión para que permitan un mayor volumen de gas y así compensar la diferencia de poderes caloríficos entre el gas natural y el gas de síntesis. Algunas turbinas comerciales permiten la inyección de nitrógeno en la cámara de combustión obteniendo un incremento de su eficiencia. El nitrógeno utilizado es obtenido de la unidad separadora de aire (ASU).

Como conclusión de este capítulo, se puede argumentar que dadas las condiciones geográficas, climáticas, de disponibilidad de combustible y de disponibilidad comercial de tecnologías IGCC, se presenta la posibilidad de proponer una repotenciación de combustible de la central CC TULA con tecnología de gasificación de coque de petróleo.

Capítulo 2 Evaluación y modelado térmico.

En este capítulo se realiza una evaluación térmica de la central CC TULA y sus propuestas de repotenciación haciendo uso de una herramienta computacional que nos permite la simulación y obtención de parámetros de operación de centrales. Esto nos permitió validar los datos del caso base y las propuestas de gasificación.

A la fecha de elaboración de este trabajo, la central CC Tula se encuentra en trabajos de modernización para incrementar 130 MW de capacidad. Bajo esta consideración, los parámetros de operación disponibles son los de su anterior configuración, mismos que se detallarán en este capítulo. Con este incremento, la central alcanzará 613 MW, que se encuentra dentro del rango de las centrales CCGT e IGCC de última generación (600 – 900 MW). Esto es importante porque significa un cambio en la subestación que permitirá en una de las configuraciones propuestas proponer una IGCC altamente competitiva.

2.1. Parámetros de operación de la central CC Tula.

Sólo restringida por la disponibilidad de gas natural, la central CC Tula ha operado con un factor de planta mayor al 80%. Debido a su eficiencia, ubicación y punto de conexión a la red, cercana a los centros de consumo, se incorpora a la carga base en la región central.

Cuadro 15. Parámetros de operación de la central CC Tula (supuestos técnicos). Elaboración propia.

Parámetro		Paquete NORTE			Paquete SUR		
		Referencia	Simulación	% var.	Referencia	Simulación	% var.
Potencia Bruta	MW	238	238	0.0	244	244	0.0
Factor de Planta	%	81.0	81.0	0.0	87.0	87.0	0.0
Operación	h/año	8,760	8,760	0.0	8,760	8,760	0.0
Eficiencia (@ PCS)	%	40.25	40.25	0.0	40.06	40.06	0.0
Régimen Térmico Neto ¹	kJ/kWh	9,254	8,943	-3.4	9,297	8,986	-3.3
Poder Calorífico Superior ^{2,3,4}	kJ/kg	50,933	53,956	5.9	50,933	53,956	5.9
Usos propios	%	3.38	3.38	0.0	3.35	3.35	0.0

¹ Régimen térmico proporcionado por la central CC Tula (Referencia) = 8,771 BTU/kWh

² Poder calorífico superior (PCS) reportado por la central CC Tula (Referencia) = 1,024 BTU/pe³

³ Densidad relativa de los vapores de gas natural = 0.61 (p aire = 1.23 kg/m³ @ 15.5°C). Fuente: Hoja de datos de seguridad del Gas Natural. Pemex.

⁴ El poder calorífico superior del Gas Natural - Pemex usado en la simulación, está basado en una composición de 90.86% CH₄, 7.13% C₂H₆, 1.03% CO, 0.11% CO₂, 0.7% C₃H₈ y 0.17% H₂S.

Fuente: Datos de referencia, CFE. Datos de PCS de la simulación, PEMEX.

Con base en estos parámetros de operación, reportados por la central CC Tula ⁽²⁴⁾, se elaboraron las simulaciones de los paquetes que integran la planta.

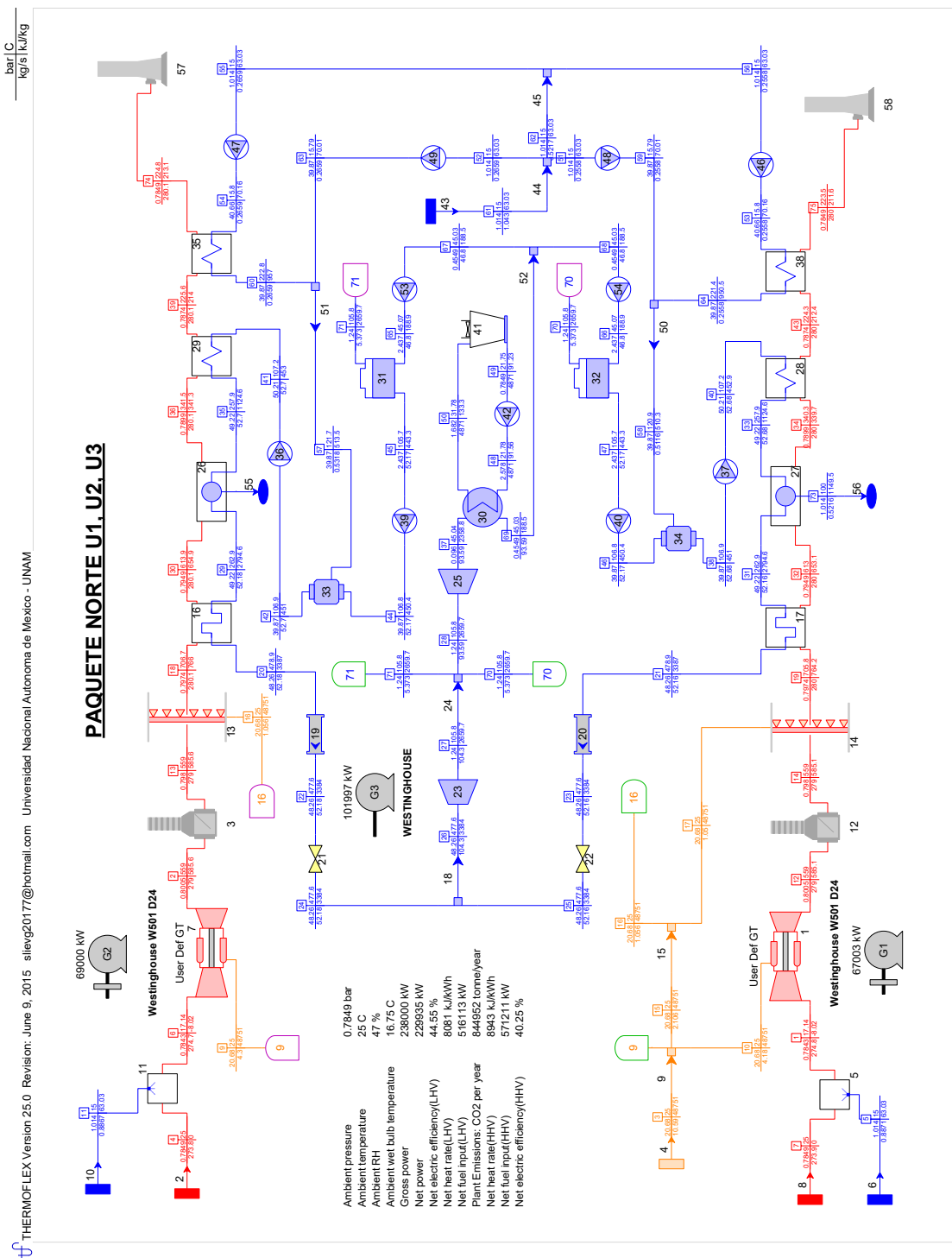
2.2. Modelo térmico y simulación a condiciones actuales. Caso base.

Como base para la evaluación de los resultados netos de operación de la planta y el análisis comparativo de los resultados de las opciones de configuración de la repotenciación, se simuló la central CC Tula con ayuda de un programa computacional ⁽²⁵⁾. Los datos de simulación del cuadro 15, corresponden a los modelos que a continuación se muestran, además proporcionan las características de desempeño de los dos paquetes, previo a las modificaciones que se llevan a cabo en la fecha de la emisión de este documento (véanse las ilustraciones 6 y 7)

⁽²⁴⁾ Tomados del Reporte de repotenciación [2].

⁽²⁵⁾ Se utilizó el programa "Thermoflex Ver. 25.0" de Thermoflow, Inc. <http://www.thermoflow.com/>

Ilustración 6. Simulación del paquete norte de la CC Tula. Elaboración propia



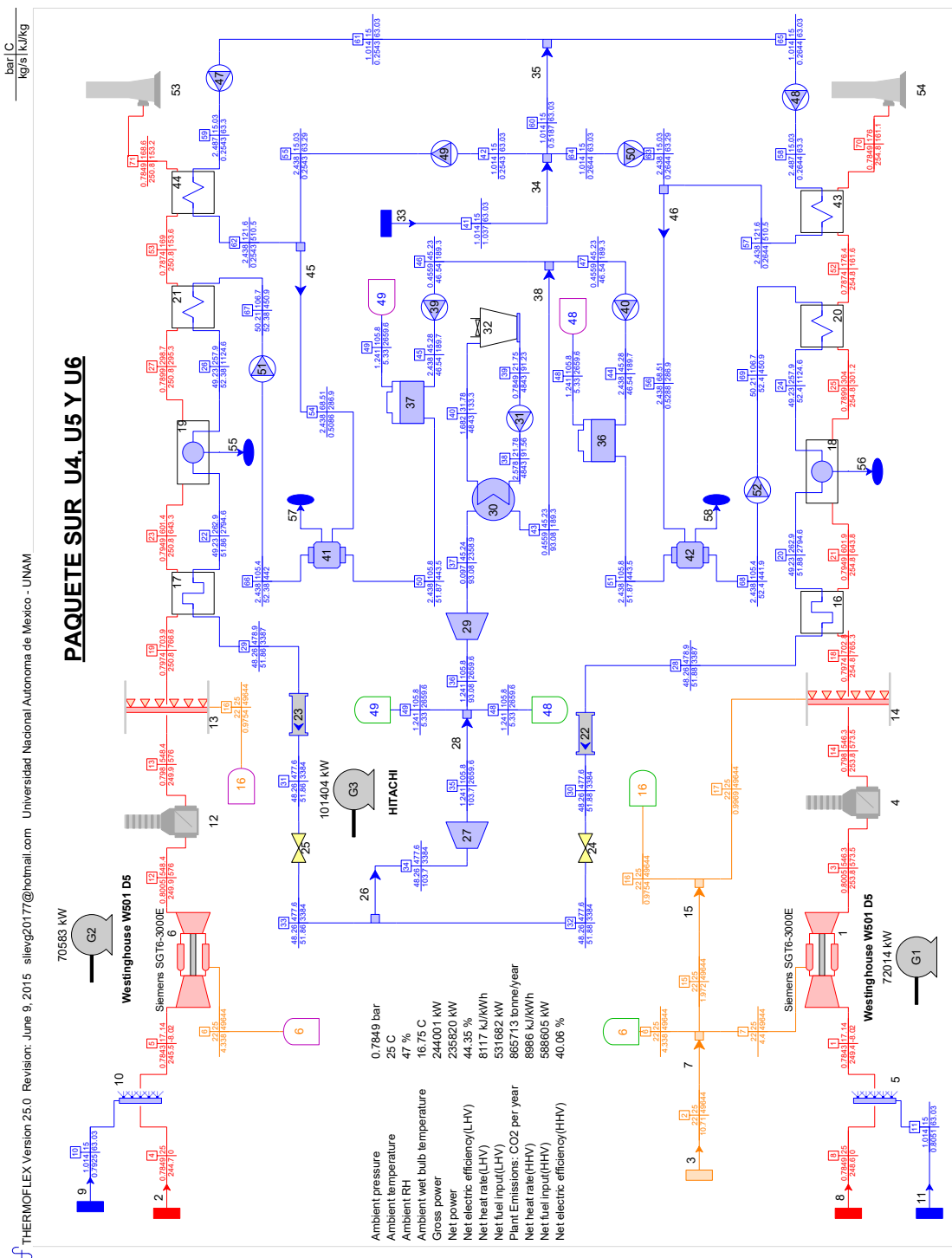
bar/C
kg/s kJ/kg

THERMOFLEX Version 25.0 Revision: June 9, 2015 sliev20177@hotmail.com Universidad Nacional Autonoma de Mexico - UNAM

Sheet 1

1910 11-28-2016 21:44:53 file= C:\Users\Guillermo\Documents\2015\Maestria\TES\Modelos\CCGT_TULA_PQ_NTE_BASE.tfx

Ilustración 7. Simulación del paquete sur de la CC Tula. Elaboración propia.



bar/C
kg/s | kJ/kg

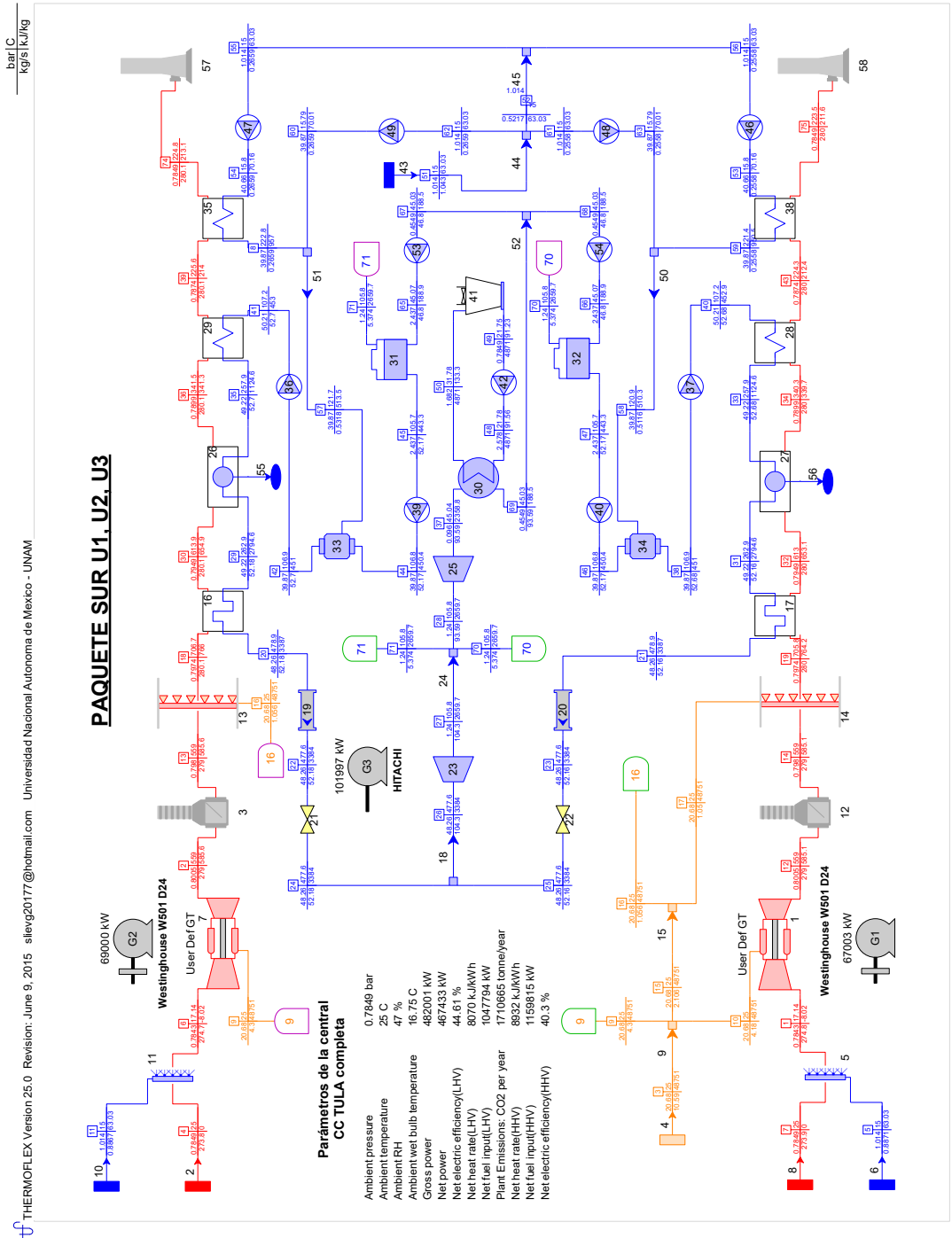
70583 kW
101404 kW
72014 kW

ThermoFLEX Version 25.0 Revision: June 9, 2015 slevg20177@hotmail.com Universidad Nacional Autonoma de Mexico - UNAM

Sheet 1

1910 11-28-2016 21:41:30 file= C:\Users\Guillermo\Documents\2015\Maestria\ITES\Modeles TFX\Selecionados\CCGT_TULA_PO_SUR_BASE.tfx

Ilustración 8 Simulación de la central CC Tula. Con parámetros de operación de la central completa. Elaboración propia.



Nota: Sólo se muestra el paquete sur. El cuadro de parámetros muestra el resumen de operación de la central completa (paquete sur + paquete norte).

Los parámetros obtenidos de la simulación de los paquetes sur y norte de la central, coinciden con los supuestos proporcionados por CFE, así como los registrados en el reporte de repotenciación de un estudio previo ^[2]. De esta forma, estas simulaciones fueron validadas para usarse como caso base para la comparación de las opciones de repotenciación que se proponen en este trabajo (véase cuadro 16).

Cuadro 16. Parámetros de operación resultado de la simulación de la central CC TULA. Elaboración propia.

Parámetro	Unidades	PAQUETE SUR	PAQUETE NORTE	CENTRAL COMPLETA
Temperatura ambiente	°C	25	25	25
Presión atmosférica	bar	0.7849	0.7849	0.7849
Humedad relativa	%	47	47	47
Potencia bruta	kW	244,001	238,000	482,001
Potencia neta	kW	235,280	229,935	467,433
Potencia a equipos auxiliares	kW	8,721	8,065	14,568
Eficiencia eléctrica neta (PCI)	%	44.35	44.55	44.61
Eficiencia eléctrica neta (PCS)	%	40.06	40.25	40.30
Régimen térmico neto (PCS)	kJ/kWh	8,117	8,943	8,932

Fuente: Modelos simulados con Termoflex 25.0. Paquete sur (CCGT_TULA_PQ_SUR_BASE.tfx), paquete norte (CCGT_TULA_PQ_NTE_BASE.tfx) y central completa (CCGT_TULA_COMPLETA_BASE.tfx)

2.3. Opciones propuestas de repotenciación con IGCC.

La disponibilidad de tecnologías de gasificación permite diferentes configuraciones para la integración del gasificador al ciclo combinado, en este caso, se usará un gasificador MHI de dos etapas con alimentación fluidizada con enriquecimiento por aire, ya que actualmente es uno de los gasificadores comerciales más eficientes ⁽²⁶⁾, esta repotenciación de combustible implica adicionar un gasificador y modificar los quemadores de las turbinas de gas. El gasificador MHI se encuentra disponible en el programa computacional para la simulación de centrales de generación.

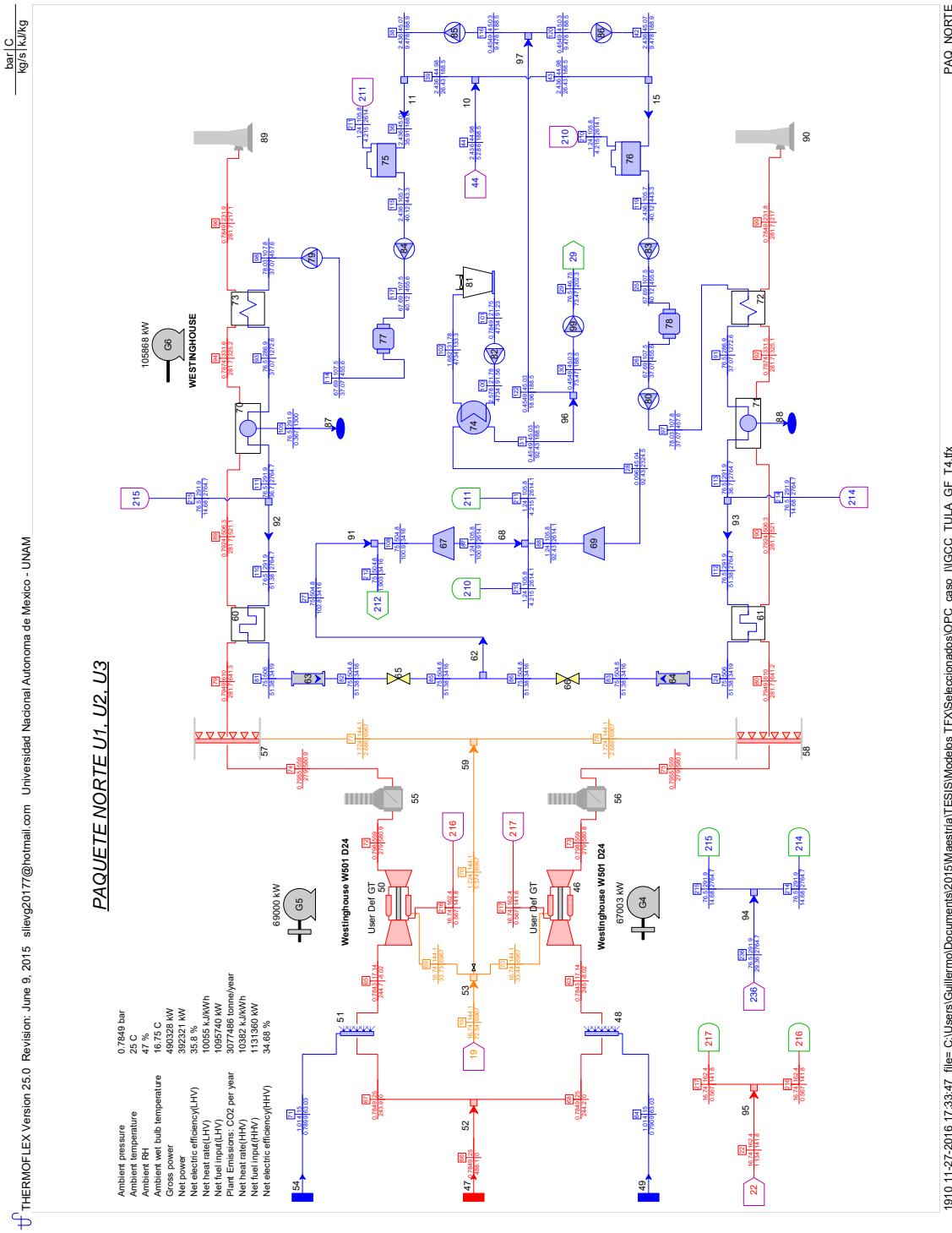
1.3.5. Caso I. Incorporación del gasificador (IGCC)

Para el Caso I, se utiliza una configuración en la que se sustituye la alimentación de gas natural hacia las turbinas de gas por el syngas obtenido mediante la gasificación de coque de petróleo llevada a cabo en un gasificador con tecnología MHI. La composición del coque de petróleo que se suministra al proceso de gasificación es la que se encuentra cargada en la base de datos del programa. La alimentación de este combustible hacia el gasificador es de 36.3 kg/s, con un poder calorífico de 31300 kJ/kg (PCS).

De lo anterior, la potencia neta de entrada al ciclo es de 1,136.19 MW, con 99.5% de eficiencia de conversión del gasificador, determinada con base en la eficiencia mostrada en el modelo de gasificador Mitsubishi, por lo tanto la cantidad de energía que sale del gasificador es de 1,130.5 MW para esta configuración. El gasificador es alimentado con oxígeno obtenido de la ASU (10.16 kg/s) y la mezcla de alimentación es enriquecida con 76.16 kg/s de aire a 48.75 bar, que es la presión de trabajo del gasificador en esta configuración. Además se mezcla nitrógeno (3.63 kg/s) procedente de la ASU, para la preparación del combustible que será alimentado al gasificador (véanse ilustraciones 9, 10 y 11).

⁽²⁶⁾ La central IGCC de Nosoko Japón de 250 MW, inició su operación en septiembre de 2007 como planta demostrativa. En Marzo de 2013, comenzó a operar de forma comercial. Esta planta es operada por Joban Joint Power Company como una central de generación de alta eficiencia que utiliza este tipo de gasificador.

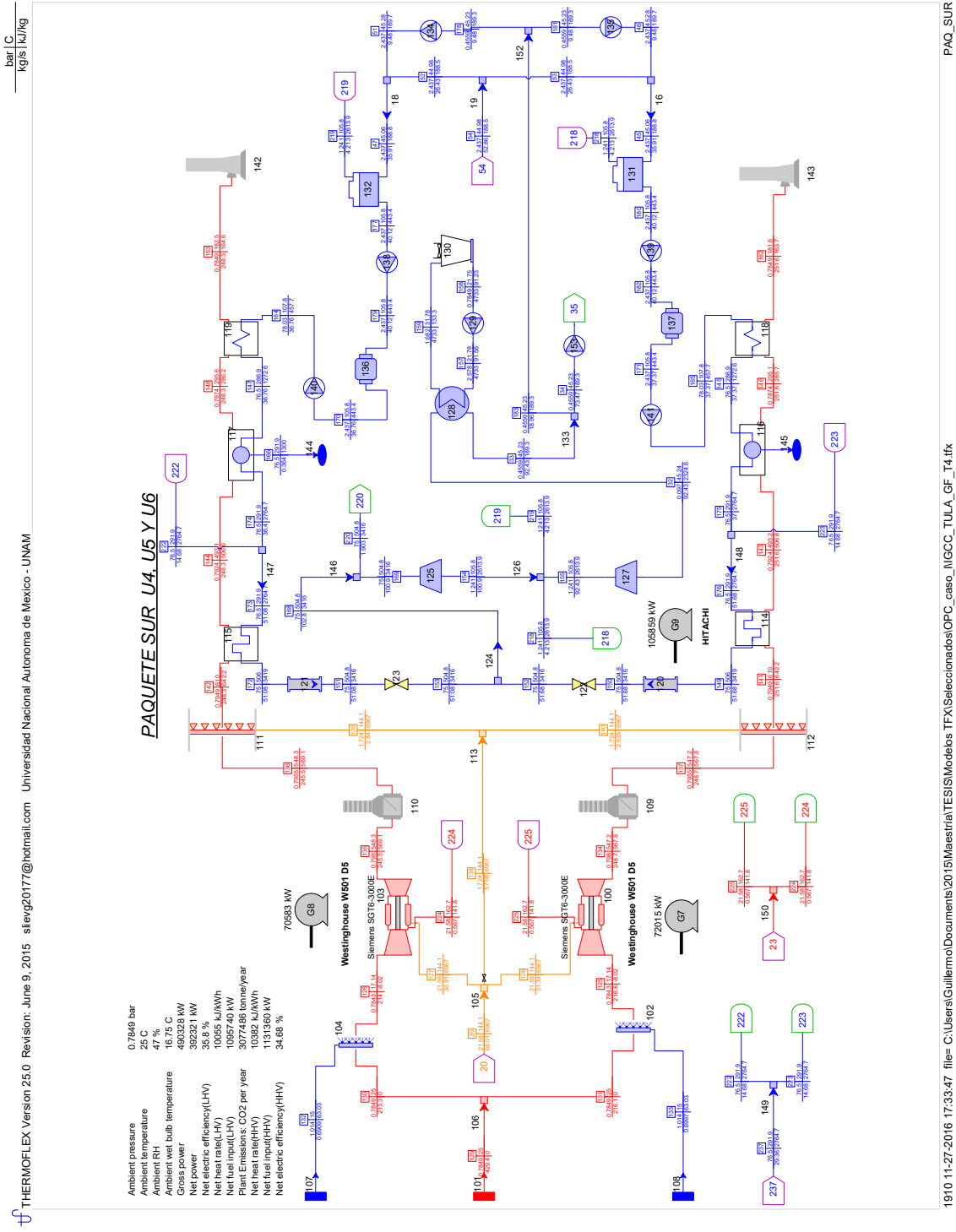
Ilustración 9 Simulación de la IGCC TULA paquete norte con la incorporación del gasificador MHI. Caso I. Elaboración propia.



1910 11-27-2016 17:33:47 file= C:\Users\Guillermo\Documents\2015\Maestria\TES\Modelos TFX\Seleccionados\OPC_caso_IGCC_TULA_GF_T4.tfx

PAQ_NORTE

Ilustración 10 Simulación de la IGCC TULA paquete sur con la incorporación del gasificador MHI. Caso I. Elaboración propia.

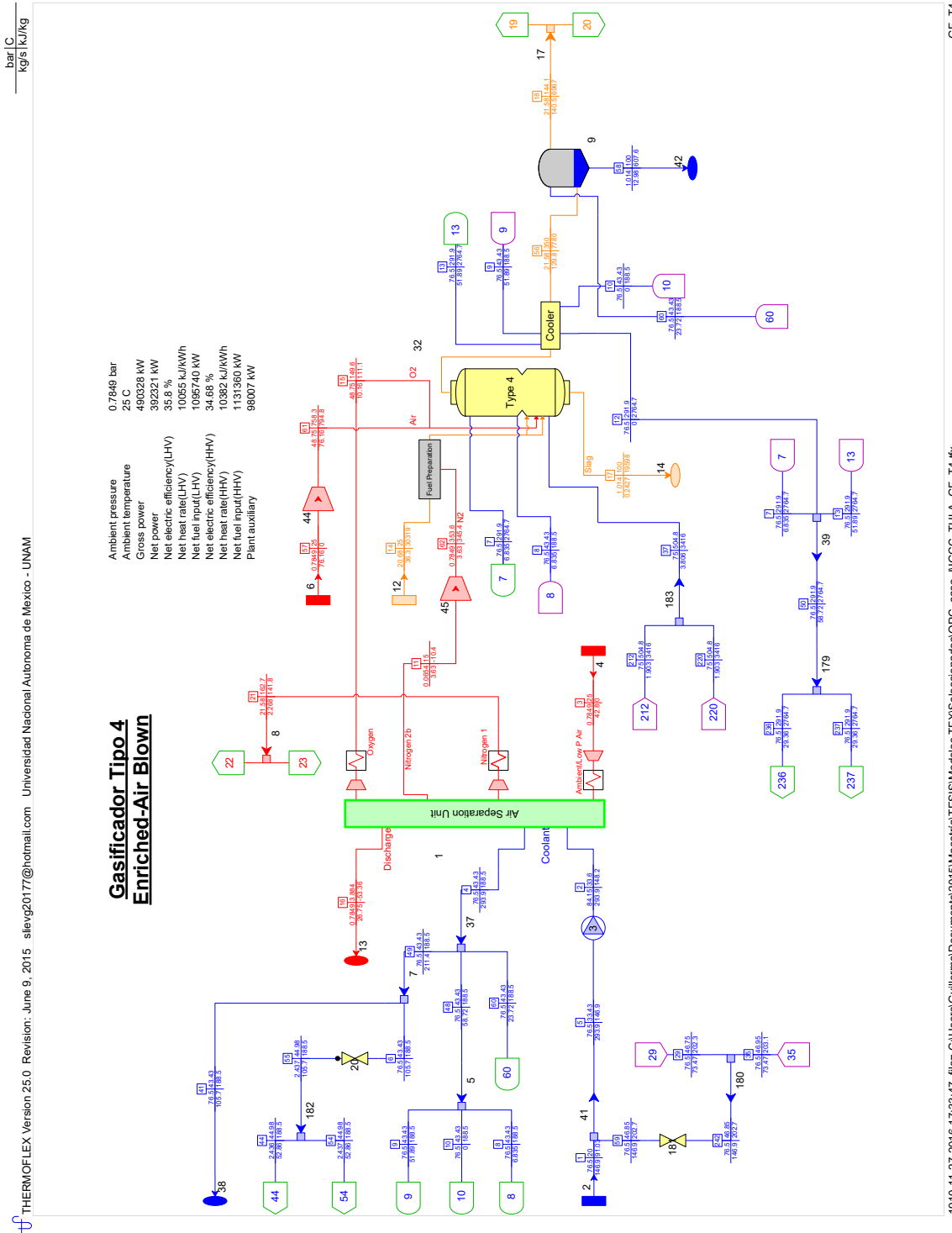


bar | C
kg/s | kJ/kg

THERMOFLEX Version 25.0 Revision: June 9, 2015 slevg20177@hotmail.com Universidad Nacional Autonoma de Mexico - UNAM

PAQ_SUR

Ilustración 11 Simulación de la IGCC TULA con la incorporación del gasificador MHI. Detalle del gasificador. Caso I.
Elaboración propia



1910.11.27.2016 17:33:47 file=C:\Users\Guillermo\Documents\2015\Maestria\TESIS\Modelos TFX\Seleccionados\OPC_caso_IGCC_TULA_GF_T4.fx

GF_T4

El gas obtenido en el gasificador pasa por un sistema de enfriamiento que consiste en una caldera de recuperación. Aquí se disminuye la temperatura del syngas de 1,100 °C hasta 350 °C, el calor perdido es aprovechado para producir vapor que se inyecta a las turbinas de vapor (U3 y U6). La cantidad de vapor producido en este proceso es de 58.72 kg/s, a 291.9 °C y 76.5 bar; posteriormente se distribuye hacia las unidades de vapor en igual cantidad (29.36 kg/s).

El gas salido del gasificador aún contiene partículas de azufre, por lo que se lleva a un equipo limpiador de gases, que retira el H₂S, amoniaco y compuestos halogenuros; una vez limpio, humidificado y enfriado hasta 144.1 °C (140.5 kg/s) es enviado hacia las turbinas de gas y a los quemadores de posteriores, para estos últimos, previa reducción de la presión.

Cada paquete (norte y sur) tiene la misma configuración del caso base, con excepción de la inyección de vapor que se realiza a la salida del evaporador, ya que los gasificadores entregan vapor saturado, esta inyección sumada a la producción del recuperador de calor de cada paquete envía un total de 100.9 kg/s a 504.8 °C a la unidad de alta presión. Las turbinas de gas, en su conjunto reciben 129.42 kg/s de syngas, 67.17 kg/s para el paquete norte y 62.25 kg/s para el paquete sur. De esta forma, las unidades 1 y 2 del paquete norte (Westinghouse W501 D24) reciben 33.44 y 33.73 kg/s de syngas a 16.74 bar respectivamente.

Las unidades 4 y 5 (Westinghouse W501 D5) reciben 31.34 y 30.91 kg/s de syngas a 21.58 bar respectivamente. Las cuatro unidades fueron simuladas para generar la misma potencia que en el modelo térmico base, respetando así su comportamiento bajo las condiciones actuales.

En total, los quemadores posteriores de ambos paquetes reciben 11.14 kg/s de syngas a 1.724 bar de presión y 144.1 °C. El paquete norte recibe para estos equipos 5.374 kg/s, que distribuye 2.688 y 2.686 kg/s a los quemadores de las unidades 1 y 2 respectivamente. El paquete sur recibe 5.768 kg/s distribuyendo 2.928 kg/s al quemador posterior de la unidad 4 y 2.84 al de la unidad 5. Con esta distribución, el gasificador suministró el syngas necesario para entregar la misma generación en las turbinas de gas, pero un incremento de 4.455 MW en la turbina de vapor que se refleja en la potencia neta de la central (véase cuadro 17).

Cuadro 17. Parámetros de comportamiento de la simulación IGCC para el caso I. Elaboración propia.

Parámetro	Unidades	Valor
Temperatura ambiente	°C	25
Potencia bruta	kW	490,328
Potencia neta	kW	392,321
Eficiencia eléctrica neta (PCI)	%	35.8
Potencia a equipos auxiliares	kW	98,007
Eficiencia eléctrica neta (PCS)	%	34.68
Régimen térmico neto (PCS)	kJ/kWh	10,382
Potencia neta del gasificador	kW	1,131,360

Fuente: Modelo simulado con Termoflex 25.0. (IGCC_TULA_G4_I.tfx)

En este caso, la integración del costo de inversión toma en cuenta los equipos de preparación y alimentación del combustible, el gasificador y la unidad separadora de aire, los equipos de limpieza del gas y los equipos de control de residuos, mismos que integran diversos subsistemas para su correcta operación^[11] (véase cuadro 18).

Cuadro 18. Equipos incorporados en el Caso I de repotenciación IGCC TULA. Elaboración Propia.

Equipo	Integración
Sistema de preparación y alimentación del combustible	Sistemas de transporte interno, recepción, descarga, almacenamiento, trituración, secado, de preparación de lodos y de alimentación al gasificador.
Gasificador y Unidad Separadora de Aire	Sistemas de enfriamiento del gas de síntesis, unidad separadora de aire, sistemas de compresión, recuperadores de calor y el gasificador
Limpieza del gas	Sistema de remoción de ácidos del gas (MDEA-LT) ¹ , planta de sulfuros, sistema de remoción de mercurio, hidrólisis y remoción de partículas.
Control de residuos	Sistemas de tratamiento de lodos, despresurización, transporte, manejo y almacenamiento de cenizas.

¹ Sistema de enfriamiento a base de Metildietanolamina de baja temperatura.

Fuente: "Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants" DOE [11]

Cabe señalar que en esta configuración se toma una corriente de nitrógeno de la Unidad Separadora de Aire (ASU)⁽²⁷⁾ que se lleva a las turbinas de gas, incrementando la masa de aire en expansión, esto representa trabajos de modificación en las turbinas y posiblemente en las cámaras de combustión por la elevación de temperatura.

1.3.6. Caso II. IGCC con sustitución de la turbina de vapor

Para el Caso II, la simulación propuesta contempla la sustitución de la turbina de vapor por una de mayor capacidad además de la incorporación del sistema de gasificación del combustible. Se toma esta opción para incrementar la presión máxima del ciclo de vapor de 75 a 80 bares, que es una de las prácticas comunes de repotenciación para incremento de la eficiencia. Estas turbinas de vapor pueden ser de nueva adquisición o ser recuperadas de alguna central térmica convencional retirada. En este estudio se consideró la adquisición de turbinas nuevas que se verán reflejadas en los costos de inversión de los análisis económico y financiero.

Las características del combustible y las condiciones de operación de las turbinas de gas fueron simuladas de igual forma que en el Caso I y no consideran modificaciones físicas adicionales en estos equipos, se trata en sí de la adición de la turbina de vapor al Caso I. La capacidad de las turbinas de vapor nuevas incrementa la potencia neta en 4,128 kW debido al incremento de la presión de entrada del flujo de vapor, esto representó elevar un punto porcentual la eficiencia eléctrica neta (véanse ilustraciones 12, 13 y 14). El gasificador provee una masa de 138.1 kg/s de gas de síntesis que resulta menor a la utilizada en el Caso I (140.5 kg/s) (véase cuadro 19).

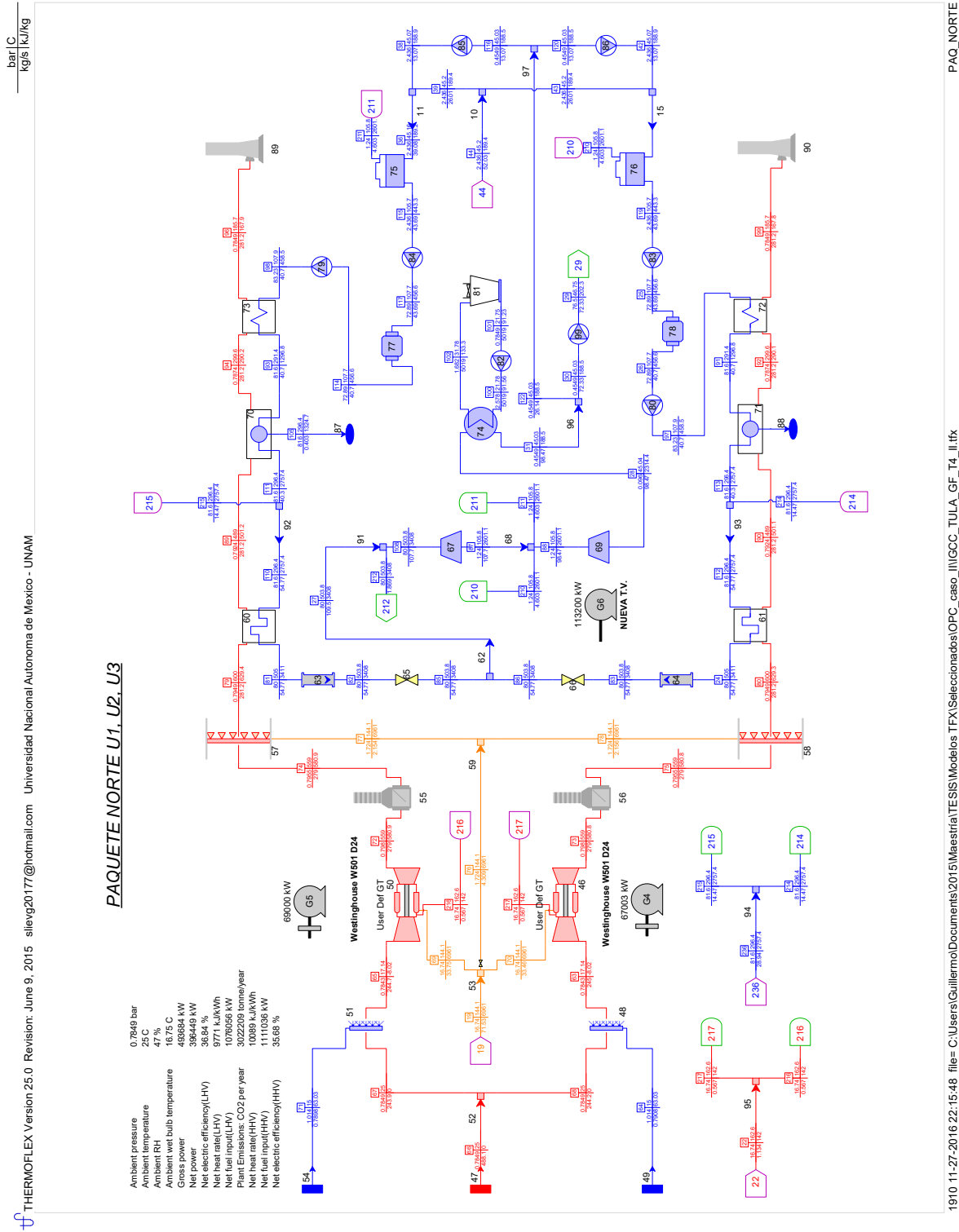
Cuadro 19. Parámetros de comportamiento de la simulación IGCC para el caso II. Elaboración propia.

Parámetro	Unidades	Valor
Temperatura ambiente	°C	25
Potencia bruta	kW	493,684
Potencia neta	kW	396,449
Eficiencia eléctrica neta (PCI)	%	36.8
Potencia a equipos auxiliares	kW	97,235
Eficiencia eléctrica neta (PCS)	%	35.68
Régimen térmico neto (PCS)	kJ/kWh	9,771
Potencia neta del gasificador	kW	1,111,036

Fuente: Modelo simulado con Termoflex 25.0. (IGCC_TULA_G4_II.tfx)

⁽²⁷⁾ Por sus siglas en inglés de "Air Separation Unity"

Ilustración 12. Simulación de la IGCC TULA paquete norte con la incorporación del gasificador MHI. Caso II. Elaboración propia.

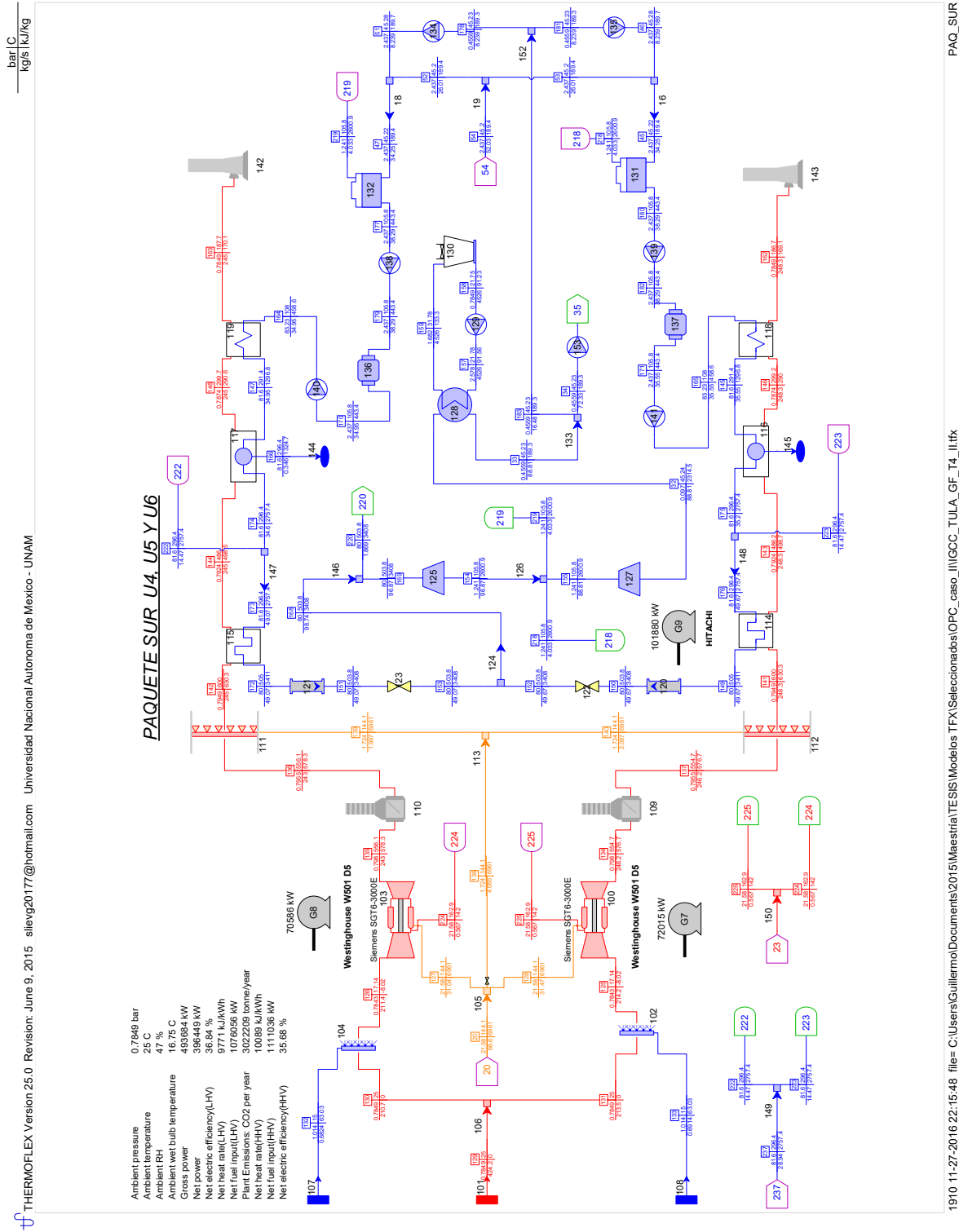


bar / C
kg/s / kJ/kg

THERMOFLEX Version 25.0 Revision: June 9, 2015 sliev920177@hotmail.com Universidad Nacional Autonoma de Mexico - UNAM

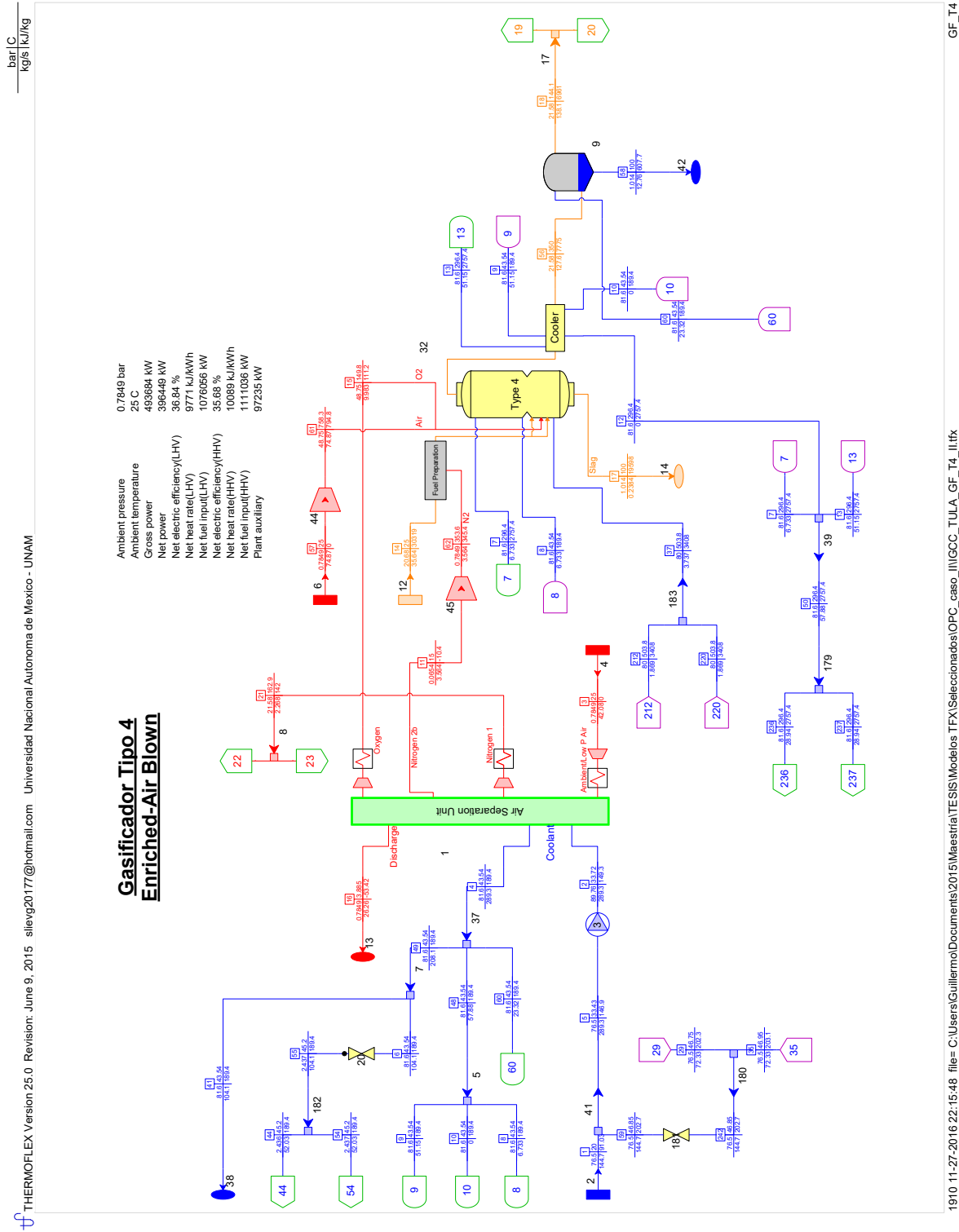
PAQ_NORTE

Ilustración 13 Simulación de la IGCC TULA paquete sur con la incorporación del gasificador MHI. Caso II. Elaboración propia



1910 11-27-2016 22:15:48 file= C:\Users\Guillermo\Documents\2015\Maestria\TESIS(Modelos TFX\Seleccionados)\OPC_caso_III\IGCC_TULA_GF_T4_11.tfx

Ilustración 14 Simulación de la IGCC TULA con la incorporación del gasificador MHI. Detalle del gasificador. Caso II. Elaboración propia.



La masa de vapor proveniente del gasificador, se integra al ciclo combinado antes del sobrecalentador, ya que sus sistemas de enfriamiento sólo proveen vapor saturado condicionado a la presión del domo del recuperador de calor. En este arreglo, el gasificador provee 26.4% de la masa total de vapor que entra a la turbina.

La integración del costo de inversión para el Caso II toma en cuenta, además de los equipos de enunciados para el Caso I, la instalación de turbinas de vapor nuevas en cada paquete. Cabe mencionar que el cambio en la TV requiere de un cambio en el condensador (véase cuadro 20).

Cuadro 20. Equipos incorporados en el Caso II de repotenciación IGCC TULA. Elaboración Propia.

Equipo	Integración
Sistema de preparación y alimentación del combustible	Sistemas de transporte interno, recepción, descarga, almacenamiento, trituración, secado, de preparación de lodos y de alimentación al gasificador.
Gasificador y Unidad Separadora de Aire	Sistemas de enfriamiento del gas de síntesis, unidad separadora de aire, sistemas de compresión, recuperadores de calor y el gasificador
Turbogenerador de vapor	Turbina de vapor y sus accesorios, sistemas auxiliares, condensador, tuberías de vapor y cimentaciones.
Limpieza del gas	Sistema de remoción de ácidos del gas (MDEA-LT) ¹ , planta de sulfuros, sistema de remoción de mercurio, hidrólisis y remoción de partículas.
Control de residuos	Sistemas de tratamiento de lodos, despresurización, transporte, manejo y almacenamiento de cenizas.

¹ Sistema de enfriamiento a base de Metildietanolamina de baja temperatura.

Fuente: "Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants" DOE [11]

La posibilidad de incrementar la capacidad del turbogenerador de vapor, considera el hecho de que la central CC TULA en la actualidad está siendo repotenciada para incrementar su capacidad de generación. De esta forma, el aumento de capacidad de esta configuración no representaría cambios en los sistemas eléctricos de la subestación de la central por lo que no se incorporan costos de capital en esos rubros.

1.3.7. Caso III. IGCC con sustitución de las turbinas de vapor y de gas

La utilización de las turbinas de gas existentes en la CC TULA, representan el principal límite para la mejora en la eficiencia global. Estas turbinas forman parte de la Clase D, que tienen 1300 °C como límite de temperatura a la entrada de la turbina. Esto limita la potencia máxima de los turbogeneradores y hace necesario el uso de gas en los quemadores auxiliares para la producción de vapor.

Por lo anterior, para el Caso III se propone la sustitución de las turbinas de gas, utilizando turbinas comercialmente probadas con capacidades nominales que en conjunto con las turbinas de vapor no excedan la capacidad de la subestación eléctrica. Estas turbinas de vapor son diferentes a las del caso II y I. Esto con la finalidad de mantener bajos los costos de inversión. De esta forma se incorporaron turbinas de gas con capacidad nominal de 90.5 MW⁽²⁸⁾, que en condiciones de sitio entregan 80.1 MWe con temperaturas de salida de los gases de 542.9 °C y que requieren de una alimentación de gas de síntesis de 34.31 kg/s.

Esta configuración también contempla turbinas de vapor nuevas con capacidades adecuadas para su arreglo con las turbinas de gas, de tal forma que en esta simulación se genera vapor a 85 bar y 506 °C. El vapor generado en el gasificador es incorporado en el sobrecalentador a una presión de

⁽²⁸⁾ Se consideraron turbinas General Electric (GE) GT-7E.03 22 en la simulación del caso III.

86.7 bar y una temperatura de 300.6 °C. En este arreglo, las turbinas de gas de mayor eficiencia tienen una salida de gases a menor temperatura que en los casos I y II, siendo de 542.9 °C lo que nos lleva a un incremento en la alimentación de gas de síntesis en los quemadores auxiliares para mantener aproximadamente la misma producción de vapor (51.5 kg/s) en cada paquete. Bajo estas consideraciones, la capacidad de las turbinas de vapor fue de 211,970 kW y la aportada por las turbinas de gas fue de 320,448 kW por lo que la potencia neta de la central IGCC para esta configuración fue de 421,882 kW con una eficiencia eléctrica neta de 37.12% con base en su poder calorífico superior (véase cuadro 21).

Cuadro 21. Parámetros de comportamiento de la simulación IGCC para el caso III. Elaboración propia.

Parámetro	Unidades	Valor
Temperatura ambiente	°C	25
Potencia bruta	kW	532,417
Potencia neta	kW	421,882
Eficiencia eléctrica neta (PCI)	%	38.3
Potencia a equipos auxiliares	kW	110,535
Eficiencia eléctrica neta (PCS)	%	37.12
Régimen térmico neto (PCS)	kJ/kWh	9,699
Potencia neta del gasificador	kW	1,136,605

Fuente: Modelo simulado con Termoflex 25.0. (IGCC_TULA_G4_III.tfx)

El cambio en la capacidad de los TG se ve reflejado en la potencia del gasificador, que para esta simulación entrega 148.7 kg/s de gas de síntesis, de los cuáles 11.4 kg/s son enviados a los quemadores auxiliares. Cabe señalar que los TG comerciales en su gran mayoría han sido desarrollados con la finalidad de incrementar su eficiencia basándose en el uso de gas natural, muchas de estas turbinas no aceptan en sus diseños la inyección de nitrógeno y otras tantas no permiten el manejo de otros tipos de combustible. En este caso, se utilizaron TG que aceptan el uso del gas de síntesis mediante la modificación de sus boquillas de inyección de gas, pero no reciben flujos de nitrógeno. El incremento en las capacidades las TG y las TV implican también un incremento en el consumo de potencia de los servicios auxiliares que para este caso incrementaron 13.7% y 12.8% con relación al caso II y caso I respectivamente.

Considerando estos aspectos, la simulación realizada para el caso III logra una mejora en la eficiencia global por arriba de dos puntos porcentuales con relación a la configuración presentada en el caso II y más de tres puntos porcentuales por arriba del caso I. Hasta este punto, las eficiencias de las configuraciones IGCC propuestas han alcanzado un máximo de 37.12% y un mínimo de 34.68% que comparados con los valores publicados por el Departamento de Energía de EUA¹², se encuentran por debajo de las referencias para cada una de las tecnologías aplicables (véase cuadro 22)

Cuadro 22. Comparación de eficiencias entre tecnologías comerciales y las obtenidas en el caso III. Elaboración propia.

		GE Energy	E-Gas	Shell	MHI parcial ¹
Potencia bruta	MW	748	738	737	532
Potencia neta	MW	622	625	629	422
Potencia a equipos auxiliares	MW	126	113	108	110
Eficiencia eléctrica neta (PCS)	%	39.00	39.70	42.10	37.12

¹ Gasificador Mitsubishi que combina la tecnología E-Gas y Shell utilizado en las simulaciones de repotenciación que opera con equipos parcialmente nuevos que no fueron diseñados específicamente para IGCC. Los datos mostrados corresponden a la simulación del caso III.

Fuente: IGCC Efficiency / Performance. DOE NETL. EUA [12]

La eficiencia obtenida hasta el momento, es el resultado de combinar equipos nuevos como son el gasificador y sus sistemas auxiliares, con tuberías, recuperadores, etc. que se encuentran al final de su vida útil o que simplemente no fueron diseñados específicamente para la configuración requerida. Otro factor que influye es el arreglo de turbinas y sus capacidades, como se ve en el cuadro 22, la capacidad en el comparativo de tecnologías es uniforme, y en las simulaciones se buscó no rebasar la capacidad de la subestación ajustando las capacidades con turbinas diferentes. Es este criterio el que fue tomado como base para la propuesta del caso IV, que se describe más adelante.

Según se ha descrito la configuración de la opción III, se muestran las simulaciones realizadas con los criterios antes expuestos, en donde se elevó la presión del vapor a la entrada de la TV, las turbinas utilizadas entregan gases más fríos, se incrementa el combustible a los quemadores auxiliares y las TG entregan una mayor potencia (véanse ilustraciones 15, 16 y 17).

Para el caso III, la integración del costo de inversión, además de incluir los equipos requeridos en los casos I y II, supone la instalación de turbinas de gas nuevas en cada paquete. De esta manera, sólo se conservan los sistemas eléctricos básicos, la subestación y algunos equipos auxiliares y los recuperadores de calor, aunque fueron modificados para producir más vapor a mayor presión desde el caso anterior (véase cuadro 23).

Cuadro 23. Equipos incorporados en el Caso III de repotenciación IGCC TULA. Elaboración Propia.

Equipo	Integración
Sistema de preparación y alimentación del combustible	Sistemas de transporte interno, recepción, descarga, almacenamiento, trituración, secado, de preparación de lodos y de alimentación al gasificador.
Gasificador y Unidad Separadora de Aire	Sistemas de enfriamiento del gas de síntesis, unidad separadora de aire, sistemas de compresión, recuperadores de calor y el gasificador
Turbogenerador de vapor	Turbina de vapor y sus accesorios, sistemas auxiliares, condensador, tuberías de vapor y cimentaciones.
Turbogenerador de gas	Turbinas de gas y sus accesorios, tuberías de combustible y cimentaciones
Limpieza del gas	Sistema de remoción de ácidos del gas (MDEA-LT) ¹ , planta de sulfuros, sistema de remoción de mercurio, hidrólisis y remoción de partículas.
Control de residuos	Sistemas de tratamiento de lodos, despresurización, transporte, manejo y almacenamiento de cenizas.

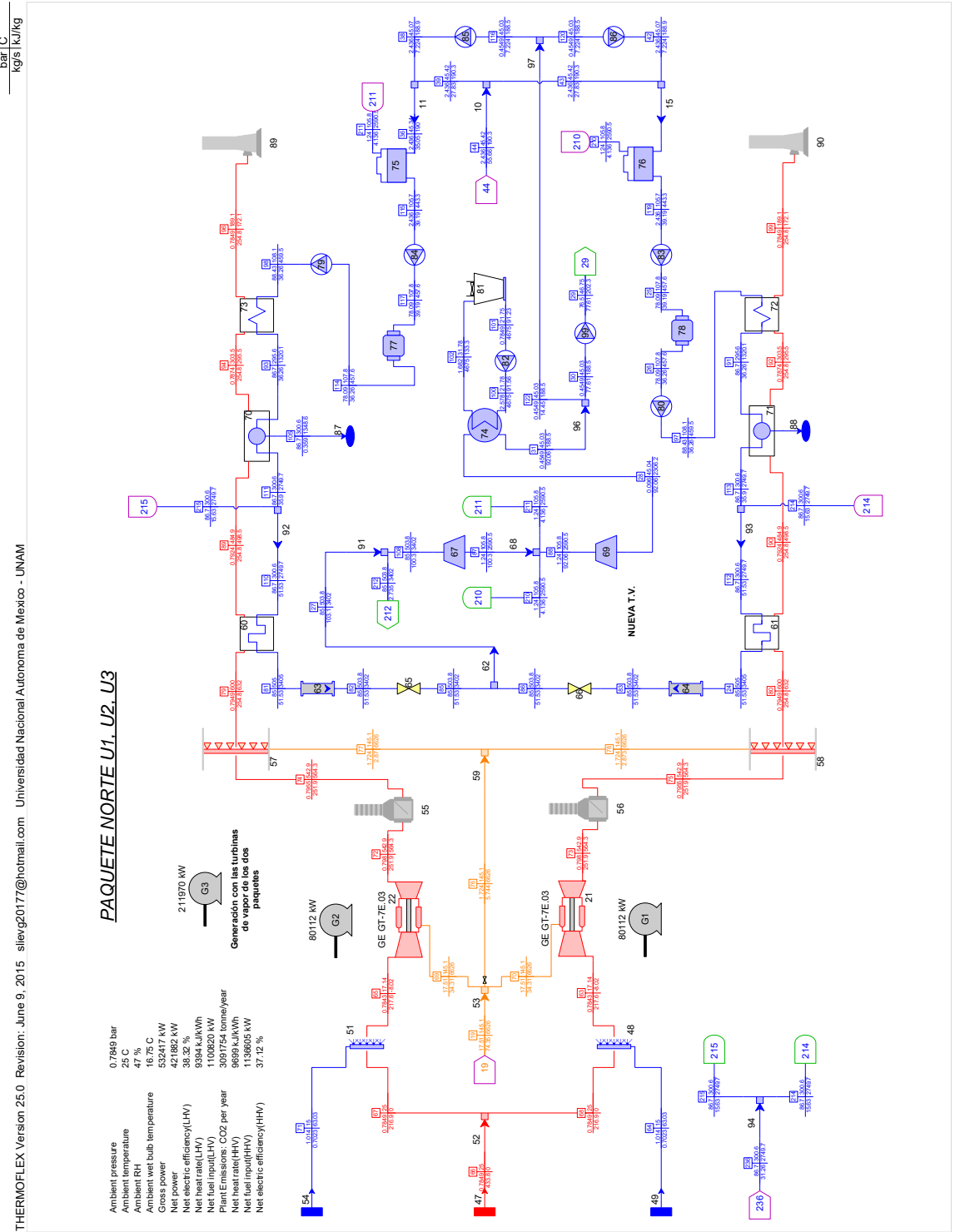
¹ Sistema de enfriamiento a base de Metildietanolamina de baja temperatura.

Fuente: "Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants" DOE [11]

Las opciones restantes serían la incorporación de todos los sistemas nuevos, conservando sólo los sistemas eléctricos de potencia. Esto representa un incremento considerable del costo de inversión, como se analizará posteriormente, pero no hay incremento de capacidad de generación por los límites de la subestación (transformadores, protecciones y líneas).

Otra opción es la repotenciación de sitio, que implica la sustitución de la central por una nueva, cambiando todos los equipos y sistemas, incluidos los eléctricos. En esta opción se puede hacer uso de las configuraciones comerciales actuales recomendadas por los fabricantes para la obtención de las máximas eficiencias y beneficios.

Ilustración 15. Simulación de la IGCC TULA paquete norte con la incorporación del gasificador MHI. Caso III. Elaboración propia.



bar | C
kg/s | KJ/kg

THERMOFLEX Version 25.0 Revision: June 9, 2015 silevg2017@hotmail.com Universidad Nacional Autonoma de Mexico - UNAM

PAQ_NORTE

Ilustración 16. Simulación de la IGCC TULA paquete sur con la incorporación del gasificador MHI. Caso III. Elaboración propia.

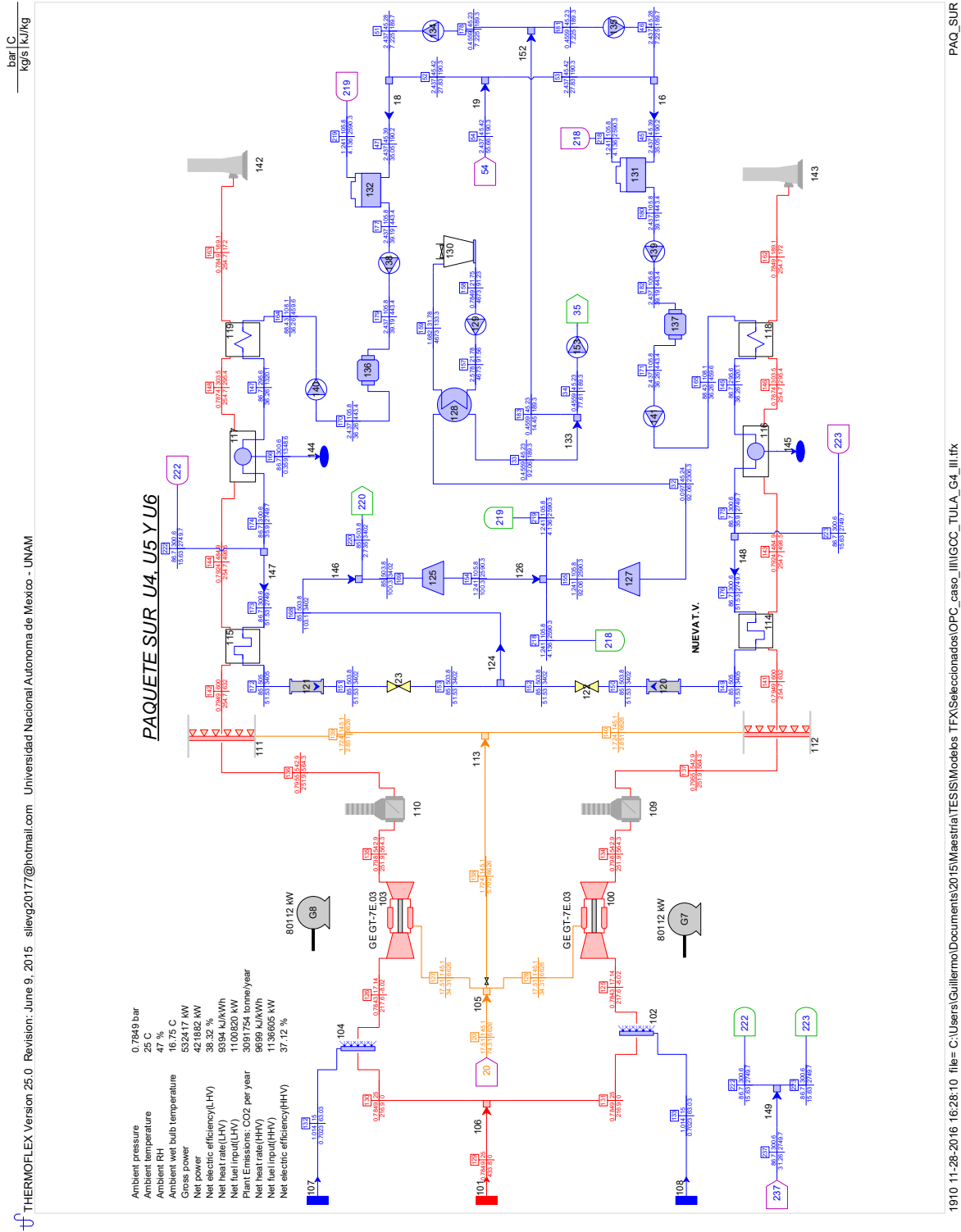
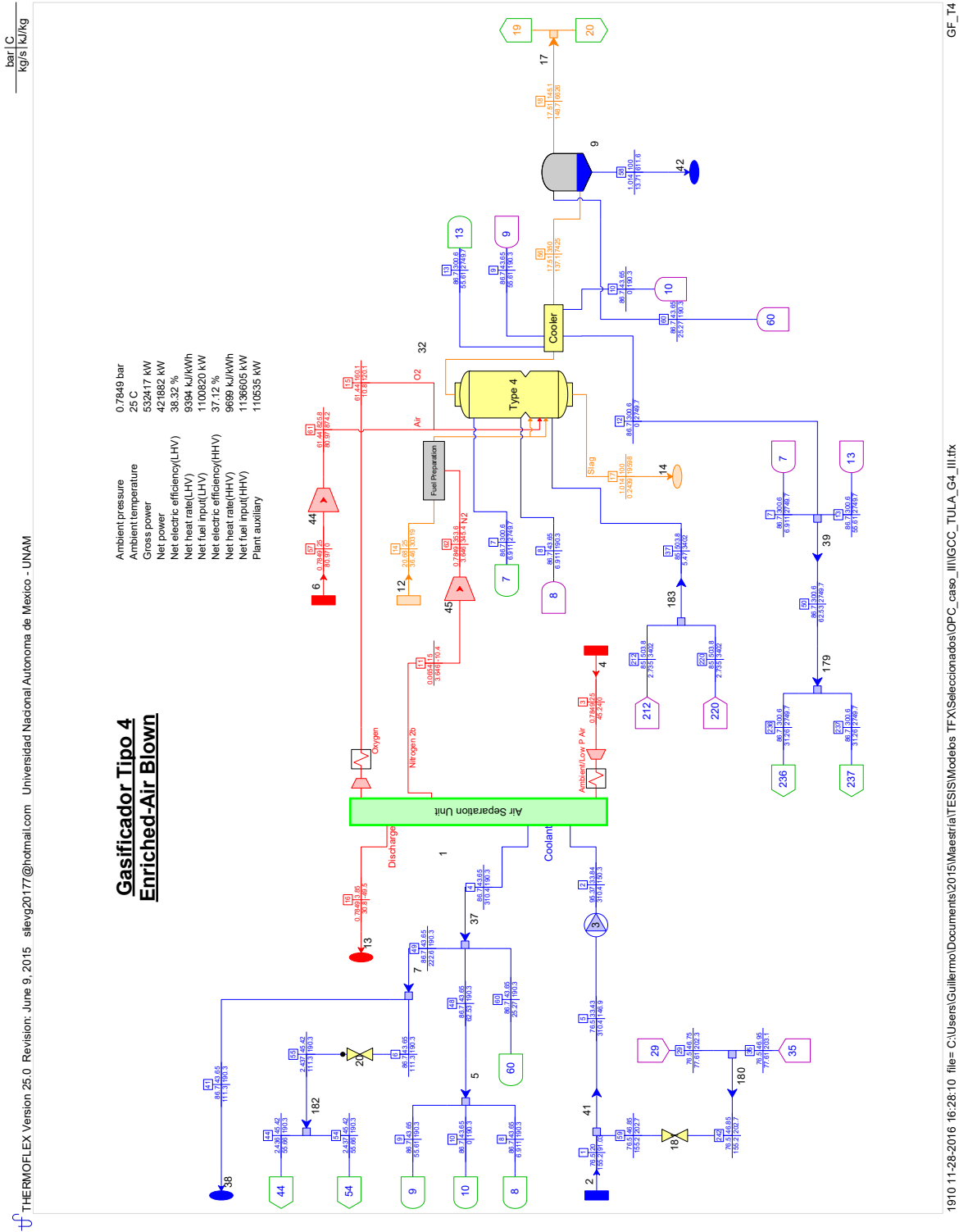


Ilustración 17. Simulación de la IGCC TULA con la incorporación del gasificador MHI. Detalle del gasificador. Caso III. Elaboración propia.



1.3.8. Caso IV. IGCC con repotenciación de sitio.

En este caso, se optó por la sustitución de todos los equipos de potencia, incluyendo los sistemas eléctricos principales y la subestación. La potencia global de la central se incrementó hasta una capacidad propuesta para este caso de 793.2 MW brutos. Recordemos que para finales de 2017, la central CC TULA tendrá una capacidad instalada de 619 MW, lo que esta opción implicará una revisión de la capacidad de transmisión de las líneas que conectan la central a la red y la capacidad del nodo de conexión. Para este estudio se consideró que hay posibilidad de conectar la central IGCC al nodo actual.

La central propuesta en el Caso IV, considera un arreglo de 2 x 1 en IGCC que integra nuevas turbinas de gas Mitsubishi 501 J de 331.5 MW nominales, probadas comercialmente y específicamente diseñadas para su utilización en configuraciones IGCC. El gasificador MHI se integra completamente de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, la turbina de vapor nueva con una capacidad de 264.1 MWe, recuperadores de calor y todos sus sistemas auxiliares.

En este caso se ha sustituido la torre de enfriamiento húmeda y el condensador, por un aeroc condensador, para una mejor gestión del agua en la central. Cabe mencionar que, en ninguno de los casos propuestos, se incluyó el sistema de captura y secuestro de CO₂, ya que además de incrementar considerablemente los costos, incrementa el consumo de energía de los sistemas auxiliares con la conducente pérdida de eficiencia.

Cuadro 24. Parámetros de comportamiento de la simulación IGCC para el caso IV. Elaboración propia.

Parámetro	Unidades	Valor
Temperatura ambiente	°C	25
Potencia bruta	kW	793,222
Potencia neta	kW	743,446
Eficiencia eléctrica neta (PCI)	%	48.02
Potencia a equipos auxiliares	kW	49,776
Eficiencia eléctrica neta (PCS)	%	46.51
Régimen térmico neto (PCS)	kJ/kWh	7,741
Potencia neta del gasificador	kW	1,598,631

Fuente: Modelo simulado con Termoflex 25.0. (IGCC_TULA_G4_005.tfx)

En esta configuración, el flujo de vapor se realiza a 49 bares y 600°C, temperatura que es alcanzada utilizando una mínima cantidad de syngas en los quemadores posteriores que entregan gases a 610°C, mientras que las turbinas entregan los gases a 609.1°C. En esta simulación, el gasificador nos entrega 39.8% del vapor que se envía a la TV y se introduce al sobre calentador en conjunto con el vapor producido en el recuperador de calor de un solo domo de presión.

El gasificador proporciona 204.9 kg/s de syngas, de los cuales 0.73 kg/s es destinado a los quemadores posteriores, el resto se reparte en las TG. Estas turbinas si aceptan la inyección de nitrógeno en sus cámaras de combustión, por lo que de la ASU se tomó un flujo de 2.27 kg/s de nitrógeno a 294.9°C y una presión de 47.7 bar, suficiente para su inyección en ambas turbinas. Cabe señalar, que el aire de entrada a las turbinas es enfriado mediante un nebulizador (fogger) bajando la temperatura de 25 a 17.4°C, para una compresión más eficiente (véanse ilustraciones 18 y 19).

Ilustración 18. Simulación de la IGCC TULA completa con la incorporación del gasificador MHI. Caso IV. Elaboración propia

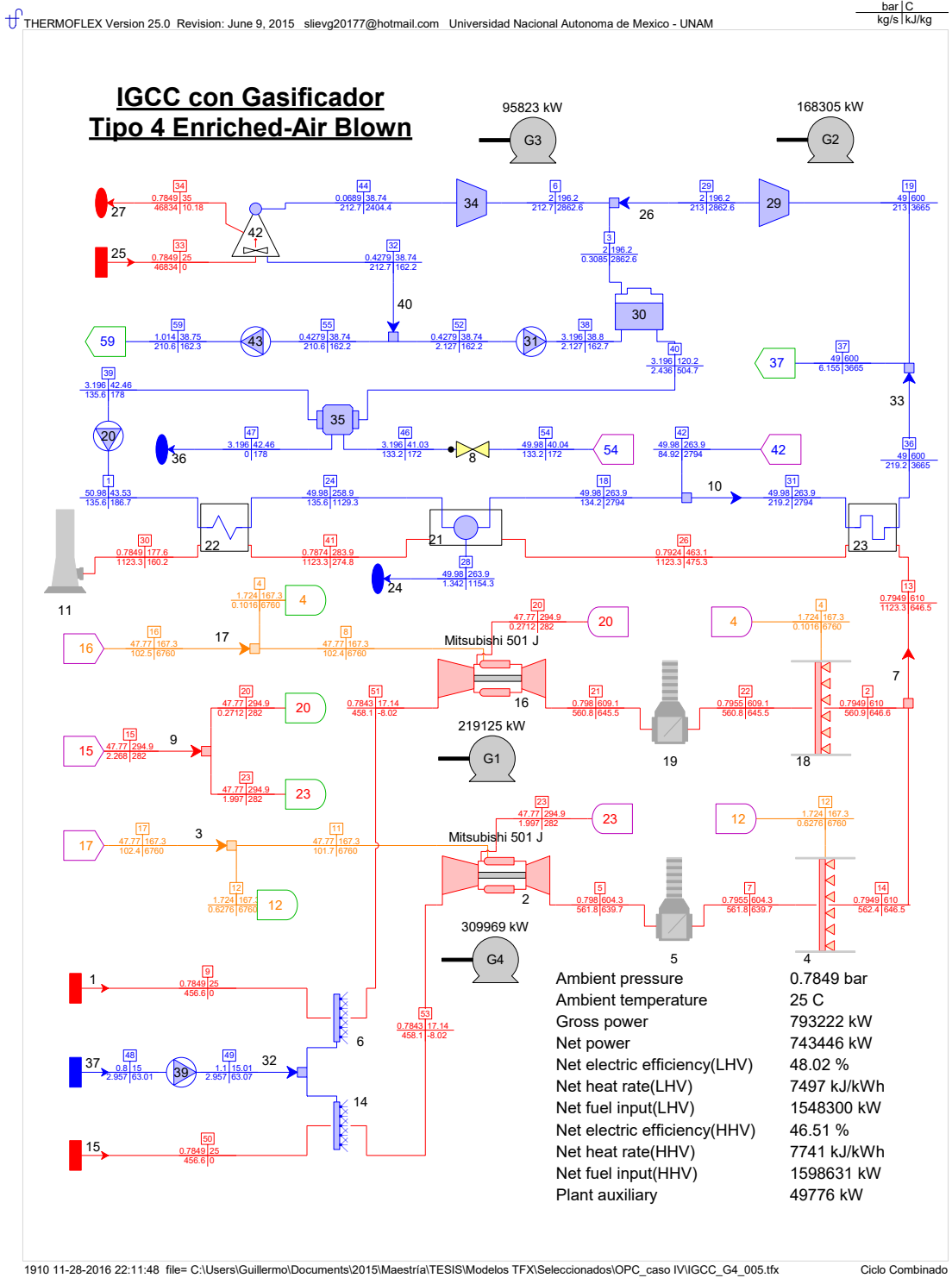
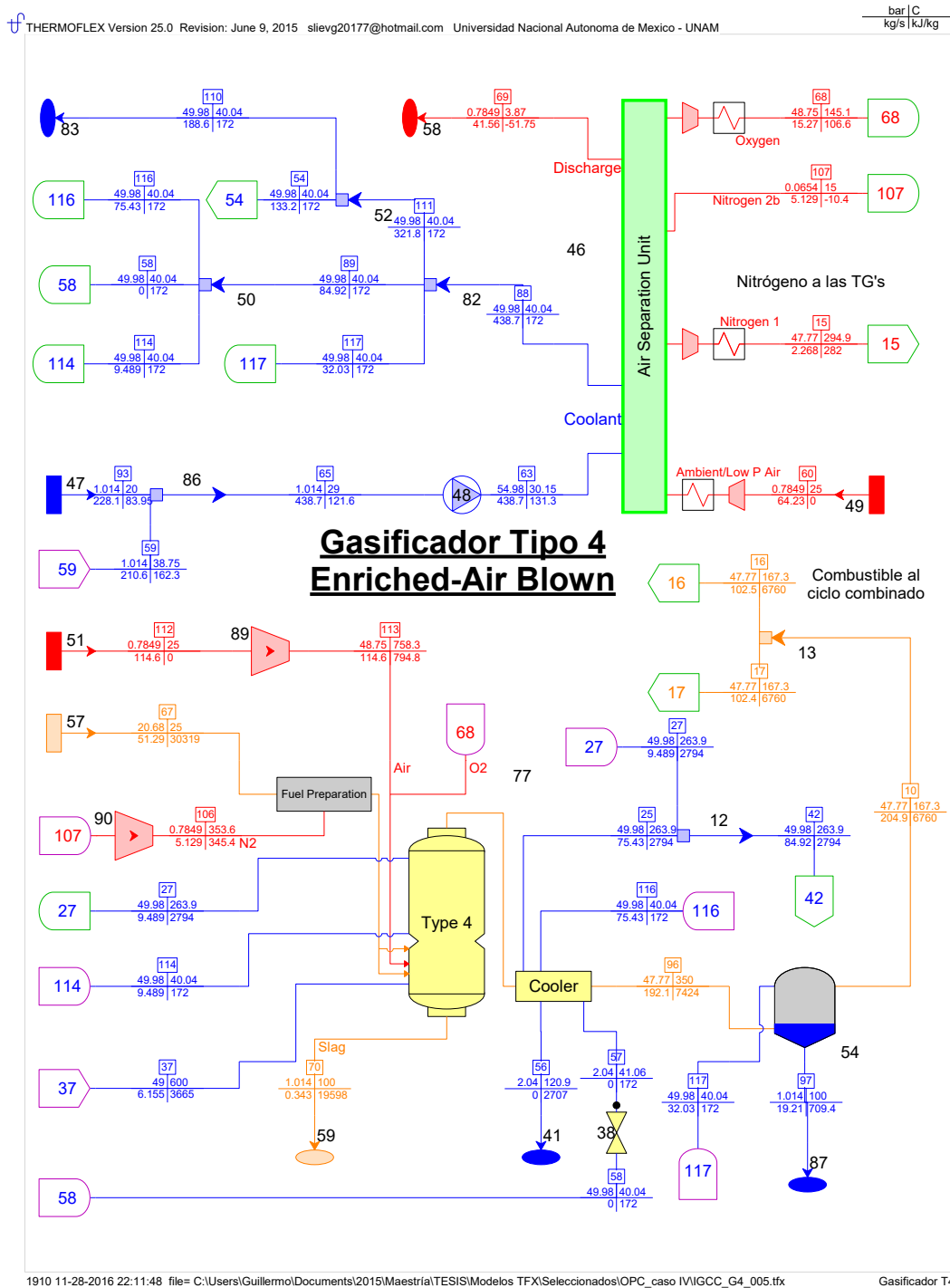


Ilustración 19. Simulación de la IGCC TULA con la incorporación del gasificador MHI. Detalle del gasificador. Caso IV. Elaboración propia.



En el caso IV, la integración de equipos supone una central nueva, con una capacidad mayor, por lo que a los equipos que se vienen manejando en los casos I, II y III, se adicionan costos del recuperador de calor, de los sistemas de alimentación, enfriamiento, equipo eléctrico,

instrumentación y control e infraestructuras de edificios, entre otros costos. Cada rubro de los antes mencionados contempla los costos del equipo, materiales, de trabajo directos e indirectos ⁽²⁹⁾ (véase cuadro 25).

Cuadro 25. Equipos incorporados en el Caso IV de repotenciación IGCC TULA. Elaboración Propia.

Equipo	Integración
Sistema de preparación y alimentación del combustible	Sistemas de transporte interno, recepción, descarga, almacenamiento, trituración, secado, de preparación de lodos y de alimentación al gasificador.
Sistema de alimentación de agua	Sistema de agua de alimentación, pretratamiento y acondicionamiento de agua, subsistemas auxiliares de agua, agua de servicios y planta de tratamiento de aguas residuales.
Gasificador y Unidad Separadora de Aire	Sistemas de enfriamiento del gas de síntesis, unidad separadora de aire, sistemas de compresión, recuperadores de calor y el gasificador
Limpieza del gas	Sistema de remoción de ácidos del gas (MDEA-LT) ¹ , planta de sulfuros, sistema de remoción de mercurio, hidrólisis y remoción de partículas.
Turbogenerador de vapor	Turbina de vapor y sus accesorios, sistemas auxiliares, tuberías de vapor y cimentaciones.
Turbogenerador de gas	Turbinas de gas y sus accesorios, tuberías de combustible y cimentaciones.
Recuperadores de calor (HRSG)	Recuperador de calor y generador de vapor, trabajos de ductería, paquetes de transferencia de calor y cimentaciones.
Sistema de enfriamiento	Aero-condensador, bombas de circulación, sistemas auxiliares de circulación de agua, tuberías y cimentaciones.
Equipo eléctrico	Equipamiento del generador, de la estación de servicios, centros de control de motores, tubería y soportería de cableado, conductores, equipo de protección, equipo de reserva, transformadores principales y cimentaciones.
Instrumentación y control	Sistemas de control del gasificador, de las TG, de la TV, de los sistemas auxiliares, procesamiento de señales, paneles de control, tableros y racks, equipos de computo, cableado de instrumentos y tubing ² , entre otros.
Edificaciones y estructuras	Estructuras del gasificador, área de las TG, edificio de la TV, oficinas, cuarto de máquinas del agua de circulación, edificios de las plantas de tratamiento de agua y lodos, área de máquinas y edificios de la planta de aguas residuales.
Control de residuos	Sistemas de tratamiento de lodos, despresurización, transporte, manejo y almacenamiento de cenizas.

¹ Sistema de enfriamiento a base de Metildietanolamina de baja temperatura.

² Tuberías para la conexión de instrumentos que requieren flujos de fluidos.

Fuente: "Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants" DOE [11]

Como puede observarse, en esta configuración, ya no existen los paquetes norte y sur, ya que sólo es un paquete 2 x 1 con una capacidad nominal de 900 MW.

Se concluye para este capítulo, que el caso base donde se replica la central CC TULA, es válido al reproducirlo en la simulación; que las configuraciones que se proponen para repotenciar la central son factibles y arrojan valores de eficiencia y régimen térmico apropiados y se pudo determinar con un grado aceptable de detalle los equipos que conformarán el costo de inversión de cada caso.

⁽²⁹⁾ La suma de estos costos es denominado BEC, por sus siglas de *Bare Erected Cost*. Que es utilizado en diversas metodologías de estimación de costos.

Capítulo 3 Análisis económico y financiero

En este capítulo, se presentan la evaluación ⁽³⁰⁾ económica y financiera de los proyectos propuestos en cada uno de los casos simulados. Analizados como proyectos excluyentes, se hace la comparación del resultado neto de operación que tendrían las nuevas configuraciones con relación al caso base, determinando los parámetros económico-financieros que permiten el análisis, con la finalidad de brindar una herramienta de ayuda para la toma de decisiones sobre las alternativas antes mostradas.

3.1. Supuestos técnicos

La evaluación de las diferentes configuraciones requiere de parámetros técnicos que fueron obtenidos de las simulaciones descritas en el capítulo dos. Los parámetros seleccionados, forman parte de un grupo importante de datos concentrados en un modelo numérico, que sirvió como herramienta para determinar los costos nivelados, costos del combustible, entre otros ⁽³¹⁾. Los parámetros técnicos más importantes obtenidos del desempeño de las configuraciones propuestas son la base de todos los cálculos presentados en este capítulo (véase cuadro 26).

Cuadro 26. Parámetros de desempeño de las configuraciones propuestas. Elaboración propia.

CONFIGURACIÓN	CASO	CAPACIDAD		FACTOR DE PLANTA	EFICIENCIA		POTENCIA DE USOS PROPIOS		RÉGIMEN TERMICO NETO			
		BRUTA	NETA		@ PCS	@ PCI	@ PCS		@ PCI			
		[MW]	[MW]		[%]	[%]	[MW]	[%]	[kJ/kWh]	[BTU/kWh]	[kJ/kWh]	[BTU/kWh]
CCGT (BASE)	O	482.00	467.43	0.83	40.3%	44.6%	14.6	3.0%	8932	8466	8070	7649
IGCC (GF)	I	490.33	392.32	0.80	34.7%	35.8%	98.0	20.0%	10382	9840	10055	9530
IGCC (GF+TV)	II	493.68	396.45	0.80	35.7%	36.8%	97.2	19.7%	10089	9563	9771	9261
IGCC (GF+TG+TV)	III	532.42	421.88	0.80	37.1%	38.3%	110.5	20.8%	9699	9193	9394	8904
IGCC (NVA-MHI)	IV	793.22	743.45	0.85	46.5%	48.0%	49.8	6.3%	7741	7337	7497	7106

Nota: Todas las configuraciones de IGCC muestran los datos obtenidos de las simulaciones. La configuración CCGT del caso base, muestra los datos proporcionados por CFE, tomados de un estudio previo.

Fuente: "C:\Users\Guillermo\Documents\2015\Maestría\TESIS\modelo_evaluación_macros.xlsm"

Por otra parte, uno de los supuestos fundamentales de para la evaluación y, que representa la principal condicionante para la elaboración de este estudio, es el combustible.

Cuadro 27. Supuestos técnicos, combustible. Elaboración propia.

CONFIGURACIÓN	CASO	TIPO	COMBUSTIBLE					
			PCS		PCI		CONSUMO	
			[kJ/kg]	[BTU/ft3]	[kJ/kg]	[BTU/ft3]	[TON/h]	[MBTU/año]
CCGT (BASE)	O	G.N.	50933	1024	46018	925	76.68	66786111
IGCC (GF)	I	COQUE	31300	629	30319	610	130.68	78341694
IGCC (GF+TV)	II	COQUE	31300	629	30319	610	128.30	74761545
IGCC (GF+TG+TV)	III	COQUE	31300	629	30319	610	131.26	73514688
IGCC (NVA-EQ)	IV	COQUE	31300	629	30319	610	119.38	57879553
IGCC (NVA-MHI)	IV	COQUE	31300	629	30319	610	184.64	82537589

Nota: Todas las configuraciones de IGCC muestran los datos obtenidos de las simulaciones. La configuración CCGT del caso base, muestra los datos proporcionados por CFE, tomados de un estudio previo.

Fuente: "C:\Users\Guillermo\Documents\2015\Maestría\TESIS\modelo_evaluación_macros.xlsm"

⁽³⁰⁾ Modelo de evaluación proporcionado por León de los Santos G. y adaptado al estudio por el autor.

⁽³¹⁾ Se utilizó un libro de Excel para el manejo de los datos y la aplicación de las metodologías de evaluación descritas en este capítulo. Para más detalles consulte los anexos.

Se considera que todas las configuraciones propuestas utilicen el coque de petróleo (véase cuadro 27) y que deberá ser ofertado por PEMEX en la Refinería de Tula ⁽³²⁾. La producción esperada a partir del año 2021 de la Refinería de Tula es de 20.5 miles de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa una flujo aproximado de 162 Ton/h.

3.2. Supuestos económicos y financieros

Para el la evaluación económica y financiera de los proyectos propuestos, se requiere establecer consideraciones económicas para el financiamiento, tales como tasas de interés, rendimientos esperados, inflación, tipo de cambio, tiempos de construcción y puesta en operación, entre otros. Además de escenarios que permitan valorar el costo del combustible a lo largo de la vida útil del proyecto y los ingresos que se generarán por concepto de venta de energía (véase cuadro 28).

Cuadro 28. Supuestos económicos y financieros utilizados para la evaluación. Elaboración propia.

Supuestos económicos y financieros	CASO	I	II	III	IV
	Configuración	IGCC (GF)	IGCC (GF+TV)	IGCC (GF+TG+TV)	IGCC (NVA-MHI)
Año de evaluación		2016	2016	2016	2016
Tipo de cambio	[\$/USD]	18.65	18.65	18.65	18.65
Inflación anual (EUA) ¹	(*)	2.70%	2.70%	2.70%	2.70%
Tasa de interés (construcción) ²	[%]	1.25%	1.25%	1.25%	1.25%
Tasa de descuento real anual ³	[%]	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
Tasa nominal financiera	[%]	2.80%	2.80%	2.80%	2.80%
Moneda de		2016	2016	2016	2016
Año de inicio (construcción)		2017	2017	2017	2017
Año de inicio (operación)		2019	2020	2021	2022
Mes de inicio		Enero	Enero	Enero	Enero
Tiempo de construcción	[meses]	24	36	48	60
Vida útil de la central	[años]	20	20	30	40
Año de retiro		2039	2040	2051	2062
Intereses durante la construcción	[kUSD]	\$20,921.18	\$24,664.63	\$31,603.53	\$52,248.32
Generación anual ⁴	[MWh]	2,749,385.6	2,778,314.6	2,956,549.1	5,535,698.9
Precio Marginal Local (PML) ⁵	[\$/MWh]	\$873.86	\$873.86	\$873.86	\$873.86
	[USD/MWh]	\$46.86	\$46.86	\$46.86	\$46.86
Ingresos por venta de energía	[USD/año]	\$128,049,235	\$129,396,568	\$137,697,618	\$259,379,402

¹ Fuente: http://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm

² Tasa Libor + 109 puntos (31 de enero de 2017)

³ Tasa utilizada para el cálculo del costo nivelado de generación (tomada del Código de Red Pag.117 y 118. CRE)

⁴ Se utilizó un factor de planta de 85% de acuerdo con "Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants. Volume 1b: Bituminous Coal (IGCC) - to Electricity. DOE/NETL-2015/1727. [11]

⁵ Fuente: <http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>

Datos de origen: Modelo_Evaluación_ref.xlsm

⁽³²⁾ Actualmente la refinería de Tula, no reporta una producción de coque de petróleo, sin embargo, según datos de la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2016-2030, su producción estará disponible hasta 2021.

TIEMPOS DEL PROYECTO

El periodo de tiempo en el que se realiza la evaluación, es importante para determinar valores como el tipo de cambio y las tasas de interés, además se requiere del establecimiento de los tiempos de ejecución del proyecto (construcción y operación) para determinar el monto de los intereses y amortizaciones, así como el beneficio del proyecto. Dependiendo de la configuración evaluada los tiempos de construcción y años de vida de la central cambian.

TIPO DE CAMBIO

Las inversiones realizadas toman como base el dólar americano, por lo que en la evaluación de los proyectos, se utilizó el tipo de cambio para homologar los ingresos por concepto de venta de energía. En este estudio se consideró el tipo de cambio promedio de 2016 ⁽³³⁾ para solventar obligaciones denominadas en dólares de EUA, publicado por el Banco de México.

TASAS DE INTERÉS

Se utilizaron diferentes tasas de interés para la evaluación de los proyectos, basadas en las referencias internacionales y la disponibilidad de financiamiento para proyectos de infraestructura ^[13]. De esta manera se tomó una tasa de financiamiento (inversión) y una tasa para el cálculo de los intereses durante la construcción ^[14]. Para otros análisis como el costo nivelado de generación se utilizó una tasa de descuento diferente ^[15]. Las tasas utilizadas ya consideran la inflación en EUA, por lo que se expresan los resultados en moneda corriente.

La tasa de financiamiento puede variar de acuerdo al escenario elegido, todos toman como base la tasa LIBOR y adicionan puntos de acuerdo con el monto, periodos de amortización, riesgo y moneda. Para este caso se ha elegido un escenario de financiamiento ⁽³⁴⁾ que recurre a la banca internacional, debido al monto de inversión requerido para todos los casos y las condiciones de amortización a 12 años (véase cuadro 29).

Cuadro 29. Escenarios de financiamiento

Entidad financiera	Condiciones							
	Monto [MUSD]	Tasa [%]	Comisión [%]	Participación [%]	Periodo de Amortización [años]	Sistema de Pagos	Referencia LIBOR ¹	Origen del financiamiento
Banca de desarrollo (fomento)	3	5.91	1.0	100	10	Iguales	LIBOR + 420 puntos	Nacional
Banca comercial de segundo piso	3	7.21	1.0	100	10	Iguales	LIBOR + 550 puntos	Nacional
Organismos fiduciario (gubernamental)	3	10.76	1.0	70	10	Iguales	LIBOR + 905 puntos	Nacional
Banca Internacional de desarrollo ²	> 100	2.80	0.0	100	12	Iguales	LIBOR + 109 puntos	Internacional

¹ Cotización al 31 de enero de 2017 en USD.

LIBOR -12M = 1.71344

² Financiamiento con tasa para montos en USD.

INGRESOS

Con la Reforma realizada en el año 2013 en el Sector de Energía en México ocurrieron cambios importantes en la estructura del Sector Eléctrico en México no vistos en casi 50 años, y una nueva definición de responsabilidades de sus actores, principalmente la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Sin lugar a dudas uno de esos cambios ha sido la creación de un nuevo Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el cual podrán participar generadores de electricidad, empresas de transmisión y distribución, centros de carga, etc.

⁽³³⁾ Fuente: <http://www.banxico.org.mx/portal-mercado-cambiario/>

⁽³⁴⁾ Los escenarios mostrados son una actualización de los escenarios mostrados en dos estudios previos ^{[13][14]}.

Desde el punto de vista de los generadores existen diversos mecanismos de participación en el MEM por los cuales pueden obtener ingresos. Entre estos mecanismos se encuentran los siguientes:

1. Venta de energía y servicios conexos en el Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP) ⁽³⁵⁾. Los generadores podrán enviar sus ofertas de venta de energía y servicios conexos ⁽³⁶⁾ al CENACE quien las cotejara con las ofertas de compra que reciba de otros Participantes del MEM para realizar un despacho óptimo basado en los costos variables de generación de las Unidades de Central Eléctrica que representan esos generadores.

Uno de los resultados del despacho económico serán los Precios Marginales Locales (PML) y el precio de los servicios conexos en cada uno de los Nodos Eléctricos que se utilizan para modelar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Estos PML representan el costo marginal del servicio de suministrar energía eléctrica ya que está integrado por los precios marginales de energía, congestión y pérdidas ^[16]. Es precisamente mediante el PML y los precios de los servicios conexos que se liquidarán las ofertas aceptadas de los generadores en el MEM.

2. Participación en Subastas de Largo. Adicionalmente a la venta de energía y servicios conexos, los generadores tienen la oportunidad de participar en las Subastas de Largo Plazo que organiza el CENACE por mandato de la SENER y la CRE. Estas Subastas están diseñadas para que los suministradores puedan obtener tres productos: Potencia, Energía y Certificados de Energía Limpia, al menor costo.

Los generadores que realicen las mejores ofertas en términos técnicos y económicos tendrán la oportunidad de celebrar contratos de largo plazo (10 – 15 años) con los Suministradores que participan en el MEM. Las Subasta de Largo Plazo se realizan de manera anual y la entrega de los productos ofertados se realiza en los siguientes tres años contados a partir de la firma de los contratos correspondientes.

3. Participación en el Mercado de Balance de Potencia (MBP). Este Mercado tiene el objetivo de incentivar la disponibilidad de capacidad de generación (Potencia) para suministrar los niveles de demanda que ocurran en las 100 Horas Críticas de los 3 Sistemas Interconectados del SEN. El Mercado operará de forma anual, revisando los faltantes de Potencia para el año inmediato anterior con el propósito de realizar transacciones de compraventa de Potencia no cubierta o comprometida a través de Contratos de Cobertura Eléctrica. A través del MBP, las Entidades Responsables de Carga, cuyos contratos no cubrieron los requisitos reales de Potencia de acuerdo a las obligaciones establecidas por la CRE y los Generadores cuya operación no satisfizo sus compromisos contractuales, podrán realizar transacciones con los Generadores y Entidades Responsables de Carga que tengan excedentes relativos a sus compromisos de potencia, además se busca que las empresas recuperen sus costos fijos.
4. Venta de energía libre susceptible de recibir Certificados de Energía Limpia. De acuerdo con el nuevo marco regulatorio se crea el concepto de Certificado de Energía Limpia (CEL) que se otorga a cada MWh que se genera con fuentes de energía limpia. Todos los consumidores del MEM tienen la obligación de cubrir una cuota mínima de CEL de acuerdo con los niveles que

⁽³⁵⁾ Definido colectivamente como el Mercado del Día en Adelanto, el Mercado de Tiempo Real y, una vez que sea implementado, el Mercado de Una Hora en Adelanto, en los cuales se comprará y venderá energía y Servicios Conexos.

⁽³⁶⁾ Los servicios conexos incluidos en el MEM son las reservas de regulación, reservas rodantes, reservas operativas y reservas suplementarias.

fije la SENER. Para el año 2017, esta cuota es del 5%, esto quiere decir que al menos el 5% de la energía eléctrica que consuman deberá provenir de fuentes limpias de energía que deberán tener registrada la cantidad de CEL equivalente a ese porcentaje. El objetivo es incentivar la instalación de capacidad proveniente de fuentes de energía renovable, mecanismo que también traslada el costo de las renovables al consumidor por su carácter obligatorio.

Se buscará que los generadores eólicos o solares obtengan CEL por el 100% de la energía eléctrica que generen previa revisión de la CRE; sin embargo, los generadores convencionales tienen la oportunidad de recibir CEL a través del mecanismo de energía libre de combustible determinada por la metodología emitida por la CRE ⁽³⁷⁾.

5. Celebración de contratos bilaterales de cobertura eléctrica ⁽³⁸⁾. Los participantes tienen la posibilidad de celebrar contratos particulares directamente con los centros de carga que ellos deseen. En estos contratos se puede pactar directamente un precio por la energía (\$/MWh) conveniente para ambas partes dentro de los términos de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y las Bases del Mercado, descontando el costo de la transmisión equivalente a la suma de las diferencias de las componentes de congestión y pérdidas de los PML correspondientes a los nodos en donde se ubica el centro de carga y la central generadora. De esta forma se puede formular un contrato en donde se establezcan, entre otras condiciones, una vigencia obligatoria conveniente para el generador y para el centro de carga con flexibilidad de revisiones de precio de la energía por año, y renovación de contrato hasta el término de vida útil de la central.

De acuerdo con las Bases del Mercado, en el esquema referido como Transacciones Bilaterales de Potencia, el CENACE no requiere conocer los aspectos particulares del contrato de cobertura eléctrica que dio lugar a dichas transacciones ⁽³⁹⁾. La ventaja de este esquema para el usuario calificado, es la reducción del costo de la energía con relación a la tarifa eléctrica contratada a la que se encuentre sujeta.

Para el cálculo de los ingresos que se podrían obtener en cada uno de los mecanismos descritos, se utilizó el esquema actual del MECP y se recurrió a la estadística existente proporcionada por el CENACE desde su inicio de operación. Con base en el nodo correspondiente para la central CC TULA, se tomó el PML promedio para diciembre de 2016, que corresponde al precio al que el CENACE pagaría la energía colocada en ese punto. El precio se reporta en moneda nacional, por lo que se hace uso del tipo de cambio para homologar la moneda utilizada en la evaluación. Cabe mencionar que este hecho sensibiliza de manera importante la evaluación de los proyectos con relación al tipo de cambio.

3.3. Escenario de precios del gas natural y del coque de petróleo

Para el cálculo de los resultados netos esperados, es necesario tener un escenario de precios de los combustibles, mismos que integraran los costos variables con los que las centrales propuestas deberán participar en las subastas para suministro de energía realizadas por el CENACE. El precio de los combustibles es de vital importancia para la viabilidad de una central de acuerdo con su

⁽³⁷⁾ Fuente: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5466651&fecha=22/12/2016

⁽³⁸⁾ Bases del Mercado Eléctrico. Base 9, Apartado 9.8, Punto 9.8.3 Contratos de cobertura eléctrica, inciso b: Contratos de cobertura eléctrica vinculado a una Central Eléctrica

⁽³⁹⁾ Bases del Mercado Eléctrico. Base 9, Apdo. 9.8, Punto 9.8.2 Transacciones Bilaterales de Potencia, inciso c.

configuración y tecnología que están directamente vinculadas a su eficiencia global y su régimen térmico.

El escenario de precios del gas natural se utiliza para evaluar el caso base y validar el modelo utilizado, mientras que el escenario de precios del coque de petróleo se utiliza para la evaluación de las propuestas de IGCC TULA (véase cuadro 30). Se utilizaron los datos del COPAR 2015, para la determinación de los escenarios, específicamente se utilizó la tasa media de crecimiento anual que presenta el carbón doméstico para homologarlo al del coque de petróleo.

Cabe señalar que las configuraciones comerciales de centrales IGCC en el mundo han encontrado ventajas en la utilización de porcentajes de carbón de calidad media y coque de petróleo ⁽⁴⁰⁾ según la disponibilidad de estos en la operación¹⁷. Para la construcción del escenario de coque, se utilizó un precio que al que se subastó un volumen único de 40 mil toneladas, dividido en ocho lotes de cinco mil toneladas cada uno, a un precio de 46 dólares por tonelada ⁽⁴¹⁾.

Cuadro 30. Escenarios de precios de los combustibles (USD/unidad). Elaboración propia.

Tmca	2.03%	2.26%	2.26%	2.26%
Año	Gas Natural	Carbón Doméstico (1%S)	Coque de petróleo (6.5%S)	Coque de petróleo (6.5%S)
	[MBTU]	[Ton métrica]	[Ton métrica]	[MBTU]
2015	3.74	46.64	46.00	1.55
2016	4.01	45.63	45.00	1.52
2017	4.23	46.56	45.92	1.55
2018	3.95	46.92	46.28	1.56
2019	4.06	48.68	48.01	1.62
2020	4.18	50.44	49.75	1.68
2021	4.30	52.19	51.47	1.74
2022	4.45	53.95	53.21	1.79
2023	4.59	55.71	54.95	1.85
2024	4.72	57.47	56.68	1.91
2025	4.85	59.22	58.41	1.97
2026	4.97	60.98	60.14	2.03
2027	5.11	62.74	61.88	2.09
2028	5.21	64.50	63.61	2.14
2029	5.31	66.26	65.35	2.20
2030	5.41	68.01	67.08	2.26
2031	5.51	69.77	68.81	2.32
2032	5.61	71.53	70.55	2.38
2033	5.72	73.29	72.28	2.44
2034	5.82	75.05	74.02	2.50
2035	5.92	76.80	75.75	2.55
2036	6.02	78.56	77.48	2.61
2037	6.12	80.32	79.22	2.67
2038	6.22	82.08	80.95	2.73
2039	6.32	83.84	82.69	2.79
2040	6.42	85.59	84.42	2.85
2041	6.49	86.45	85.26	2.87
2042	6.55	87.31	86.11	2.90
2043	6.62	88.19	86.98	2.93
2044	6.69	89.07	87.85	2.96

Fuente: Copar 2015. CFE

Escenario de coque propuesto (precio petróleo, costo oportunidad)

Se uso un poder calorífico superior del coque (PCS) en MBTU/Ton métrica = 29.67

⁽⁴⁰⁾ Mezclas 50% - 50% de carbón y coque de petróleo utilizadas para reducir el porcentaje de cenizas y contenido de azufre en las emisiones.

⁽⁴¹⁾ Fuente: http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-049-nacional.aspx

La elaboración del escenario de coque se basó en la tasa de crecimiento media anual que presenta el escenario de carbón doméstico publicado en el COPAR 2015. La razón por la que se utilizó esta referencia es que el carbón que se produce a nivel nacional (de calidad media) representa la principal competencia comercial del coque de petróleo como insumo energético por lo que se considera que sus precios mantendrán una fuerte correlación.

El carbón de producción nacional y el coque de petróleo, son combustibles industriales útiles en la industria siderúrgica, cementera y de generación eléctrica. El contenido de azufre del coque de petróleo, representa una desventaja para las tecnologías convencionales de generación eléctrica a base de carbón, mientras que en las tecnologías de gasificación, por la naturaleza del proceso y su sistema de manejo de residuos, minimiza las posibles desventajas asociadas.

3.4. Costos de inversión

Como se describió en el capítulo 2, los costos de inversión de las configuraciones propuestas derivan del grado de complejidad de la planta, sin embargo, en este análisis referido a la repotenciación de centrales de ciclo combinado, los costos de inversión están vinculados al porcentaje de sustitución o renovación de equipos (véase cuadro 31). Una central IGCC es considerada de alta complejidad y grado de integración, en la actualidad sus costos representan el mayor obstáculo para su desarrollo. La integración de sistemas de captura y secuestro de CO₂ han elevado los costos de inversión para estas tecnologías, restringiendo su expansión en los mercados eléctricos.

Cuadro 31. Costos de Inversión. Elaboración propia.

CASO		I	II	III	IV
LIMPIEZA DEL GAS	[USD/kW]	\$ 263.0	\$ 263.0	\$ 263.0	\$ 263.0
GASIFICADOR Y ASU	[USD/kW]	\$ 952.0	\$ 952.0	\$ 952.0	\$ 952.0
SIST. PREPARACIÓN Y ALIMENTACIÓN DEL COMBUSTIBLE	[USD/kW]	\$ 175.0	\$ 175.0	\$ 175.0	\$ 175.0
TURBINA DE GAS	[USD/kW]	\$ -	\$ -	\$ 231.0	\$ 231.0
TURBINA DE VAPOR	[USD/kW]	\$ -	\$ 157.0	\$ 157.0	\$ 157.0
RECUPERADOR DE CALOR	[USD/kW]	\$ -	\$ -	\$ 108.0	\$ 94.0
SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA	[USD/kW]	\$ -	\$ 108.0	\$ 108.0	\$ 108.0
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	[USD/kW]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 58.0
EQUIPO ELECTRICO	[USD/kW]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 144.0
INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL	[USD/kW]	\$ -	\$ -	\$ 48.0	\$ 48.0
INFRAESTRUCTURA (EDIFICIOS Y ESTRUCTURAS)	[USD/kW]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 71.0
CONTROL DE RESIDUOS	[USD/kW]	\$ 70.0	\$ 70.0	\$ 70.0	\$ 70.0
OTROS COSTOS	[USD/kW]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 95.0
TOTAL	[USD/kW]	\$ 1,460.0	\$ 1,725.0	\$ 2,112.0	\$ 2,372.0
TOTAL	[MUSD]	\$ 572.80	\$ 683.90	\$ 891.00	\$ 1,883.30

No se consideran costos de la tierra, ni derechos de vía debido a la existencia previa de una central CCGT en el sitio.

Fuente: Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants. DOE/NETL-2015/1727. Páginas 129-139 ^[21]

Existen diversos estudios para la evaluación de los costos de las tecnologías de generación eléctrica realizados por diferentes instituciones y organizaciones ⁽⁴²⁾. Todas ellas hacen uso de factores endógenos (tecnologías, condiciones de operación y mantenimiento) y exógenos (portafolios de generación, topologías de la transmisión) ^[7] para la composición del costo y son aplicables para la estimación de proyectos nuevos.

En este estudio sólo se tomaron en cuenta los costos de los equipos a reemplazar, así como los costos derivados de los trabajos de instalación, manejo y adecuación de los sistemas propuestos. Las consideraciones sobre los costos a utilizar para proyectos nuevos, presentan variaciones importantes de acuerdo con los últimos proyectos comerciales que reportaron datos. Así, un proyecto de IGCC con captura y secuestro de CO₂, puede alcanzar costos hasta por 9,561 USD/kW ⁽⁴³⁾.

Los montos de inversión mostrados en el cuadro 31, representan una referencia sobre la cual se basan los cálculos de las configuraciones mostradas en este estudio. De acuerdo a las variaciones de generación de cada caso, la inversión será calculada multiplicando la capacidad bruta por su referencia en USD/kW.

De acuerdo con el cuadro 31, los montos de inversión para cada una de las configuraciones propuestas, son diferidos según el programa de inversión tomado del COPAR 2015 para este tipo de tecnologías. Con base en esta programación, las inversiones provenientes del financiamiento, generan interés durante el período de construcción e instalación, por lo que deben tomarse en cuenta en el análisis económico financiero (véase cuadro 32).

Cuadro 32. Programa de inversión e intereses durante la construcción. Elaboración propia.

CASO	PROGRAMA DE INVERSIÓN ¹					INTERESES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN ² [miles de dólares]					
	N-1	N-2	N-3	N-4	N-5	Año					
						0	-1	-2	-3	-4	-5
O	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
I	17.7%	82.3%	0.0%	0.0%	0.0%	\$ 20,921.18	\$ 2,019.90	\$ 18,901.28	\$ -	\$ -	\$ -
II	17.7%	82.2%	0.1%	0.0%	0.0%	\$ 24,664.63	\$ 2,379.99	\$ 22,243.80	\$ 40.85	\$ -	\$ -
III	18.5%	72.0%	9.4%	0.1%	0.0%	\$ 31,603.53	\$ 3,039.41	\$ 23,805.97	\$ 4,691.20	\$ 66.96	\$ -
IV	3.9%	25.7%	58.5%	11.8%	0.1%	\$ 52,248.32	\$ 722.76	\$ 9,585.20	\$ 32,932.65	\$ 8,912.69	\$ 95.01

¹ Fuente: COPAR 2015. CFE

² La tasa de interés utilizada para el periodo de construcción fue de 1.25%.

Cabe mencionar, que lo intereses generados durante la construcción serán pagados al inicio de operación de la central, y se consideró que este dinero deberá ser aportado por el propietario, evitando así la renegociación e incremento de la deuda por este concepto.

⁽⁴²⁾ Entre las fuentes consultadas, las instituciones que cuentan con estudios de costos de las tecnologías de generación se encuentran el EPRI, el WECC, el DOE (NREL y NETL) y CFE (COPAR).

⁽⁴³⁾ Máximo costo reportado en las recomendaciones de la Energy and Environmental Economics, Inc. para el WECC ^[7], pag. 29.

3.5. Resultados

Con la información económica descrita se elaboró una herramienta de simulación ⁽⁴⁴⁾ que nos permitió obtener los resultados de los análisis económicos y financieros para cada uno de los casos propuestos. De esta manera, se pudieron obtener los indicadores financieros más comunes como son el valor presente neto, la relación beneficio – costo, la anualidad equivalente, la TIR y la TIRM, así como el periodo de simple de recuperación.

En estas evaluaciones, se optó por el esquema de ingresos de venta derivado del MECP con un precio correspondiente a un nodo que se encuentra en la periferia de la central CC TULA ⁽⁴⁵⁾, considerándolo el esquema básico para determinar los ingresos de los proyectos. En la herramienta se incorporaron elementos que permiten simular tasas medias de crecimiento o decremento que modifican variables como el factor de planta ⁽⁴⁶⁾, el PML, el tipo de cambio, el régimen térmico y los escenarios de precios de los combustibles; esto tiene como finalidad simular la variación de dichos parámetros a lo largo de la vida útil de la central.

3.5.1. Caso I

La conformación del resultado neto de operación de la IGCC Tula propuesta en el Caso I, parte del factor de planta para el cálculo de la generación anual, esta se considera entregada al nodo correspondiente, el cuál será pagado conforme al PML con actualización horaria. La primera simplificación aplicada es la consideración del promedio de PML para el mes de diciembre de 2016, valor que se toma en ese año y se escala conforme a una tasa de crecimiento a lo largo de la vida útil de la central.

La determinación de los ingresos por venta de energía, resulta de la multiplicación de la generación por el PML y por el tipo de cambio. Cabe señalar que también se considera una variación anual uniforme del tipo de cambio a lo largo del periodo evaluado. La determinación del resultado de operación vendrá de restar los costos variables generados que provienen básicamente del costo de combustible y la fracción variable de los costos OyM (véase cuadro 33).

Las variaciones mostradas en el cuadro 33, mostradas como tasas de crecimiento, obedecen a supuestos tales como la inflación esperada, reflejada en los precios al consumidor, aunque cabe mencionar que el comportamiento de los PML depende de diferentes factores técnicos y económicos, que en el alcance de este trabajo no fue analizado. La generación se ve ligada a los cambios en el factor de planta, por lo que presenta la misma tmca.

⁽⁴⁴⁾ Modelado en una hoja de cálculo de Excel. Archivo Modelo_evaluación_con_ref.xlsx

⁽⁴⁵⁾ En la zona de la central CC TULA, existen tres nodos: 1) Nodo TULA, clave 01TUL-400, Nodo TULA, clave 01TUL-230 y Nodo TCC-230; todos correspondientes al Sistema Interconectado Nacional, al Centro de Control Regional Central y a la Zona de Carga Centro Oriente con PML de 873.9 \$/MWh, 872.4 \$/MWh y 900.0 \$/MWh, respectivamente.

⁽⁴⁶⁾ Reducción de capacidad de la planta por deficiencias en el equipo derivadas de la operación de la central.

Cuadro 33. Determinación del resultado neto para el Caso I. Elaboración propia.

Tmca	-0.30%	-0.30%	3.40%	0.50%	2.58%	0.02%	0.20%	0.08%	0.80%	5.47%
	Factor de planta	Generación neta	PML¹ (M.N.)	Tipo de cambio	Ingresos por venta de energía	Régimen Térmico	Escenario de precios Coque²	Costo del Combustible	Costos de OyM³	Resultado neto
Año	[%]	[GWh]	[\$/MWh]	[\$/USD]	[kUSD 2016]	[BTU/kWh]	[USD/MBTU]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]
2019	80.00%	2,749.4	\$934.29	18.84	\$136,367	9,840.2	\$1.55	\$42,046	\$50,204	\$44,117
2020	79.76%	2,741.1	\$966.06	18.93	\$139,881	9,842.2	\$1.56	\$42,012	\$50,605	\$47,264
2021	79.52%	2,732.9	\$998.91	19.03	\$143,485	9,844.2	\$1.56	\$41,978	\$51,010	\$50,497
2022	79.28%	2,724.7	\$1,032.87	19.12	\$147,183	9,846.1	\$1.56	\$41,944	\$51,418	\$53,821
2023	79.04%	2,716.5	\$1,067.99	19.22	\$150,976	9,848.1	\$1.57	\$41,910	\$51,830	\$57,236
2024	78.81%	2,708.4	\$1,104.30	19.31	\$154,866	9,850.1	\$1.57	\$41,876	\$52,244	\$60,746
2025	78.57%	2,700.3	\$1,141.84	19.41	\$158,857	9,852.1	\$1.57	\$41,843	\$52,662	\$64,352
2026	78.34%	2,692.2	\$1,180.67	19.51	\$162,951	9,854.0	\$1.58	\$41,809	\$53,084	\$68,058
2027	78.10%	2,684.1	\$1,220.81	19.60	\$167,150	9,856.0	\$1.58	\$41,775	\$53,508	\$71,866
2028	77.87%	2,676.0	\$1,262.32	19.70	\$171,457	9,858.0	\$1.58	\$41,741	\$53,936	\$75,779
2029	77.63%	2,668.0	\$1,305.24	19.80	\$175,875	9,859.9	\$1.59	\$41,708	\$54,368	\$79,800
2030	77.40%	2,660.0	\$1,349.61	19.90	\$180,407	9,861.9	\$1.59	\$41,674	\$54,803	\$83,931
2031	77.17%	2,652.0	\$1,395.50	20.00	\$185,056	9,863.9	\$1.59	\$41,641	\$55,241	\$88,175
2032	76.94%	2,644.1	\$1,442.95	20.10	\$189,825	9,865.9	\$1.59	\$41,607	\$55,683	\$92,535
2033	76.70%	2,636.1	\$1,492.01	20.20	\$194,717	9,867.8	\$1.60	\$41,573	\$56,129	\$97,015
2034	76.47%	2,628.2	\$1,542.74	20.30	\$199,734	9,869.8	\$1.60	\$41,540	\$56,578	\$101,617
2035	76.25%	2,620.3	\$1,595.19	20.40	\$204,881	9,871.8	\$1.60	\$41,506	\$57,030	\$106,345
2036	76.02%	2,612.5	\$1,649.43	20.50	\$210,161	9,873.7	\$1.61	\$41,473	\$57,486	\$111,202
2037	75.79%	2,604.6	\$1,705.51	20.61	\$215,577	9,875.7	\$1.61	\$41,440	\$57,946	\$116,191
2038	75.56%	2,596.8	\$1,763.49	20.71	\$221,132	9,877.7	\$1.61	\$41,406	\$58,410	\$121,316

¹ PML estimado con la tmca mostrada, partiendo del PML promedio del mes de diciembre de 2016, tomando 2016, como año de la evaluación.

² El escenario de coque utilizado se desvincula del precio del carbón nacional, creciendo a una tasa menor que su homólogo.

³ Componente variable de los costos de operación y mantenimiento, calculado con base a los datos del COPAR 2015.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref_00.xlsm

Cabe señalar que se consideró una reducción gradual del factor de planta asociado a la pérdida de eficiencia de los equipos y al índice de falla, sin embargo, la práctica común contempla mantenimientos mayores para la restitución de la eficiencia y el factor de planta de forma periódica. En los análisis realizados para los casos propuestos, no se contemplan dichos mantenimientos para reducir la complejidad de incorporar al esquema financiero los cambios en los costos de combustible, mantenimiento mayor, pérdidas por energía no generada durante los mantenimientos y los cambios en la energía generada posteriores a la restitución de parámetros de operación y los ingresos generados. Se consideró que mantener una reducción del factor de planta representa un escenario mínimo de ingresos, por lo que la restitución del factor de planta generaría un escenario superior al mostrado.

Con el resultado obtenido, se procede a incorporar un escenario de financiamiento adecuado al monto de las inversiones requeridas, que como se mencionó anteriormente, utilizará un instrumento financiero proporcionado por la banca de desarrollo internacional, ya que la inversión mínima requerida, considerando todos los casos es de 912.9 MUSD. Una vez incorporadas las tasas de financiamiento, de intereses durante la construcción y de retorno, se procede a calcular los indicadores financieros del proyecto (véase cuadro 34).

Cuadro 34. Evaluación económica y financiamiento del Caso I. Elaboración propia.

Periodo	Año	Resultado neto	Flujo neto sin pagos de financiamiento	Flujo	Pago anual ¹	Intereses	Amortización	Saldo	Flujo neto con pagos de financiamiento	Flujo de financiamiento
		[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]
-2	2017	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-1	2018	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
0	2018	N.A.	-\$715,879	-\$715,879	-\$20,921	\$20,921	N.A.	N.A.	-\$715,879	Inversión
1	2019	\$44,117	-\$671,761	\$44,117	\$71,063	\$20,045	\$51,018	\$664,861	-\$742,824	-\$26,945
2	2020	\$47,264	-\$624,498	\$47,264	\$71,063	\$18,616	\$52,447	\$612,414	-\$766,623	-\$23,799
3	2021	\$50,497	-\$574,000	\$50,497	\$71,063	\$17,148	\$53,915	\$558,499	-\$787,189	-\$20,565
4	2022	\$53,821	-\$520,180	\$53,821	\$71,063	\$15,638	\$55,425	\$503,074	-\$804,431	-\$17,242
5	2023	\$57,236	-\$462,944	\$57,236	\$71,063	\$14,086	\$56,977	\$446,097	-\$818,257	-\$13,827
6	2024	\$60,746	-\$402,198	\$60,746	\$71,063	\$12,491	\$58,572	\$387,525	-\$828,575	-\$10,317
7	2025	\$64,352	-\$337,846	\$64,352	\$71,063	\$10,851	\$60,212	\$327,313	-\$835,285	-\$6,711
8	2026	\$68,058	-\$269,788	\$68,058	\$71,063	\$9,165	\$61,898	\$265,415	-\$838,290	-\$3,005
9	2027	\$71,866	-\$197,922	\$71,866	\$71,063	\$7,432	\$63,631	\$201,784	-\$837,486	\$804
10	2028	\$75,779	-\$122,142	\$75,779	\$71,063	\$5,650	\$65,413	\$136,372	-\$832,770	\$4,716
11	2029	\$79,800	-\$42,343	\$79,800	\$71,063	\$3,818	\$67,244	\$69,127	-\$824,033	\$8,737
12	2030	\$83,931	\$41,588	\$83,931	\$71,063	\$1,936	\$69,127	\$0	-\$811,165	\$12,868
13	2031	\$88,175	\$129,763	\$88,175	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$722,990	\$88,175
14	2032	\$92,535	\$222,298	\$92,535	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$630,455	\$92,535
15	2033	\$97,015	\$319,313	\$97,015	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$533,440	\$97,015
16	2034	\$101,617	\$420,929	\$101,617	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$431,824	\$101,617
17	2035	\$106,345	\$527,274	\$106,345	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$325,479	\$106,345
18	2036	\$111,202	\$638,476	\$111,202	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$214,277	\$111,202
19	2037	\$116,191	\$754,667	\$116,191	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$98,086	\$116,191
20	2038	\$121,316	\$875,983	\$121,316	\$0	\$0	\$0	\$0	\$23,230	\$121,316

¹ El monto del pago al inicio de operación, corresponde a los intereses durante la construcción, son pagados en una exhibición.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref_00.xlsm

Con los resultados mostrados, se calcularon los indicadores financieros del proyecto para poder evaluar la configuración en el Caso I. El plan de financiamiento fue llevado a un esquema de doce pagos anuales que es considerado especial, ya que la mayoría de los esquemas de financiamiento ofrecen la amortización en un periodo máximo de diez años. Aún bajo esta consideración, puede observarse que el flujo de financiamiento presenta ocho años sin obtener beneficios, lo cual es ya indicador de que los ingresos obtenidos por la venta de energía no son suficientes para pagar el financiamiento de la inversión, al menos en el esquema de ingresos seleccionado (véase cuadro 35).

Cuadro 35. Resultado de la evaluación económico-financiera para el Caso I. Elaboración propia.

TREMA ¹	VPN	AE	B/C	TIR	TIRM	PR
[%]	[kUSD]	[kUSD]	[adim]	[%]	[%]	[años]
6.00	-\$8,210,888	-\$715,863	-11.14	N.A.	N.A.	19.81

¹ Tasa sobre el flujo de ganancia sin riesgo

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref_00.xlsm

Como resultado se puede observar que la configuración del Caso I, no es viable ya que el valor presente neto es negativo. Esto se debe a que la generación de energía eléctrica de este proyecto no es suficiente para financiar una inversión que es considerablemente alta. Esta condición, es suficiente para prever el resultado de las demás configuraciones, que a pesar de incrementar su eficiencia, mantienen un nivel similar de generación eléctrica, pero requieren de mayores inversiones para la sustitución de más equipos.

3.5.2. Caso II

De igual manera que en el Caso I, se utilizó la herramienta para determinar los indicadores financieros del Caso II, que como ya se describió con anterioridad, incorpora más equipos nuevos y en consecuencia se tiene un incremento de la inversión (véase cuadro 36).

El resultado neto de operar la central con esta configuración, incrementa con respecto a la del Caso I, sin embargo, el incremento de la inversión que supone llevarla a cabo imposibilita el retorno de la inversión (véase cuadro 37).

El incremento de generación que supone la mejora en la eficiencia de esta configuración, resulta marginal cuando se compara con el incremento de la inversión asociado a la incorporación de una turbina de vapor nueva. En este caso, pasan nueve años antes que el proyecto reciba beneficios por lo que resulta inviable (véase cuadro 38).

Cuadro 36. Determinación del resultado neto para el Caso II. Elaboración propia.

Tmca	-0.30%	-0.30%	3.40%	0.50%	2.58%	0.02%	0.20%	0.08%	0.80%	5.20%
	Factor de planta	Generación neta	PML ¹ (M.N.)	Tipo de cambio	Ingresos por venta de energía	Régimen Térmico	Escenario de precios Coque ²	Costo del Combustible	Costos de O _y M ³	Resultado neto
Año	[%]	[GWh]	[\$/MWh]	[\$/USD]	[kUSD 2016]	[BTU/kWh]	[USD/MBTU]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]
2020	80.00%	2,778.3	\$966.06	18.93	\$141,778	9,562.5	\$1.56	\$41,371	\$50,732	\$49,675
2021	79.76%	2,770.0	\$998.91	19.03	\$145,431	9,564.4	\$1.56	\$41,338	\$51,138	\$52,956
2022	79.52%	2,761.7	\$1,032.87	19.12	\$149,179	9,566.4	\$1.56	\$41,305	\$51,547	\$56,327
2023	79.28%	2,753.4	\$1,067.99	19.22	\$153,023	9,568.3	\$1.57	\$41,271	\$51,959	\$59,793
2024	79.04%	2,745.1	\$1,104.30	19.31	\$156,967	9,570.2	\$1.57	\$41,238	\$52,375	\$63,353
2025	78.81%	2,736.9	\$1,141.84	19.41	\$161,012	9,572.1	\$1.57	\$41,205	\$52,794	\$67,013
2026	78.57%	2,728.7	\$1,180.67	19.51	\$165,161	9,574.0	\$1.58	\$41,172	\$53,216	\$70,773
2027	78.34%	2,720.5	\$1,220.81	19.60	\$169,417	9,575.9	\$1.58	\$41,139	\$53,642	\$74,636
2028	78.10%	2,712.3	\$1,262.32	19.70	\$173,782	9,577.8	\$1.58	\$41,105	\$54,071	\$78,606
2029	77.87%	2,704.2	\$1,305.24	19.80	\$178,261	9,579.8	\$1.59	\$41,072	\$54,504	\$82,685
2030	77.63%	2,696.1	\$1,349.61	19.90	\$182,854	9,581.7	\$1.59	\$41,039	\$54,940	\$86,875
2031	77.40%	2,688.0	\$1,395.50	20.00	\$187,566	9,583.6	\$1.59	\$41,006	\$55,379	\$91,181
2032	77.17%	2,679.9	\$1,442.95	20.10	\$192,400	9,585.5	\$1.59	\$40,973	\$55,822	\$95,604
2033	76.94%	2,671.9	\$1,492.01	20.20	\$197,358	9,587.4	\$1.60	\$40,940	\$56,269	\$100,149
2034	76.70%	2,663.9	\$1,542.74	20.30	\$202,443	9,589.3	\$1.60	\$40,907	\$56,719	\$104,817
2035	76.47%	2,655.9	\$1,595.19	20.40	\$207,660	9,591.3	\$1.60	\$40,874	\$57,173	\$109,613
2036	76.25%	2,647.9	\$1,649.43	20.50	\$213,011	9,593.2	\$1.61	\$40,841	\$57,630	\$114,540
2037	76.02%	2,640.0	\$1,705.51	20.61	\$218,501	9,595.1	\$1.61	\$40,808	\$58,091	\$119,601
2038	75.79%	2,632.1	\$1,763.49	20.71	\$224,131	9,597.0	\$1.61	\$40,775	\$58,556	\$124,800
2039	75.56%	2,624.2	\$1,823.45	20.81	\$229,907	9,598.9	\$1.62	\$40,742	\$59,024	\$130,140

¹ PML estimado con la tmca mostrada, partiendo del PML promedio del mes de diciembre de 2016, tomando 2016, como año de la evaluación.

² El escenario de coque utilizado se desvincula del precio del carbón nacional, creciendo a una tasa menor que su homólogo.

³ Componente variable de los costos de operación y mantenimiento, calculado con base a los datos del COPAR 2015.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref_00.xlsm

Cuadro 37. Evaluación económica y financiamiento del Caso II. Elaboración propia.

Periodo	Año	Resultado neto	Flujo neto sin pagos de financiamiento	Flujo	Pago anual ¹	Intereses	Amortización	Saldo	Flujo neto con pagos de financiamiento	Flujo de financiamiento
		[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]
-3	2017	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-2	2018	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-1	2019	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
0	2019	N.A.	-\$851,605	-\$851,605	-\$24,665	\$24,665	N.A.	N.A.	-\$851,605	Inversión
1	2020	\$49,675	-\$801,930	\$49,675	\$84,536	\$23,845	\$60,691	\$790,914	-\$886,466	-\$34,861
2	2021	\$52,956	-\$748,975	\$52,956	\$84,536	\$22,146	\$62,390	\$728,524	-\$918,046	-\$31,580
3	2022	\$56,327	-\$692,647	\$56,327	\$84,536	\$20,399	\$64,137	\$664,387	-\$946,255	-\$28,208
4	2023	\$59,793	-\$632,855	\$59,793	\$84,536	\$18,603	\$65,933	\$598,454	-\$970,998	-\$24,743
5	2024	\$63,353	-\$569,502	\$63,353	\$84,536	\$16,757	\$67,779	\$530,675	-\$992,181	-\$21,182
6	2025	\$67,013	-\$502,489	\$67,013	\$84,536	\$14,859	\$69,677	\$460,998	-\$1,009,704	-\$17,523
7	2026	\$70,773	-\$431,716	\$70,773	\$84,536	\$12,908	\$71,628	\$389,370	-\$1,023,467	-\$13,763
8	2027	\$74,636	-\$357,080	\$74,636	\$84,536	\$10,902	\$73,633	\$315,737	-\$1,033,367	-\$9,900
9	2028	\$78,606	-\$278,475	\$78,606	\$84,536	\$8,841	\$75,695	\$240,041	-\$1,039,297	-\$5,930
10	2029	\$82,685	-\$195,790	\$82,685	\$84,536	\$6,721	\$77,815	\$162,227	-\$1,041,148	-\$1,851
11	2030	\$86,875	-\$108,915	\$86,875	\$84,536	\$4,542	\$79,993	\$82,233	-\$1,038,808	\$2,340
12	2031	\$91,181	-\$17,734	\$91,181	\$84,536	\$2,303	\$82,233	\$0	-\$1,032,163	\$6,645
13	2032	\$95,604	\$77,871	\$95,604	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$936,559	\$95,604
14	2033	\$100,149	\$178,019	\$100,149	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$836,410	\$100,149
15	2034	\$104,817	\$282,837	\$104,817	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$731,593	\$104,817
16	2035	\$109,613	\$392,450	\$109,613	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$621,979	\$109,613
17	2036	\$114,540	\$506,990	\$114,540	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$507,439	\$114,540
18	2037	\$119,601	\$626,591	\$119,601	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$387,838	\$119,601
19	2038	\$124,800	\$751,391	\$124,800	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$263,038	\$124,800
20	2039	\$130,140	\$881,531	\$130,140	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$132,898	\$130,140

¹ El monto del pago al inicio de operación, corresponde a los intereses durante la construcción, son pagados en una exhibición.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref_00.xlsm

Cuadro 38. Resultado de la evaluación económico-financiera para el Caso II. Elaboración propia.

TREMA ¹	VPN	AE	B/C	TIR	TIRM	PR
[%]	[kUSD]	[kUSD]	[adim]	[%]	[%]	[años]
6.00	-\$10,301,278	-\$898,112	-11.76	N.A.	N.A.	N.A.

¹ Tasa sobre el flujo de ganancia sin riesgo

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref_00.xlsm

3.5.3. Caso III

De manera homóloga se realizó el análisis de la configuración presentada en el Caso III, que incorpora, además del gasificador y la turbina de vapor, las turbinas de gas. Esto lleva a una mayor inversión y un incremento en la generación por las eficiencias obtenidas (véase cuadro 39).

Cuadro 39. Determinación del resultado neto para el Caso III. Elaboración propia.

Tmca	-0.30%	-0.30%	3.40%	0.50%	2.58%	0.02%	0.20%	0.08%	0.80%	4.57%
	Factor de planta	Generación neta	PML¹ (M.N.)	Tipo de cambio	Ingresos por venta de energía	Régimen Térmico	Escenario de precios Coque²	Costo del Combustible	Costos de OyM³	Resultado neto
Año	[%]	[GWh]	[\$/MWh]	[\$/USD]	[kUSD 2016]	[BTU/kWh]	[USD/MBTU]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]
2021	80.00%	2,956.5	\$998.91	19.03	\$155,227	9,192.9	\$1.56	\$42,408	\$53,987	\$58,832
2022	79.76%	2,947.7	\$1,032.87	19.12	\$159,227	9,194.7	\$1.56	\$42,374	\$54,418	\$62,434
2023	79.52%	2,938.8	\$1,067.99	19.22	\$163,330	9,196.6	\$1.57	\$42,340	\$54,854	\$66,136
2024	79.28%	2,930.0	\$1,104.30	19.31	\$167,539	9,198.4	\$1.57	\$42,306	\$55,293	\$69,940
2025	79.04%	2,921.2	\$1,141.84	19.41	\$171,856	9,200.2	\$1.57	\$42,272	\$55,735	\$73,850
2026	78.81%	2,912.5	\$1,180.67	19.51	\$176,285	9,202.1	\$1.58	\$42,238	\$56,181	\$77,866
2027	78.57%	2,903.7	\$1,220.81	19.60	\$180,828	9,203.9	\$1.58	\$42,204	\$56,630	\$81,994
2028	78.34%	2,895.0	\$1,262.32	19.70	\$185,487	9,205.8	\$1.58	\$42,170	\$57,083	\$86,234
2029	78.10%	2,886.3	\$1,305.24	19.80	\$190,267	9,207.6	\$1.59	\$42,136	\$57,540	\$90,592
2030	77.87%	2,877.7	\$1,349.61	19.90	\$195,170	9,209.4	\$1.59	\$42,102	\$58,000	\$95,068
2031	77.63%	2,869.0	\$1,395.50	20.00	\$200,200	9,211.3	\$1.59	\$42,068	\$58,464	\$99,668
2032	77.40%	2,860.4	\$1,442.95	20.10	\$205,359	9,213.1	\$1.59	\$42,034	\$58,932	\$104,393
2033	77.17%	2,851.9	\$1,492.01	20.20	\$210,651	9,215.0	\$1.60	\$42,000	\$59,404	\$109,247
2034	76.94%	2,843.3	\$1,542.74	20.30	\$216,079	9,216.8	\$1.60	\$41,966	\$59,879	\$114,234
2035	76.70%	2,834.8	\$1,595.19	20.40	\$221,647	9,218.7	\$1.60	\$41,932	\$60,358	\$119,357
2036	76.47%	2,826.3	\$1,649.43	20.50	\$227,359	9,220.5	\$1.61	\$41,898	\$60,841	\$124,620
2037	76.25%	2,817.8	\$1,705.51	20.61	\$233,217	9,222.3	\$1.61	\$41,865	\$61,327	\$130,026
2038	76.02%	2,809.3	\$1,763.49	20.71	\$239,227	9,224.2	\$1.61	\$41,831	\$61,818	\$135,578
2039	75.79%	2,800.9	\$1,823.45	20.81	\$245,392	9,226.0	\$1.62	\$41,797	\$62,313	\$141,282
2040	75.56%	2,792.5	\$1,885.45	20.92	\$251,716	9,227.9	\$1.62	\$41,763	\$62,811	\$147,141
2041	75.33%	2,784.1	\$1,949.56	21.02	\$258,202	9,229.7	\$1.62	\$41,730	\$63,314	\$153,159
2042	75.11%	2,775.8	\$2,015.84	21.13	\$264,856	9,231.6	\$1.63	\$41,696	\$63,820	\$159,340
2043	74.88%	2,767.4	\$2,084.38	21.23	\$271,681	9,233.4	\$1.63	\$41,662	\$64,331	\$165,688
2044	74.66%	2,759.1	\$2,155.25	21.34	\$278,682	9,235.3	\$1.63	\$41,629	\$64,845	\$172,208
2045	74.43%	2,750.9	\$2,228.53	21.45	\$285,863	9,237.1	\$1.64	\$41,595	\$65,364	\$178,904
2046	74.21%	2,742.6	\$2,304.30	21.55	\$293,230	9,239.0	\$1.64	\$41,562	\$65,887	\$185,781
2047	73.99%	2,734.4	\$2,382.64	21.66	\$300,786	9,240.8	\$1.64	\$41,528	\$66,414	\$192,844
2048	73.77%	2,726.2	\$2,463.65	21.77	\$308,537	9,242.6	\$1.65	\$41,495	\$66,945	\$200,097
2049	73.55%	2,718.0	\$2,547.42	21.88	\$316,488	9,244.5	\$1.65	\$41,461	\$67,481	\$207,545
2050	73.32%	2,709.8	\$2,634.03	21.99	\$324,643	9,246.3	\$1.65	\$41,428	\$68,021	\$215,195

¹ PML estimado con la tmca mostrada, partiendo del PML promedio del mes de diciembre de 2016, tomando 2016, como año de la evaluación.

² El escenario de coque utilizado se desvincula del precio del carbón nacional, creciendo a una tasa menor que su homólogo.

³ Componente variable de los costos de operación y mantenimiento, calculado con base a los datos del COPAR 2015.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref_00.xlsm

Para este caso, la vida útil de la central incrementa diez años y el resultado neto de su operación incrementa más de 18% en el primer año de operación y más de 65% al final. Sin embargo, los resultados de la evaluación financiera no presentan mejoras significativas, resultando inviable el proyecto (véanse cuadros 40 y 41).

Cuadro 40. Evaluación económica y financiamiento del Caso III. Elaboración propia.

Periodo	Año	Resultado neto	Flujo neto sin pagos de financiamiento	Flujo	Pago anual ¹	Intereses	Amortización	Saldo	Flujo neto con pagos de financiamiento	Flujo de financiamiento
		[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]
-4	2017	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-3	2018	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-2	2019	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-1	2020	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
0	2020	N.A.	-\$1,066,964	-\$1,066,964	-\$31,604	\$31,604	N.A.	N.A.	-\$1,066,964	Inversión
1	2021	\$58,832	-\$1,008,132	\$58,832	\$105,914	\$29,875	\$76,039	\$990,925	-\$1,114,045	-\$47,082
2	2022	\$62,434	-\$945,697	\$62,434	\$105,914	\$27,746	\$78,168	\$912,757	-\$1,157,525	-\$43,479
3	2023	\$66,136	-\$879,561	\$66,136	\$105,914	\$25,557	\$80,356	\$832,401	-\$1,197,302	-\$39,777
4	2024	\$69,940	-\$809,620	\$69,940	\$105,914	\$23,307	\$82,606	\$749,794	-\$1,233,275	-\$35,973
5	2025	\$73,850	-\$735,771	\$73,850	\$105,914	\$20,994	\$84,919	\$664,875	-\$1,265,339	-\$32,064
6	2026	\$77,866	-\$657,905	\$77,866	\$105,914	\$18,616	\$87,297	\$577,578	-\$1,293,387	-\$28,047
7	2027	\$81,994	-\$575,911	\$81,994	\$105,914	\$16,172	\$89,742	\$487,836	-\$1,317,307	-\$23,920
8	2028	\$86,234	-\$489,676	\$86,234	\$105,914	\$13,659	\$92,254	\$395,582	-\$1,336,986	-\$19,679
9	2029	\$90,592	-\$399,085	\$90,592	\$105,914	\$11,076	\$94,837	\$300,744	-\$1,352,308	-\$15,322
10	2030	\$95,068	-\$304,016	\$95,068	\$105,914	\$8,421	\$97,493	\$203,252	-\$1,363,153	-\$10,845
11	2031	\$99,668	-\$204,349	\$99,668	\$105,914	\$5,691	\$100,223	\$103,029	-\$1,369,399	-\$6,246
12	2032	\$104,393	-\$99,956	\$104,393	\$105,914	\$2,885	\$103,029	\$0	-\$1,370,920	-\$1,521
13	2033	\$109,247	\$9,291	\$109,247	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$1,261,673	\$109,247
14	2034	\$114,234	\$123,525	\$114,234	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$1,147,439	\$114,234
15	2035	\$119,357	\$242,882	\$119,357	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$1,028,082	\$119,357
16	2036	\$124,620	\$367,502	\$124,620	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$903,462	\$124,620
17	2037	\$130,026	\$497,528	\$130,026	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$773,437	\$130,026
18	2038	\$135,578	\$633,106	\$135,578	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$637,858	\$135,578
19	2039	\$141,282	\$774,388	\$141,282	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$496,576	\$141,282
20	2040	\$147,141	\$921,530	\$147,141	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$349,435	\$147,141
21	2041	\$153,159	\$1,074,688	\$153,159	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$196,276	\$153,159
22	2042	\$159,340	\$1,234,028	\$159,340	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$36,936	\$159,340
23	2043	\$165,688	\$1,399,716	\$165,688	\$0	\$0	\$0	\$0	\$128,751	\$165,688
24	2044	\$172,208	\$1,571,923	\$172,208	\$0	\$0	\$0	\$0	\$300,959	\$172,208
25	2045	\$178,904	\$1,750,827	\$178,904	\$0	\$0	\$0	\$0	\$479,863	\$178,904
26	2046	\$185,781	\$1,936,608	\$185,781	\$0	\$0	\$0	\$0	\$665,644	\$185,781
27	2047	\$192,844	\$2,129,452	\$192,844	\$0	\$0	\$0	\$0	\$858,487	\$192,844
28	2048	\$200,097	\$2,329,548	\$200,097	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,058,584	\$200,097
29	2049	\$207,545	\$2,537,094	\$207,545	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,266,130	\$207,545
30	2050	\$215,195	\$2,752,288	\$215,195	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,481,324	\$215,195

¹ El monto del pago al inicio de operación, corresponde a los intereses durante la construcción, son pagados en una exhibición.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref_00.xlsm

Cuadro 41. Resultado de la evaluación económico-financiera para el Caso III. Elaboración propia.

TREMA ¹	VPN	AE	B/C	TIR	TIRM	PR
[%]	[kUSD]	[kUSD]	[adim]	[%]	[%]	[años]
6.00	-\$12,414,525	-\$901,902	-11.30	-7.16	-6.27	22.22

¹ Tasa sobre el flujo de ganancia sin riesgo

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref_00.xlsm

Nuevamente se presentan pérdidas en los primeros 22 años, por lo que los indicadores resultan negativos. La inversión requerida para este caso es 25% mayor con relación a la inversión del caso II y superior a 48% con respecto a la inversión del Caso I. La generación de energía, es 6.4% y 7.5% mayor que las registradas en los Casos II y I respectivamente. Esto explica en parte los resultados obtenidos para esta configuración.

3.5.4. Casos IV y IV-A

Para la configuración recomendada en este caso, donde se propone una repotenciación del sitio, se plantea instalar una central nueva que, además de los beneficios de su mayor eficiencia, incrementa su capacidad de generación para coincidir con las recomendaciones de los fabricantes en cuanto arreglo y potencia. Esta repotenciación si incluye cambios y modificaciones a los sistemas eléctricos de la central (subestación).

De esta manera, la capacidad nominal se ve incrementada desde 600 MW hasta 900 MW, teniendo como capacidad neta 743 MW. Esta condición, aunada al incremento del factor de planta que para esta configuración se consideró de 85.0% ⁽⁴⁷⁾, tendrán un efecto multiplicador sobre la energía generada y de igual forma sobre la inversión necesaria.

Los resultados obtenidos de la aplicación del esquema de ingresos por venta de energía vía PML, además de las consideraciones de incremento gradual del tipo de cambio, costo del combustible, PML y las reducciones de eficiencia y factor de planta a lo largo de la vida del proyecto, cambian de manera significativa el flujo de capital del proyecto (véase cuadro 42).

En esta configuración, la generación eléctrica es mayor a: 2.1 veces la generación del Caso I, 1.7 veces la registrada en el Caso II y 1.2 veces la obtenida en el Caso III. No obstante, la inversión del proyecto resultó 12.8%, 37.8% y 62.4% comparada con las inversiones de los casos III, II y I, respectivamente. Otro factor de importancia sobre los resultados es la vida útil de la central, que para este caso, se extiende hasta los 40 años y que su construcción se considera puede alcanzar 5 años en los cuales se generaran los respectivos intereses (véase cuadro 43).

Los resultados obtenidos de la evaluación, indican que el proyecto no es viable al presentar un VPN negativo y unas tasas TIR y TIRM por debajo de la TREMA requerida. Esto se debe a que el flujo de caja del proyecto presenta pérdidas los primeros siete años (véase cuadro 44).

Con lo anterior podemos inferir que, utilizando el esquema de ingresos participando en el MECP bajo las condiciones locales de conexión actuales, no podemos financiar un proyecto con esta tecnología, principalmente por su elevado costo de inversión. Si a esto se le suma que en otra ubicación, la disponibilidad del combustible cambiaría incrementando sus costos, no habrá forma de financiar esta tecnología mientras los ingresos del proyecto no incrementen.

Es precisamente esta última consideración la que nos lleva a evaluar otros esquemas disponibles en el MEM, con la finalidad para incrementar los ingresos de este último proyecto, que comparado con los demás casos, presenta las mejores condiciones técnicas para su desarrollo.

⁽⁴⁷⁾ Se determinó este valor como la media entre el valor establecido en el COPAR 2015 y la considerada por los fabricantes de los equipos. EPRI en EUA, recomienda el uso de 85.0% cuando se utilice una instalación con el gasificador integrado al ciclo y 80% cuando el gasificador pertenezca a otra instalación ^[11] Págs. 19 y 20.

Cuadro 42. Determinación del resultado neto para el Caso IV. Elaboración propia.

Tmca	-0.30%	-0.30%	3.40%	0.50%	2.58%	0.02%	0.20%	0.08%	0.80%	3.94%
	Factor de planta	Generación neta	PML¹ (M.N.)	Tipo de cambio	Ingresos por venta de energía	Régimen Térmico	Escenario de precios de Coque²	Costo del Combustible	Costos de OyM³	Resultado neto
Año	[%]	[GWh]	[\$/MWh]	[\$/USD]	[kUSD 2016]	[BTU/kWh]	[USD/MBTU]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]
2022	85.00%	5,535.7	\$1,032.87	19.12	\$299,026	7,337.1	\$1.56	\$63,500	\$101,082	\$134,444
2023	84.75%	5,519.1	\$1,067.99	19.22	\$306,732	7,338.5	\$1.57	\$63,449	\$101,891	\$141,392
2024	84.49%	5,502.5	\$1,104.30	19.31	\$314,636	7,340.0	\$1.57	\$63,398	\$102,706	\$148,532
2025	84.24%	5,486.0	\$1,141.84	19.41	\$322,744	7,341.5	\$1.57	\$63,347	\$103,527	\$155,869
2026	83.98%	5,469.6	\$1,180.67	19.51	\$331,060	7,342.9	\$1.58	\$63,296	\$104,356	\$163,409
2027	83.73%	5,453.2	\$1,220.81	19.60	\$339,592	7,344.4	\$1.58	\$63,245	\$105,190	\$171,156
2028	83.48%	5,436.8	\$1,262.32	19.70	\$348,343	7,345.9	\$1.58	\$63,194	\$106,032	\$179,117
2029	83.23%	5,420.5	\$1,305.24	19.80	\$357,319	7,347.3	\$1.59	\$63,143	\$106,880	\$187,296
2030	82.98%	5,404.2	\$1,349.61	19.90	\$366,527	7,348.8	\$1.59	\$63,092	\$107,735	\$195,700
2031	82.73%	5,388.0	\$1,395.50	20.00	\$375,972	7,350.3	\$1.59	\$63,041	\$108,597	\$204,334
2032	82.48%	5,371.9	\$1,442.95	20.10	\$385,660	7,351.7	\$1.59	\$62,990	\$109,466	\$213,204
2033	82.24%	5,355.7	\$1,492.01	20.20	\$395,599	7,353.2	\$1.60	\$62,939	\$110,342	\$222,318
2034	81.99%	5,339.7	\$1,542.74	20.30	\$405,793	7,354.7	\$1.60	\$62,889	\$111,224	\$231,680
2035	81.74%	5,323.7	\$1,595.19	20.40	\$416,250	7,356.2	\$1.60	\$62,838	\$112,114	\$241,298
2036	81.50%	5,307.7	\$1,649.43	20.50	\$426,976	7,357.6	\$1.61	\$62,787	\$113,011	\$251,178
2037	81.25%	5,291.8	\$1,705.51	20.61	\$437,979	7,359.1	\$1.61	\$62,737	\$113,915	\$261,327
2038	81.01%	5,275.9	\$1,763.49	20.71	\$449,265	7,360.6	\$1.61	\$62,686	\$114,826	\$271,753
2039	80.77%	5,260.1	\$1,823.45	20.81	\$460,843	7,362.0	\$1.62	\$62,636	\$115,745	\$282,462
2040	80.53%	5,244.3	\$1,885.45	20.92	\$472,718	7,363.5	\$1.62	\$62,585	\$116,671	\$293,462
2041	80.28%	5,228.5	\$1,949.56	21.02	\$484,900	7,365.0	\$1.62	\$62,535	\$117,604	\$304,761
2042	80.04%	5,212.9	\$2,015.84	21.13	\$497,395	7,366.5	\$1.63	\$62,484	\$118,545	\$316,366
2043	79.80%	5,197.2	\$2,084.38	21.23	\$510,213	7,367.9	\$1.63	\$62,434	\$119,494	\$328,285
2044	79.56%	5,181.6	\$2,155.25	21.34	\$523,360	7,369.4	\$1.63	\$62,384	\$120,449	\$340,527
2045	79.32%	5,166.1	\$2,228.53	21.45	\$536,847	7,370.9	\$1.64	\$62,333	\$121,413	\$353,100
2046	79.09%	5,150.6	\$2,304.30	21.55	\$550,681	7,372.4	\$1.64	\$62,283	\$122,384	\$366,014
2047	78.85%	5,135.1	\$2,382.64	21.66	\$564,872	7,373.8	\$1.64	\$62,233	\$123,363	\$379,275
2048	78.61%	5,119.7	\$2,463.65	21.77	\$579,428	7,375.3	\$1.65	\$62,183	\$124,350	\$392,895
2049	78.38%	5,104.4	\$2,547.42	21.88	\$594,359	7,376.8	\$1.65	\$62,132	\$125,345	\$406,881
2050	78.14%	5,089.1	\$2,634.03	21.99	\$609,675	7,378.2	\$1.65	\$62,082	\$126,348	\$421,245
2051	77.91%	5,073.8	\$2,723.59	22.10	\$625,386	7,379.7	\$1.66	\$62,032	\$127,359	\$435,995
2052	77.67%	5,058.6	\$2,816.19	22.21	\$641,502	7,381.2	\$1.66	\$61,982	\$128,378	\$451,142
2053	77.44%	5,043.4	\$2,911.94	22.32	\$658,033	7,382.7	\$1.66	\$61,932	\$129,405	\$466,696
2054	77.21%	5,028.3	\$3,010.94	22.43	\$674,990	7,384.2	\$1.67	\$61,882	\$130,440	\$482,667
2055	76.98%	5,013.2	\$3,113.32	22.54	\$692,384	7,385.6	\$1.67	\$61,833	\$131,483	\$499,068
2056	76.75%	4,998.1	\$3,219.17	22.65	\$710,226	7,387.1	\$1.67	\$61,783	\$132,535	\$515,908
2057	76.52%	4,983.1	\$3,328.62	22.77	\$728,528	7,388.6	\$1.68	\$61,733	\$133,596	\$533,199
2058	76.29%	4,968.2	\$3,441.79	22.88	\$747,301	7,390.1	\$1.68	\$61,683	\$134,664	\$550,954
2059	76.06%	4,953.3	\$3,558.81	23.00	\$766,558	7,391.5	\$1.68	\$61,633	\$135,742	\$569,183
2060	75.83%	4,938.4	\$3,679.81	23.11	\$786,312	7,393.0	\$1.69	\$61,584	\$136,828	\$587,901
2061	75.60%	4,923.6	\$3,804.93	23.23	\$806,575	7,394.5	\$1.69	\$61,534	\$137,922	\$607,118

¹ PML estimado con la tmca mostrada, partiendo del PML promedio del mes de diciembre de 2016, tomando 2016, como año de la evaluación.

² El escenario de coque utilizado se desvincula del precio del carbón nacional, creciendo a una tasa menor que su homólogo.

³ Componente variable de los costos de operación y mantenimiento, calculado con base a los datos del COPAR 2015.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref_00.xlsm

Cuadro 43. Evaluación económica y financiamiento del Caso IV. Elaboración propia.

Periodo	Año	Resultado neto	Flujo neto sin pagos de financiamiento	Flujo	Pago anual ¹	Intereses	Amortización	Saldo	Flujo neto con pagos de financiamiento	Flujo de financiamiento
		[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]
-5	2017	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-4	2018	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-3	2019	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-2	2020	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-1	2021	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
0	2021	N.A.	-\$1,881,523	-\$1,881,523	-\$52,248	\$52,248	N.A.	N.A.	-\$1,881,523	Inversión
1	2022	\$134,444	-\$1,747,079	\$134,444	\$186,772	\$52,683	\$134,089	\$1,747,433	-\$1,933,851	-\$52,328
2	2023	\$141,392	-\$1,605,687	\$141,392	\$186,772	\$48,928	\$137,844	\$1,609,589	-\$1,979,231	-\$45,380
3	2024	\$148,532	-\$1,457,155	\$148,532	\$186,772	\$45,068	\$141,704	\$1,467,886	-\$2,017,471	-\$38,240
4	2025	\$155,869	-\$1,301,285	\$155,869	\$186,772	\$41,101	\$145,671	\$1,322,214	-\$2,048,374	-\$30,903
5	2026	\$163,409	-\$1,137,876	\$163,409	\$186,772	\$37,022	\$149,750	\$1,172,464	-\$2,071,737	-\$23,363
6	2027	\$171,156	-\$966,720	\$171,156	\$186,772	\$32,829	\$153,943	\$1,018,521	-\$2,087,352	-\$15,616
7	2028	\$179,117	-\$787,603	\$179,117	\$186,772	\$28,519	\$158,253	\$860,268	-\$2,095,007	-\$7,655
8	2029	\$187,296	-\$600,307	\$187,296	\$186,772	\$24,087	\$162,685	\$697,583	-\$2,094,483	\$524
9	2030	\$195,700	-\$404,607	\$195,700	\$186,772	\$19,532	\$167,240	\$530,344	-\$2,085,555	\$8,928
10	2031	\$204,334	-\$200,273	\$204,334	\$186,772	\$14,850	\$171,922	\$358,421	-\$2,067,994	\$17,562
11	2032	\$213,204	\$12,931	\$213,204	\$186,772	\$10,036	\$176,736	\$181,685	-\$2,041,561	\$26,432
12	2033	\$222,318	\$235,249	\$222,318	\$186,772	\$5,087	\$181,685	\$0	-\$2,006,016	\$35,546
13	2034	\$231,680	\$466,929	\$231,680	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$1,774,336	\$231,680
14	2035	\$241,298	\$708,226	\$241,298	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$1,533,038	\$241,298
15	2036	\$251,178	\$959,404	\$251,178	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$1,281,860	\$251,178
16	2037	\$261,327	\$1,220,731	\$261,327	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$1,020,533	\$261,327
17	2038	\$271,753	\$1,492,484	\$271,753	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$748,780	\$271,753
18	2039	\$282,462	\$1,774,946	\$282,462	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$466,318	\$282,462
19	2040	\$293,462	\$2,068,408	\$293,462	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$172,856	\$293,462
20	2041	\$304,761	\$2,373,169	\$304,761	\$0	\$0	\$0	\$0	\$131,904	\$304,761
21	2042	\$316,366	\$2,689,534	\$316,366	\$0	\$0	\$0	\$0	\$448,270	\$316,366
22	2043	\$328,285	\$3,017,820	\$328,285	\$0	\$0	\$0	\$0	\$776,555	\$328,285
23	2044	\$340,527	\$3,358,347	\$340,527	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,117,082	\$340,527
24	2045	\$353,100	\$3,711,447	\$353,100	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,470,183	\$353,100
25	2046	\$366,014	\$4,077,461	\$366,014	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,836,196	\$366,014
26	2047	\$379,275	\$4,456,736	\$379,275	\$0	\$0	\$0	\$0	\$2,215,471	\$379,275
27	2048	\$392,895	\$4,849,631	\$392,895	\$0	\$0	\$0	\$0	\$2,608,366	\$392,895
28	2049	\$406,881	\$5,256,512	\$406,881	\$0	\$0	\$0	\$0	\$3,015,248	\$406,881
29	2050	\$421,245	\$5,677,757	\$421,245	\$0	\$0	\$0	\$0	\$3,436,493	\$421,245
30	2051	\$435,995	\$6,113,752	\$435,995	\$0	\$0	\$0	\$0	\$3,872,488	\$435,995
31	2052	\$451,142	\$6,564,894	\$451,142	\$0	\$0	\$0	\$0	\$4,323,629	\$451,142
32	2053	\$466,696	\$7,031,590	\$466,696	\$0	\$0	\$0	\$0	\$4,790,325	\$466,696
33	2054	\$482,667	\$7,514,257	\$482,667	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5,272,992	\$482,667
34	2055	\$499,068	\$8,013,325	\$499,068	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5,772,060	\$499,068
35	2056	\$515,908	\$8,529,233	\$515,908	\$0	\$0	\$0	\$0	\$6,287,968	\$515,908
36	2057	\$533,199	\$9,062,432	\$533,199	\$0	\$0	\$0	\$0	\$6,821,167	\$533,199
37	2058	\$550,954	\$9,613,386	\$550,954	\$0	\$0	\$0	\$0	\$7,372,121	\$550,954
38	2059	\$569,183	\$10,182,569	\$569,183	\$0	\$0	\$0	\$0	\$7,941,304	\$569,183
39	2060	\$587,901	\$10,770,470	\$587,901	\$0	\$0	\$0	\$0	\$8,529,205	\$587,901
40	2061	\$607,118	\$11,377,588	\$607,118	\$0	\$0	\$0	\$0	\$9,136,324	\$607,118

¹ El monto del pago al inicio de operación, corresponde a los intereses durante la construcción, son pagados en una exhibición.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref_00.xlsm

Cuadro 44. Resultado de la evaluación económico-financiera para el Caso IV. Elaboración propia.

TREMA ¹	VPN	AE	B/C	TIR	TIRM	PR
[%]	[kUSD]	[kUSD]	[adim]	[%]	[%]	[años]
6.00	-\$8,826,820	-\$586,644	-4.56	3.75	4.15	19.57

¹Tasa sobre el flujo de ganancia sin riesgo

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref_00.xlsm

OTROS ESQUEMAS DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO.

Los resultados obtenidos hasta este punto, no resultaron satisfactorios para poder aplicar un esquema de financiamiento viable. Las particularidades del proyecto (tecnología – costos de inversión y los precios de la energía eléctrica locales) son determinantes para su implementación. En la búsqueda de mayores ingresos, dentro del ámbito del MEM, aparecen diferentes figuras de participación, mismas que fueron mencionadas anteriormente.

Los mecanismos de participación analizados, permiten obtener ingresos para generadores que aprovechen no sólo criterios de eficiencia y de costos nivelados de generación, sino que también abren la posibilidad de que un proyecto de IGCC pueda participar en el MEM. Cada mecanismo de participación implica beneficios y restricciones particulares, de tal forma que permitan un mercado equilibrado y competitivo, y son dichos criterios los que se evaluaron para poder optar por un esquema de ingresos diferente (véase cuadro 45).

Cuadro 45. Esquemas para la participación en el MEM como generador. Elaboración propia.

Esquema de participación como generador	Opciones disponibles	Aspectos favorables
Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP)	Mercado del Día en Adelanto, con cierre el día anterior al de la operación.	Ofertas en términos de energía inyectada al SEN. Liquidaciones en términos de energía neta a Precios Marginales Locales.
	Mercado de Tiempo Real, con cierre de ofertas antes de cada hora de operación.	
	Contratos de cobertura (de energía o potencia).	Celebración de contratos libres entre las partes, aplicable para Energía o Potencia.
	Transacciones bilaterales.	Garantías para el cumplimiento de obligaciones.
Mercado de Balance de Potencia (MBP)	Realización de transacciones para el cumplimiento de obligaciones de Potencia de las Entidades Responsables de Carga	Posibilidad de ofertar la capacidad máxima de generación como central eléctrica firme. Según la metodología de Disponibilidad de Producción Física.
Mercado de Certificados de Energía Limpia (CEL)	Mercado Spot de CEL	Ofertas de compra o venta a cualquier precio para cada CEL registrado
	Transacciones bilaterales.	Garantías para el cumplimiento de obligaciones.

Fuente: Bases del Mercado Eléctrico, SENER, DOF 8/09/2015.^[16]

De esta manera, se optó por evaluar el Caso IV, considerando la participación en el MEM mediante contratos de cobertura de energía eléctrica, adquiriendo la obligación de cobrar o pagar la diferencia que resulte del valor de los componentes de congestión marginal de los PML entre un nodo de origen y un nodo de destino ⁽⁴⁸⁾ para la entrega de la energía a un Usuario Calificado.

Con base en lo anterior, se elaboró un ejemplo en donde se realiza un contrato de cobertura por el total de la generación de la central IGCC Tula propuesta, que en este caso se simplifica considerando la venta a sólo un usuario calificado. En una práctica más real, para la cantidad de

⁽⁴⁸⁾ BASE 13. Derechos Financieros de Transmisión. 13.1. Naturaleza y Características. ^[16]

energía generada por la central, se deberían tener diferentes contratos con otros usuarios calificados, aplicando la misma metodología para el cálculo de los derechos de transmisión.

Aplicando el esquema de ingresos antes mencionado al modelo de evaluación económica financiera, el resultado neto de operación de la central cambia, tomando como supuesto principal la tarifa aplicable al usuario, que en este caso se tomó la tarifa general HM de CFE, pero que debe corresponder al precio que actualmente paga dicho usuario en promedio ponderado por la energía que consume. Para concretar un contrato de cobertura, se ejemplificó la oferta de energía a un Precio Medio de la Energía Pactado (PMEP) igual a la tarifa HM general con un descuento del 5.0% (véase cuadro 46).

Cuadro 46. Precio medio de la energía pactado con base en la tarifa general HM de CFE.

REGIÓN	CENTRAL [\$/MWh]	NOROESTE [\$/MWh]	NORESTE [\$/MWh]	NORTE [\$/MWh]	SUR [\$/MWh]	PENINSULAR [\$/MWh]
PME ¹	1,469.9	1,269.6	1,174.8	1,095.9	1,071.4	1,038.0
PMEP ²	1,396.4	1,206.1	1,116.1	1,041.1	1,017.8	986.1

¹ Precio medio de la energía calculado con base en la tarifa general HM de CFE.

² Precio medio de la energía pactado con base en el PME y un descuento de 5.0%.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_VUC_00.xlsm

Fuente: CFE.

Al precio obtenido, se le restaron los derechos de transmisión generados por la diferencia de los componentes de congestión y pérdidas del PML para los NodosP origen y destino, que en este caso, fueron el de Tula CC de 230 kV (Central Oriental) y de Volkswagen 115 kV (Puebla) (véase cuadro 47).

Cuadro 47. PML y sus componentes para diferentes NodosP. Cálculo de los derechos de transmisión. Elaboración propia.

Item	Clave	PML ¹	Componente de Energía [\$/MWh]	Componente de Congestión [\$/MWh]	Componente de pérdidas [\$/MWh]	Zona de carga	Nombre (NodoP)	Nivel de tensión (kV)
NodosP origen								
1	01TUL-400	\$873.86	\$868.74	-\$9.06	\$14.18	Centro Oriente	Tula	400
2	01TUL-230	\$872.45	\$868.74	-\$8.53	\$12.24	Centro Oriente	Tula	230
3	01TCC-230	\$872.45	\$868.74	-\$8.53	\$12.24	Centro Oriente	Tula Ciclo Combinado	230
4	01TEP-85	\$855.14	\$868.74	-\$10.92	-\$2.69	Centro Oriente	Tepexic	85
NodosP destino								
5	04MZD-230	\$900.59	\$868.74	\$43.48	-\$11.62	Mazatlán	Mazatlán dos	230
6	06RAP-400	\$992.23	\$868.74	\$201.96	-\$78.48	Saltillo	Ramos Arizpe Potencia	400
7	08VAD-230	\$1,011.64	\$868.74	\$2.26	\$140.64	Motul Tizimin	Valladolid Potencia	230
8	02LRP-115	\$881.61	\$868.74	-\$11.63	\$24.50	Puebla	San Lorenzo Potencia	115
9	02VWG-115	\$881.82	\$868.74	-\$11.63	\$24.71	Puebla	Volkswagen	115
Ejemplos de cálculo de los derechos de transmisión								
Δ	Origen - destino		Δ CC [\$/MWh]	Δ CP [\$/MWh]	Cargo [\$/MWh]	Contrato de cobertura de energía ² [MWh]		Total anual [kUSD] ³
5-2	Tula CC - Mazatlán dos		\$52.00	-\$23.86	\$28.14	55,356,989		\$83,537
6-2	Tula CC - Ramos Arizpe Potencia		\$210.49	-\$90.71	\$119.78	55,356,989		\$355,519
7-2	Tula CC - Valladolid Potencia		\$10.79	\$128.40	\$139.19	55,356,989		\$413,141
8-2	Tula - San Lorenzo Potencia		-\$3.10	\$12.26	\$9.16	55,356,989		\$27,182
9-2	Tula - Volkswagen		-\$3.10	\$12.47	\$9.37	55,356,989		\$27,812

¹ Precio marginal local correspondiente al promedio del mes de diciembre de 2016.

² Energía inyectada a la red pactada en este ejemplo, correspondiente a la energía generada en el Caso IV.

³ Calculado al tipo de cambio de los supuestos económicos, [\$/USD] = 18.65

Fuente: CENACE.

Dichas revisiones pueden establecerse de forma anual y de esta forma, la oferta resultante es atractiva para el usuario y brinda una protección para el generador por fluctuaciones en las variables económicas como puede ser la inflación u otros fenómenos coyunturales. Denominando este análisis como el Caso IV-A, se simula el resultado de operación de la central IGCC Tula en la configuración propuesta para el Caso IV, con el que se obtienen resultados diferentes (véanse cuadros 48 y 49).

Cuadro 48. Determinación del resultado neto para el Caso IV-A. Elaboración propia.

Tmca	-0.30%	-0.30%	2.00%	0.50%	-0.69%	0.02%	0.20%	0.08%	0.80%	0.81%
	Factor de planta	Generación neta	PVUC ¹ (M.N.)	Tipo de cambio	Ingresos por venta de energía UC	Régimen Térmico	Escenario de precios de Coque ²	Costo del Combustible	Costos de O _y M ³	Resultado neto
Año	[%]	[GWh]	[\$/MWh]	[\$/USD]	[kUSD 2016]	[BTU/kWh]	[USD/MBTU]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]
2022	85.00%	5,535.7	\$1,482.50	19.12	\$429,199	7,337.1	\$1.56	\$63,500	\$101,082	\$264,617
2023	84.75%	5,519.1	\$1,502.73	19.22	\$431,592	7,338.5	\$1.57	\$63,449	\$101,891	\$266,253
2024	84.49%	5,502.5	\$1,523.36	19.31	\$434,033	7,340.0	\$1.57	\$63,398	\$102,706	\$267,930
2025	84.24%	5,486.0	\$1,544.39	19.41	\$436,523	7,341.5	\$1.57	\$63,347	\$103,527	\$269,648
2026	83.98%	5,469.6	\$1,565.83	19.51	\$439,060	7,342.9	\$1.58	\$63,296	\$104,356	\$271,409
2027	83.73%	5,453.2	\$1,587.69	19.60	\$441,646	7,344.4	\$1.58	\$63,245	\$105,190	\$273,211
2028	83.48%	5,436.8	\$1,609.98	19.70	\$444,282	7,345.9	\$1.58	\$63,194	\$106,032	\$275,056
2029	83.23%	5,420.5	\$1,632.71	19.80	\$446,967	7,347.3	\$1.59	\$63,143	\$106,880	\$276,944
2030	82.98%	5,404.2	\$1,655.88	19.90	\$449,703	7,348.8	\$1.59	\$63,092	\$107,735	\$278,876
2031	82.73%	5,388.0	\$1,679.51	20.00	\$452,489	7,350.3	\$1.59	\$63,041	\$108,597	\$280,851
2032	82.48%	5,371.9	\$1,703.61	20.10	\$455,327	7,351.7	\$1.59	\$62,990	\$109,466	\$282,871
2033	82.24%	5,355.7	\$1,728.17	20.20	\$458,216	7,353.2	\$1.60	\$62,939	\$110,342	\$284,935
2034	81.99%	5,339.7	\$1,753.22	20.30	\$461,157	7,354.7	\$1.60	\$62,889	\$111,224	\$287,044
2035	81.74%	5,323.7	\$1,778.76	20.40	\$464,151	7,356.2	\$1.60	\$62,838	\$112,114	\$289,199
2036	81.50%	5,307.7	\$1,804.81	20.50	\$467,198	7,357.6	\$1.61	\$62,787	\$113,011	\$291,400
2037	81.25%	5,291.8	\$1,831.36	20.61	\$470,299	7,359.1	\$1.61	\$62,737	\$113,915	\$293,647
2038	81.01%	5,275.9	\$1,858.44	20.71	\$473,454	7,360.6	\$1.61	\$62,686	\$114,826	\$295,941
2039	80.77%	5,260.1	\$1,886.05	20.81	\$476,663	7,362.0	\$1.62	\$62,636	\$115,745	\$298,283
2040	80.53%	5,244.3	\$1,914.21	20.92	\$479,928	7,363.5	\$1.62	\$62,585	\$116,671	\$300,672
2041	80.28%	5,228.5	\$1,942.92	21.02	\$483,249	7,365.0	\$1.62	\$62,535	\$117,604	\$303,110
2042	80.04%	5,212.9	\$1,972.19	21.13	\$486,625	7,366.5	\$1.63	\$62,484	\$118,545	\$305,596
2043	79.80%	5,197.2	\$2,002.05	21.23	\$490,059	7,367.9	\$1.63	\$62,434	\$119,494	\$308,131
2044	79.56%	5,181.6	\$2,032.49	21.34	\$493,550	7,369.4	\$1.63	\$62,384	\$120,449	\$310,717
2045	79.32%	5,166.1	\$2,063.53	21.45	\$497,099	7,370.9	\$1.64	\$62,333	\$121,413	\$313,352
2046	79.09%	5,150.6	\$2,095.18	21.55	\$500,706	7,372.4	\$1.64	\$62,283	\$122,384	\$316,039
2047	78.85%	5,135.1	\$2,127.46	21.66	\$504,373	7,373.8	\$1.64	\$62,233	\$123,363	\$318,776
2048	78.61%	5,119.7	\$2,160.37	21.77	\$508,099	7,375.3	\$1.65	\$62,183	\$124,350	\$321,566
2049	78.38%	5,104.4	\$2,193.94	21.88	\$511,885	7,376.8	\$1.65	\$62,132	\$125,345	\$324,408
2050	78.14%	5,089.1	\$2,228.16	21.99	\$515,733	7,378.2	\$1.65	\$62,082	\$126,348	\$327,302
2051	77.91%	5,073.8	\$2,263.06	22.10	\$519,642	7,379.7	\$1.66	\$62,032	\$127,359	\$330,251
2052	77.67%	5,058.6	\$2,298.66	22.21	\$523,613	7,381.2	\$1.66	\$61,982	\$128,378	\$333,253
2053	77.44%	5,043.4	\$2,334.95	22.32	\$527,646	7,382.7	\$1.66	\$61,932	\$129,405	\$336,309
2054	77.21%	5,028.3	\$2,371.96	22.43	\$531,744	7,384.2	\$1.67	\$61,882	\$130,440	\$339,421
2055	76.98%	5,013.2	\$2,409.71	22.54	\$535,905	7,385.6	\$1.67	\$61,833	\$131,483	\$342,589
2056	76.75%	4,998.1	\$2,448.20	22.65	\$540,131	7,387.1	\$1.67	\$61,783	\$132,535	\$345,813
2057	76.52%	4,983.1	\$2,487.45	22.77	\$544,422	7,388.6	\$1.68	\$61,733	\$133,596	\$349,093
2058	76.29%	4,968.2	\$2,527.47	22.88	\$548,779	7,390.1	\$1.68	\$61,683	\$134,664	\$352,432
2059	76.06%	4,953.3	\$2,568.29	23.00	\$553,203	7,391.5	\$1.68	\$61,633	\$135,742	\$355,828
2060	75.83%	4,938.4	\$2,609.92	23.11	\$557,694	7,393.0	\$1.69	\$61,584	\$136,828	\$359,283
2061	75.60%	4,923.6	\$2,652.37	23.23	\$562,253	7,394.5	\$1.69	\$61,534	\$137,922	\$362,797

¹ Precio de Venta al Usuario Calificado. Supuesto pactado con base en la Tarifa General HM con 7% de descuento y pago de derechos de transmisión.

² El escenario de coque utilizado se desvincula del precio del carbón nacional, creciendo a una tasa menor que su homólogo.

³ Componente variable de los costos de operación y mantenimiento, calculado con base a los datos del COPAR 2015.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_VUC_00.xlsm

Cuadro 49. Evaluación económica y financiamiento del Caso IV-A. Elaboración propia.

Periodo	Año	Resultado neto	Flujo neto sin pagos de financiamiento	Flujo	Pago anual ¹	Intereses	Amortización	Saldo	Flujo neto con pagos de financiamiento	Flujo de financiamiento
		[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]	[kUSD 2016]
-5	2017	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-4	2018	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-3	2019	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-2	2020	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-1	2021	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
0	2021	N.A.	-\$1,881,523	-\$1,881,523	\$52,248	-\$52,248	N.A.	N.A.	-\$1,881,523	Inversión
1	2022	\$264,617	-\$1,616,906	\$264,617	\$218,326	\$52,683	\$165,644	\$1,715,879	-\$1,835,232	\$46,290
2	2023	\$266,253	-\$1,350,653	\$266,253	\$218,326	\$48,045	\$170,282	\$1,545,597	-\$1,787,306	\$47,926
3	2024	\$267,930	-\$1,082,723	\$267,930	\$218,326	\$43,277	\$175,050	\$1,370,547	-\$1,737,702	\$49,603
4	2025	\$269,648	-\$813,075	\$269,648	\$218,326	\$38,375	\$179,951	\$1,190,596	-\$1,686,381	\$51,322
5	2026	\$271,409	-\$541,666	\$271,409	\$218,326	\$33,337	\$184,990	\$1,005,607	-\$1,633,298	\$53,082
6	2027	\$273,211	-\$268,455	\$273,211	\$218,326	\$28,157	\$190,169	\$815,437	-\$1,578,413	\$54,885
7	2028	\$275,056	\$6,601	\$275,056	\$218,326	\$22,832	\$195,494	\$619,943	-\$1,521,684	\$56,730
8	2029	\$276,944	\$283,546	\$276,944	\$218,326	\$17,358	\$200,968	\$418,975	-\$1,463,066	\$58,618
9	2030	\$278,876	\$562,422	\$278,876	\$218,326	\$11,731	\$206,595	\$212,380	-\$1,402,516	\$60,549
10	2031	\$280,851	\$843,273	\$280,851	\$218,326	\$5,947	\$212,380	\$0	-\$1,339,991	\$62,525
11	2032	\$282,871	\$1,126,144	\$282,871	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$1,057,121	\$282,871
12	2033	\$284,935	\$1,411,079	\$284,935	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$772,186	\$284,935
13	2034	\$287,044	\$1,698,123	\$287,044	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$485,141	\$287,044
14	2035	\$289,199	\$1,987,322	\$289,199	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$195,942	\$289,199
15	2036	\$291,400	\$2,278,722	\$291,400	\$0	\$0	\$0	\$0	\$95,458	\$291,400
16	2037	\$293,647	\$2,572,369	\$293,647	\$0	\$0	\$0	\$0	\$389,105	\$293,647
17	2038	\$295,941	\$2,868,310	\$295,941	\$0	\$0	\$0	\$0	\$685,046	\$295,941
18	2039	\$298,283	\$3,166,593	\$298,283	\$0	\$0	\$0	\$0	\$983,329	\$298,283
19	2040	\$300,672	\$3,467,265	\$300,672	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,284,001	\$300,672
20	2041	\$303,110	\$3,770,375	\$303,110	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,587,110	\$303,110
21	2042	\$305,596	\$4,075,970	\$305,596	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,892,706	\$305,596
22	2043	\$308,131	\$4,384,102	\$308,131	\$0	\$0	\$0	\$0	\$2,200,838	\$308,131
23	2044	\$310,717	\$4,694,819	\$310,717	\$0	\$0	\$0	\$0	\$2,511,555	\$310,717
24	2045	\$313,352	\$5,008,171	\$313,352	\$0	\$0	\$0	\$0	\$2,824,907	\$313,352
25	2046	\$316,039	\$5,324,210	\$316,039	\$0	\$0	\$0	\$0	\$3,140,946	\$316,039
26	2047	\$318,776	\$5,642,986	\$318,776	\$0	\$0	\$0	\$0	\$3,459,722	\$318,776
27	2048	\$321,566	\$5,964,552	\$321,566	\$0	\$0	\$0	\$0	\$3,781,288	\$321,566
28	2049	\$324,408	\$6,288,960	\$324,408	\$0	\$0	\$0	\$0	\$4,105,696	\$324,408
29	2050	\$327,302	\$6,616,262	\$327,302	\$0	\$0	\$0	\$0	\$4,432,998	\$327,302
30	2051	\$330,251	\$6,946,513	\$330,251	\$0	\$0	\$0	\$0	\$4,763,249	\$330,251
31	2052	\$333,253	\$7,279,766	\$333,253	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5,096,501	\$333,253
32	2053	\$336,309	\$7,616,075	\$336,309	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5,432,811	\$336,309
33	2054	\$339,421	\$7,955,496	\$339,421	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5,772,232	\$339,421
34	2055	\$342,589	\$8,298,085	\$342,589	\$0	\$0	\$0	\$0	\$6,114,821	\$342,589
35	2056	\$345,813	\$8,643,898	\$345,813	\$0	\$0	\$0	\$0	\$6,460,634	\$345,813
36	2057	\$349,093	\$8,992,991	\$349,093	\$0	\$0	\$0	\$0	\$6,809,727	\$349,093
37	2058	\$352,432	\$9,345,423	\$352,432	\$0	\$0	\$0	\$0	\$7,162,159	\$352,432
38	2059	\$355,828	\$9,701,250	\$355,828	\$0	\$0	\$0	\$0	\$7,517,986	\$355,828
39	2060	\$359,283	\$10,060,533	\$359,283	\$0	\$0	\$0	\$0	\$7,877,269	\$359,283
40	2061	\$362,797	\$10,423,330	\$362,797	\$0	\$0	\$0	\$0	\$8,240,066	\$362,797

¹ El monto del pago al inicio de operación, corresponde a los intereses durante la construcción, son pagados en una exhibición.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_VUC_00.xlsm

Como se puede apreciar, el resultado neto de operación de la central IGCC Tula con el nuevo esquema de negocio, mejora sustancialmente los ingresos y da pie a una evaluación financiera con

resultados positivos (véase cuadro 50). Una ventaja adicional aplicada en esta evaluación, es que dentro del contrato se establezca que las revisiones del precio de la energía a lo largo del periodo obligatorio, incrementen a una tasa menor o igual a la inflación (para este ejercicio 2.0%).

Cuadro 50. Resultado de la evaluación económico-financiera para el Caso IV-A. Elaboración propia.

TREMA ¹	VPN	AE	B/C	TIR	TIRM	PR
[%]	[kUSD]	[kUSD]	[adim]	[%]	[%]	[años]
6.00	\$2,049,339	\$136,202	1.06	6.57	6.42	14.67

¹ Tasa sobre el flujo de ganancia sin riesgo

Datos de origen: Modelo_Evaluación_VUC_00.xlsm

Para la obtención de este resultado, se eligió la venta de energía a Volkswagen que es una industria representativa, sin embargo puede aplicarse a cualquier empresa que cuente con registro de Usuario Calificado que presente condiciones de NodoP favorables. Cabe señalar que este proyecto puede participar en el mercado con las diferentes opciones que éste ofrece para buscar maximizar sus ingresos aplicando las reglas del mercado vigentes. Los diferentes portafolios de negocio que pudieran presentarse quedan fuera del alcance de este estudio.

3.6. Resumen comparativo y sensibilidades

De las configuraciones propuestas, los indicadores de la evaluación económica-financiera sólo son favorables para el Caso IV-A. Aunque el periodo de recuperación podría considerarse alto, los montos de inversión altos y la vida útil de la central como factores presentes en la concertación de la vigencia de los contratos de coberturas (más de 15 años), en conjunto con los indicadores positivos (VPN, AE y B/C) brindan elementos para la viabilidad del proyecto (véase cuadro 51).

Cuadro 51. Resumen de resultados de las evaluaciones económico-financieras de los casos presentados. Elaboración propia.

INDICADOR	UNIDADES	CASO				
		I	II	III	IV	IV-A
TREMA ¹	[%]	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
VPN	[kUSD]	-\$8,210,888	-\$10,301,278	-\$12,414,525	-\$8,826,820	\$2,049,339
AE	[kUSD]	-\$715,863	-\$898,112	-\$901,902	-\$586,644	\$136,202
B/C	[adim]	-11.14	-11.76	-11.30	-4.56	1.06
TIR	[%]	N.A.	N.A.	-7.16	3.75	6.57
TIRM	[%]	N.A.	N.A.	-6.27	4.15	6.42
PR	[años]	19.8	N.A.	22.2	19.6	14.7

¹ Tasa sobre el flujo de ganancia sin riesgo

Datos de origen: Modelo_Evaluación_ref.xlsm y Modelo_Evaluación_VUC_00.xlsm

SENSIBILIDADES

Tomando como única opción viable el Caso IV-A, con ayuda de la herramienta para la evaluación, se hicieron variar los supuestos económicos más representativos para saber su impacto sobre los resultados de operación y el esquema financiero. Los cambios en el Precio Medio de la Energía Pactado, el costo del combustible, el tipo de cambio, el monto de inversión y la tasa de financiamiento son los parámetros que se utilizaron para evaluar las sensibilidades (véase cuadro 52).

Cuadro 52. Sensibilidades de los indicadores económico-financieros sobre el Caso IV-A (Base).

Supuestos (BASE) ¹			-5.0%		1.56 [USD/MBTU]		18.65 [\$/USD]		1,881,523 [kUSD]		2.8%	
INDICADOR	UNIDADES	CASO BASE	PMEP ² (descuento)		COMBUSTIBLE ³ (al inicio de operación)		TIPO DE CAMBIO ⁴ (al inicio de construcción)		INVERSIÓN ⁵		TASA FINANCIAMIENTO ⁶	
			-3.0%	-7.0%	-5.0%	+5.0%	+1.0%	+3.0%	-2.0%	+5.0%	3.0%	3.2%
TREMA	[%]	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
VPN	[kUSD]	\$2,978,386	\$4,066,387	\$32,291	\$2,646,554	\$1,452,124	\$1,190,567	-\$476,951	\$3,087,874	-\$546,999	\$1,808,220	\$1,565,837
AE	[kUSD]	\$197,948	\$270,258	\$2,146	\$175,894	\$96,510	\$79,127	-\$31,699	\$205,225	-\$36,354	\$120,177	\$104,068
B/C	[adim]	1.54	2.10	0.02	1.37	0.75	0.62	-0.25	1.63	-0.27	0.94	0.81
TIR	[%]	6.85	7.12	6.01	6.74	6.41	6.34	5.86	6.88	5.85	6.51	6.44
TIRM	[%]	6.63	6.82	6.01	6.54	6.30	6.25	5.90	6.64	5.89	6.37	6.32
PR	[años]	15.0	14.2	15.2	14.5	14.8	14.9	15.4	14.4	15.4	14.7	14.8

¹ Supuestos económicos utilizados para generar los indicadores del caso base.

² Precio Medio de la energía ofrecido al Usuario Calificado considerando una aplicación de 3% y 7% de descuento sobre la tarifa HM.

³ Aplicación de cambios en el costo del combustible al inicio de la operación de -5.0% y 5.0%, además de la variación uniforme expuesta en los supuestos económicos.

⁴ Aplicación de variaciones en el tipo de cambio de +1.0% y +3.0%, además de la variación uniforme expuesta en los supuestos económicos.

⁵ Aplicación de cambios en el monto de inversión de -2.0% y +5.0%. Incide sobre los intereses durante la construcción.

⁶ Aplicación de cambios a la tasa de interés del esquema de financiamiento, aplicable sólo al periodo de amortización. No afecta los intereses durante la construcción.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_VUC_00.xlsm

OBJETIVOS DE LA NEGOCIACIÓN

Una parte fundamental del análisis económico financiero de una central, es el grado de negociación al momento de ejercer la inversión. La obtención de beneficios económicos reales al momento de tomar las decisiones de compra puede incidir significativamente sobre el esquema de financiamiento del proyecto y mejorar los indicadores de la evaluación.

De esta forma, se realizó una sensibilidad sobre el Caso IV-A en el cuál se consideran diversas negociaciones reales, que puedan llevar el proyecto propuesto al mejor esquema de financiamiento posible. Esto puede llevarse a cabo, utilizando las variables seleccionadas para las sensibilidades mostradas, pero en una aplicación conjunta.

La primera de las consideraciones tomadas fue establecer como descuento máximo sobre el PMEP el 5.0% ⁽⁴⁹⁾ y que el incremento en el precio de la energía a lo largo del periodo de análisis no supere la inflación esperada, por lo que la tasa de incremento utilizada fue de 2.0% como media anual. La segunda consideración, surge de la posibilidad de obtener un precio favorable del combustible, mediante un contrato de largo plazo para la adquisición del coque de petróleo que produzca la futura reconfiguración de la Refinería de Tula, ya que el consumo de la central superará la producción de este centro de trabajo. El combustible restante será carbón nacional, que es el combustible que presenta menores variaciones de precio en sus estimaciones ⁽⁵⁰⁾, de esta forma, la consideración tomada fue aplicar un descuento de 5.0% al combustible al inicio de operación, que posteriormente crecerá con una tasa media anual de 0.5% a lo largo de la vida útil de la central.

Una tercera consideración es que el tipo de cambio se mantenga estable en un nivel por debajo de los 20 \$/USD, durante el periodo de amortización de la inversión (10 años). Considerando que los cambios que presenta este indicador actualmente, son considerados coyunturales ⁽⁵¹⁾. Una cuarta consideración es la posibilidad de obtener un descuento sobre los equipos de la central. A esto debe adicionarse la posibilidad de que algunas de las estimaciones de costos estén sobrevaloradas, ya que debemos recordar que estamos repotenciando un sitio, por lo que los costos de la tierra, los derechos

⁽⁴⁹⁾ Descuento utilizado a la fecha de elaboración de este estudio por empresas dedicadas a la comercialización de energía eléctrica.

⁽⁵⁰⁾ Referencia: COPAR 2015. CFE.

⁽⁵¹⁾ Los analistas consideran que el tipo de cambio puede retomar niveles similares a los de diciembre de 2016.

de vía, impuestos sobre uso de suelo y aprovechamiento del agua, sean menores a los estimados. De esta manera, se consideró que la inversión se vea reducida en un 2.0%, lo que representará una disminución en los intereses del modelo de financiamiento supuesto.

Por último, se considera que la tasa de financiamiento no se verá incrementada, de acuerdo con la perspectiva de la tasa de interés de la reserva federal de los Estados Unidos de América, y que la amortización de la deuda se pacta a 10 años. Es bajo todas estas consideraciones que se simuló la evaluación económica-financiera del proyecto, con la finalidad de obtener el mejor escenario de financiamiento (véase cuadro 53).

Cuadro 53. Resultados obtenidos de la negociación de los supuestos económico-financieros. Elaboración propia.

SUPUESTOS							
VARIABLE	DESC. PMP ¹	COSTO COMBUSTIBLE ²	TIPO DE CAMBIO ³	MONTO DE INVERSIÓN ⁴	FINANCIAMIENTO ⁵		
UNIDADES	[%]	[USD/MBTU]	[\$/USD]	[kUSD]	TASA	AMORT.	
VALOR	5.0	1.53	20.0	\$1,843,892	2.8%	10	
RESULTADOS							
INDICADOR	TREMA	VPN	AE	B/C	TIR	TIRM	PR
UNIDADES	[%]	[kUSD]	[kUSD]	[adim]	[%]	[%]	[años]
SENSIBILIDAD	6.0	\$3,508,387	\$233,173	1.9	7.0	6.7	14.3
CASO BASE ⁶	6.0	\$2,049,339	\$136,202	1.1	6.6	6.4	14.7
VAR	0.0%	41.6%	41.6%	42.7%	6.0%	4.5%	-2.8%

¹ Descuento sobre el PMP en el contrato de cobertura de energía.

² Costo del combustible negociado con un descuento de 5.0% al inicio de operación de la central.

³ Máximo tipo de cambio aplicable durante el periodo de amortización de la deuda.

⁴ Monto de inversión reducido en 2.0% resultado de la revisión de costos y la negociación de compra.

⁵ Modelo de financiamiento sin cambio en la tasa de interés y reducción del periodo de amortización.

⁶ Indicadores económico-financieros del CASO IV-A tomados como base de comparación.

Datos de origen: Modelo_Evaluación_VUC_00.xlsm

El resultado obtenido de la evaluación del proyecto bajo las consideraciones propuestas, presenta importantes cambios. El valor presente neto muestra un incremento de 41.6% con relación al Caso IV-A (base) al pasar de 2,049 MUSD a 3,508 MUSD, resultado que influye directamente sobre la anualidad equivalente. En cuanto a la relación Beneficio-Costo, esta incrementó 42.7% alcanzando un valor de 1.9. La TIR y la TIRM incrementaron 6.0% y 4.5% respectivamente y el proyecto presentó un periodo de recuperación de 14.3 años, 2.8% menor que el caso base.

En conclusión del capítulo, con base en los resultados obtenidos, se muestra que la central propuesta con tecnología IGCC, puede ser viable participando en el mercado eléctrico nacional conforme a sus reglas de operación y que a pesar de no ser la tecnología de mayor eficiencia existente, puede resultar rentable.

Capítulo 4 Conclusiones

La repotenciación de una central de ciclo combinado, con la finalidad de utilizar un combustible alternativo al gas natural como lo es el gas de síntesis, puede realizarse bajo diversos criterios técnicos y económicos. Existen diversos factores que inciden sobre la factibilidad y viabilidad del proyecto, siendo la integración del costo uno de los más importantes por su relación con factores de sitio impactando directamente sobre la inversión. Estos que pueden ser los costos de mano de obra calificada local, condiciones sísmicas, calidad y cantidad de agua, factores ambientales y climáticos, además de los factores tecnológicos, crean un ambiente de incertidumbre sobre la utilización de centrales IGCC a nivel mundial.

El estudio realizado nos permite clasificar los factores determinantes para la ejecución de este proyecto. Esta clasificación incluye aquellos que afectan su factibilidad (factores técnicos) y los que determinan su viabilidad, pudiendo ser internos o externos al proyecto. La evaluación realizada de las configuraciones propuestas nos permite determinar conclusiones, que a pesar de no provenir de un análisis exhaustivo de opciones, brinda un panorama abierto donde pueden definirse de manera puntual, los aspectos más representativos del proyecto.

4.1. Factores técnicos

Las prácticas comunes de repotenciación de centrales, permiten la utilización o reutilización de equipos que se encuentran en condiciones aceptables de operación, esto permite reducir la inversión manteniendo dentro de rangos aceptables la eficiencia y generación global. No obstante, cuando se aplicaron estas consideraciones (Casos I, II y III) para el uso específico de una tecnología IGCC, la inversión en términos relativos cambia, ya que para una central IGCC nueva según los datos del cuadro 31, el conjunto de sistemas del combustible representa 59.2% del costo total (véase Anexo, ilustración 20), y para los casos III, II y I, esta fracción del costo incrementa a 69.1%, 84.6% y 100% respectivamente.

Para los casos I, II y III la generación anual de energía se encuentra entre 2,749 GWh y 2,956 GWh, mientras que para el caso IV es de 5,535 GWh. Lo anterior en términos de costo nivelado, nos indica que la fracción del costo nivelado del combustible disminuye conforme incrementa la generación, aun cuando la inversión aumenta (véase Anexo, ilustración 21).

Para la estructura de costos de los proyectos analizados, los casos IV y IV-A que tienen el mismo costo, presentan el menor costo nivelado de combustible, por lo que podemos decir que el mantener o reutilizar equipos existentes en la repotenciación de centrales con tecnología IGCC, tiene un bajo impacto sobre el resultado de operación del proyecto, situación evidente en los resultados de la evaluación económica-financiera.

La ventaja de la instalación de equipos nuevos viene directamente relacionada con la eficiencia global obtenida y por el cambio del factor de planta que en la central actual CC Tula es de 83%, en los casos I, II y III de IGCC, se admite desde 80% y, para el caso de repotenciación de sitio con una central IGCC nueva, se alcanza un 85% (véase Anexo, cuadro 54).

4.2. Factores económicos

Dentro de los aspectos económicos que afectan la viabilidad de las diferentes configuraciones propuestas se encuentran factores internos (de operación de la central) y externos (de mercado). Los

factores internos derivan del cambio de comportamiento de la central a lo largo de su vida útil, esto se ve reflejado en la disminución del factor de planta y la eficiencia. La importancia de los programas de mantenimiento y la reducción de los paros no programados incidirá directamente sobre la generación de la central y serán factores determinantes para los ingresos de la central. Asimismo, las posibles variaciones en la mezcla de combustibles utilizados y su calidad tendrán influencia sobre los factores antes mencionados de acuerdo con las variaciones del poder calorífico.

FACTORES DEL MERCADO ELÉCTRICO

Por otra parte, los factores externos correspondientes al mercado, pueden derivarse del MEM o del mercado de combustibles. De esta manera, factores como son la demanda de energía eléctrica, el portafolio de generación del NodoP al que se conectará la central, la topología de la red de transmisión (congestión y pérdidas) para la entrega de energía en el caso de operar mediante contratos de cobertura de energía, entre otros menores, inciden directamente sobre los ingresos del proyecto afectando directamente la viabilidad del proyecto.

La demanda de energía para la zona de carga de la central, es un factor primordial para el cálculo de ingresos mediante la participación en el MECP, ya que modulará directamente el precio marginal local, y el portafolio de generación disponible en la zona, dará pie a la participación de tecnologías con costos de generación más altos, funcionando como capacidad de respaldo para mantener la confiabilidad del sistema. Si en la zona de carga correspondiente incrementa la generación firme con ciclos combinados a gas natural, las opciones de suministro de energía de centrales cercanas a su retiro o de vida media se verán relegadas a esquemas de balance de potencia u operación en emergencia. De suceder esto con el proyecto propuesto, no habría ingresos suficientes para solventar los compromisos del mecanismo de financiamiento y obligaría a la elección de otro mecanismo de participación en el mercado.

La disponibilidad de mecanismos de participación del MEM, puede proveer diferentes portafolios de negocio para maximizar los ingresos de la central IGCC propuesta, favoreciendo los indicadores económicos financieros del proyecto. Sin embargo, se requiere de un análisis detallado de las ventajas y desventajas que estos pueden representar, derivadas de las obligaciones que las reglas de operación del mercado establecen como parte de la regulación vigente.

FACTORES DEL MERCADO DE COMBUSTIBLES

Suponer que una zona de carga se puede saturar de generación proveniente de centrales de ciclo combinado a gas natural, obliga a una disponibilidad del combustible suficiente para el abasto, no sólo a las centrales sino también a los parques industriales circundantes. Esta condición, por sí sola, representa un reto debido a la actual situación de la producción de gas natural en el país, que entre 2010 y 2014 presentó diferentes alertas críticas por escases del combustible en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG). Bajo esta óptica, la configuración propuesta puede aportar elementos de seguridad energética al depender sólo de combustibles nacionales.

La producción de coque de petróleo en el Sistema Nacional de Refinación, se presentará creciente de acuerdo con las prospectivas del sector energía y el tener asegurada la venta de lo que, para PEMEX Refinación, representa un subproducto ⁽⁵²⁾ obtenido de flujos de residuales de la destilación primaria es una garantía de continuidad en la producción de combustibles comerciales. Al ser la producción de petrolíferos un proceso de régimen permanente, las refinerías se ven obligadas a comercializar los residuales al mismo tiempo que entregan los flujos de los combustibles

⁽⁵²⁾ El coque de petróleo es producido en las refinerías con una configuración que cuenta con trenes de aprovechamiento de residuales.

convencionales (gas L.P., gasolina, diésel y turbosina), por lo que dependen sólo de su capacidad de almacenamiento y de la fluidez de sus operaciones comerciales de los subproductos (combustóleo, asfaltos, coque de petróleo, azufre, etc.) para no incurrir en paros no programados por saturar su capacidad de almacenamiento.

Es de esta manera que una central IGCC, ubicada en los linderos de una refinería reconfigurada (o dentro de sus instalaciones) puede representar un complemento adecuado. Son estas condiciones de disposición de subproductos y de continuidad de la producción, las que proveen de condiciones apropiadas para la adquisición del coque de petróleo de forma expedita y bajo condiciones de precio competitivas frente a su principal competidor el carbón nacional (calidad media).

FACTORES DE LOS ESCENARIOS DE FINANCIAMIENTO

Los montos de inversión requeridos en este tipo de centrales, superan considerablemente los costos de tecnologías de ciclo combinado y de las termoeléctricas a base de carbón. Los escenarios de financiamiento usuales para este tipo de proyectos se ven modificados en plazos y tasas de interés para adecuarse a los montos de inversión. Adicionalmente, el periodo de recuperación se ve extendido considerablemente lo que restringe aún más las opciones de financiamiento disponibles. Se han estudiado mecanismos con esquemas de riesgo tripartito^[18] donde un grupo integrado por un inversionista y un desarrollador (tecnólogo), la administración pública financiera (p.ej. SHCP) y el gobierno federal, desarrollan el proyecto, dando como resultado la reducción de hasta un 40% los costos globales de proyectos IGCC⁽⁵³⁾, colocando estas tecnologías a un nivel competitivo frente a otras tecnologías convencionales.

OTROS FACTORES

La búsqueda de una reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera, ha promovido el cambio en la mezcla de generación eléctrica de los países. Los compromisos de reducción de emisiones de los países repercuten directamente en el sector eléctrico y específicamente en la generación termoeléctrica con tecnologías convencionales. Aun cuando se han logrado grandes avances sobre las tecnologías de carbón, permanece un estigma sobre su utilización para la generación eléctrica que ha relegado los avances en eficiencia y la disponibilidad como generación firme para despacho eléctrico.

Los sistemas de captura y secuestro de CO₂, se encuentran en etapas comerciales para instalaciones industriales, pero representan altos costos de inversión y de eficiencia cuando se implementan en las centrales eléctricas. Aunque técnicamente se tiene resuelta la problemática ambiental de las centrales con tecnología IGCC, económicamente representan una restricción importante.

EXPERIENCIA INTERNACIONAL

De acuerdo con análisis realizados por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (EPRI) de los Estados Unidos de América, existen condiciones del mercado de combustibles y del mercado eléctrico que han desincentivado el desarrollo de las tecnologías IGCC en Norteamérica y Europa. Estos factores son las variaciones del precio del gas natural, aproximándose a los precios de los petrolíferos industriales cuando incrementa y a los precios del carbón y el coque de petróleo cuando disminuye⁽⁵⁴⁾; y el estancamiento de la demanda de energía eléctrica⁽⁵⁵⁾. Adicionalmente, las políticas

⁽⁵³⁾ Denominado "3-Party Financing Covenant", es un mecanismo político-financiero que busca garantizar bajas tasas de interés, garantías sobre la producción de energía, protección del crédito y aprobación del esquema de recuperación y depreciación del proyecto.

⁽⁵⁴⁾ Situaciones que se presentaron en EUA en a inicios de 2009 y de 2012 respectivamente ^[18].

ambientales que han promovido la participación de las energías renovables, han modificado las proyecciones de generación eléctrica a favor de las energías limpias, limitando así las opciones de participación de las tecnologías de carbón.

Con base en lo antes mencionado, la aparición de estas condiciones en el ámbito nacional, tendrán una repercusión importante, dando vigencia a las conclusiones del EPRI donde enuncia que “Mientras los precios del gas natural no regresen a valores por arriba de los 8 – 10 USD/MBTU, la demanda de equipos de gasificación estará limitada a aplicaciones de ciertos nichos de mercado”, y “El futuro de la tecnología IGCC será determinado por los proyectos en construcción en Asia” ^[18]. Es precisamente en esta región donde la creciente demanda de energía y la disponibilidad de reservas de carbón ha permitido la proliferación de esta tecnología.

Los países que cuentan con experiencia comercial con la tecnología IGCC, se han encontrado con la problemática del estancamiento de la demanda, y aquellos que cuentan con una demanda creciente no están dispuestos a pagar los costos que representa su utilización, por lo que concluyen que es necesaria una mayor colaboración entre los países desarrolladores de tecnologías y los países en desarrollo.

Se concluye que la utilización de las tecnologías existentes en el mercado para la repotenciación, la disponibilidad de coque de petróleo para la gasificación en la ubicación de la central, y el aprovechamiento de las instalaciones existentes, presentan la oportunidad de incrementar la capacidad y la eficiencia de generación eléctrica que actualmente dispone la central CC Tula.

La competitividad frente a otras tecnologías depende de diversos factores, especialmente del desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista y de la elección de mecanismos para la maximización del ingreso por venta de energía. El seguimiento a variables económicas como la demanda y los precios de los combustibles debe ser un indicador fundamental para elegir oportunamente el portafolio de negocios de la central. Asimismo, el control sobre las desviaciones de costo al implementar el proyecto debe ser una tarea primordial para evitar la salida del esquema de financiamiento.

⁽⁵⁵⁾ Situación que se ha presentado en EUA desde 2005 ^[18].

Anexo

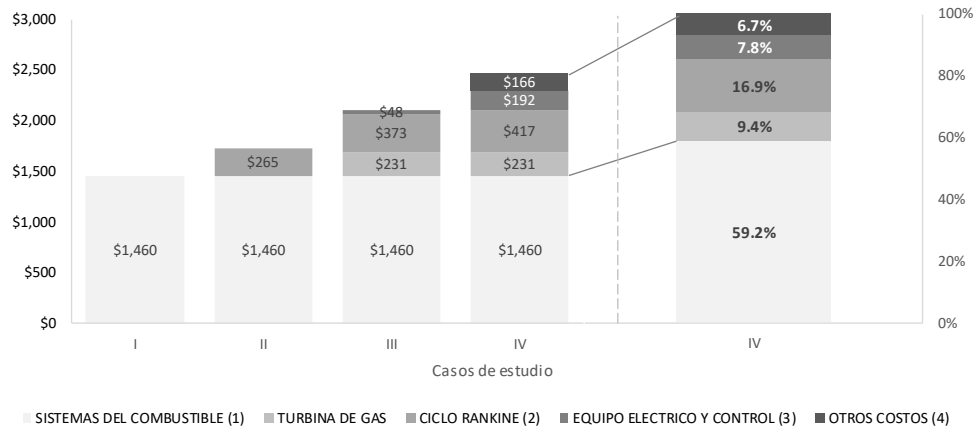
A. SIGLAS Y ABREVIATURAS

°C	Grado Celsius
°F	Grado Fahrenheit
AE	Anualidad Equivalente
ASU	Unidad Separadora de Aire
B/C	Beneficio-costo
BTU	Unidad Térmica Británica
CC	Ciclo Combinado
CCGT	Ciclo Combinado con Turbina de Gas
CCS	Captura y Secuestro de Carbón (CO ₂)
CEL	Certificado de Energía Limpia
CENACE	Centro Nacional de Control Eléctrico
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CTU	Consumo térmico Unitario
DOE	Departamento de Energía de los Estados Unidos
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica de los Estados Unidos
EUA	Estados Unidos de América
GE	General Electric
GWh	Miles de Millones de watts-hora (Gigawatt-hora)
HECA	Hydrogen Energy California
HRSR	Recuperador de Calor
IGCC	Ciclo Combinado con Gasificación Integrada
ISO	Organización Internacional de Estandarización
kUSD	Miles de dólares americanos
kV	Kilovoltio
kW	Kilowatt (Kilovatio)
LGTI	Louisiana Gasification Technology Inc.
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
MBP	Mercado de Balance de Potencia
MBTU	Millón de Unidades térmicas Británicas
MDEA-LT	Metildietanolamina de baja temperatura
MECP	Mercado de Energía de Corto Plazo
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MHI	Mitsubishi Heavy Industries
MJ	Millón de Joules (Megajoule)
mm	Milímetro
mmHg	Milímetro de Mercurio
MUSD	Millones de dólares americanos
MW	Millón de Watts (Megawatt)
MW e	Megawatt eléctrico
N.A.	No aplica
NETL	Laboratorio Nacional de Tecnología de la Energía de los Estados Unidos
Nm ³	Metro cúbico normalizado
NodoP	Nodo físicamente modelado
OC	Operación Comercial

OyM	Operación y Mantenimiento
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PIE	Productor Independiente de Energía
PMEP	Precio Medio de la Energía Pactado
PML	Precio Marginal Local
PR	Periodo de Recuperación
PRB	Powder River Basin (carbón)
RP	Relación de presiones
RPM	Revoluciones por minuto
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
TG	Turbogenerador; Turbina de gas
TIR	Tasa Interna de Retorno
TIRM	Tasa interna de Retorno Modificada
TREMA	Tasa de Retorno Media Atractiva
TV	Turbina de Vapor
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
USD	Dólares Americanos
VPN	Valor Presente Neto

B. INFORMACION ADICIONAL

Ilustración 20. Integración del costo total para los casos de estudio. Elaboración propia.



(1) GASIFICADOR, ASU, PREPARACIÓN Y ALIMENTACIÓN, LIMPIEZA, RESIDUOS, ETC

(2) RECUPERADOR DE CALOR, TURBINA DE VAPOR, SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN DE AGUA, SISTEMA DE ENFRIAMIENTO, ETC

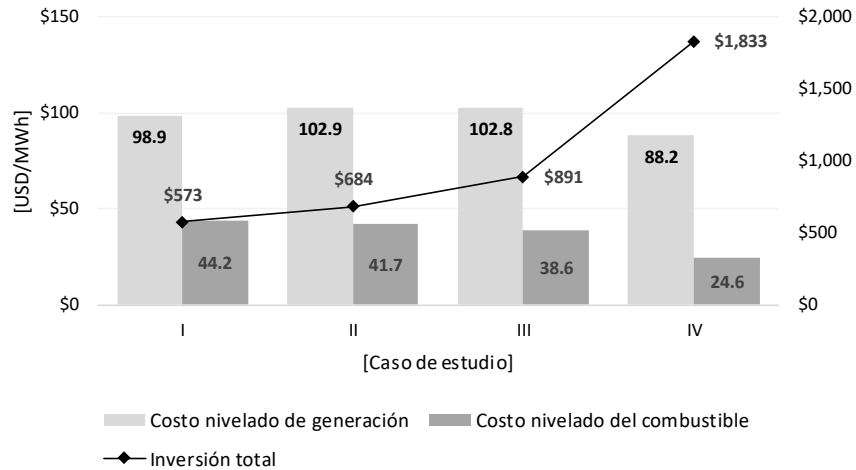
(3) SUBESTACIÓN, TRANSFORMADORES, CONTROL, INSTRUMENTACIÓN, TELEMETRÍA, ETC

(4) INFRAESTRUCTURA, VIALIDADES, ETC

No se consideran costos de la tierra, ni derechos de vía debido a la existencia previa de una central CCGT en el sitio.

Fuente: Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants. DOE/NETL-2015/1727. Páginas 129-139 ⁽³¹⁾

Ilustración 21. Costos nivelados de generación y del combustible. Elaboración propia.



Datos de origen: Modelo_evaluación_con_ref.xlsm

Cuadro 54. Mejoras en la eficiencia, el factor de planta y el régimen térmico. Elaboración propia.

		Eficiencia eléctrica (PCS)	Factor de planta	Régimen Térmico⁶ (PCS)
CASO	Configuración	[%]	[%]	[BTU/kWh]
O	CCGT ¹	40.3	83.0	8,465.9
I	IGCC (GF) ²	34.7	80.0	9,840.2
II	IGCC (GF+TV) ³	35.7	80.0	9,562.5
III	IGCC (GF+TV+TG) ⁴	37.1	80.0	9,192.9
IV y IV-A	IGCC (MHI) ⁵	46.5	85.0	7,337.1

¹ Configuración actual del ciclo combinado operando con gas natural.

² Repotenciación a IGCC cambiando los sistemas de combustible (SC).

³ Repotenciación a IGCC cambiando los SC y la turbina de vapor (TV).

⁴ Repotenciación a IGCC cambiando los SC, la TV y la turbina de gas (TG).

⁵ Repotenciación del sitio a IGCC.

⁶ Valores obtenidos usando 1024 BTU/ft³ y 629.28 BTU/ft³ para el GN y el coque respectivamente

Datos de origen: Modelo_Evaluación_con_ref.xlsm

Ilustración 22. Datos para el cálculo del costo nivelado de generación caso IV y IV-A. Elaboración propia.

FVP	C.N. Inversión	C.N. Comb	C.N O&M	Gen. Total (MWh)
1.61051	\$ 3,030,211	\$ -	\$ -	-
1.4641	\$ 325,058,991	\$ -	\$ -	-
1.331	\$ 1,465,019,337	\$ -	\$ -	-
1.21	\$ 585,097,078	\$ -	\$ -	-
1.1	\$ 80,717,319	\$ -	\$ -	-
1	\$ -	\$ -	\$ -	-
0.909090909	\$ -	\$ 123,616,669.5	\$ 91,892,602.0	5,032,453.6
0.826446281	\$ -	\$ 112,378,790.5	\$ 83,538,729.1	4,574,957.8
0.751314801	\$ -	\$ 102,162,536.8	\$ 75,944,299.2	4,159,052.5
0.683013455	\$ -	\$ 92,875,033.5	\$ 69,040,272.0	3,780,956.8
0.620921323	\$ -	\$ 84,431,848.6	\$ 62,763,883.6	3,437,233.5
0.56447393	\$ -	\$ 76,756,226.0	\$ 57,058,076.0	3,124,757.7
0.513158118	\$ -	\$ 69,778,387.3	\$ 51,870,978.2	2,840,688.8
0.46650738	\$ -	\$ 63,434,897.5	\$ 47,155,434.7	2,582,444.4
0.424097618	\$ -	\$ 57,668,088.7	\$ 42,868,577.0	2,347,676.7
0.385543289	\$ -	\$ 52,425,535.1	\$ 38,971,433.7	2,134,251.6
0.350493899	\$ -	\$ 47,659,577.4	\$ 35,428,576.1	1,940,228.7
0.318630818	\$ -	\$ 43,326,888.5	\$ 32,207,796.4	1,763,844.3
0.28966438	\$ -	\$ 39,388,080.5	\$ 29,279,814.9	1,603,494.8
0.263331254	\$ -	\$ 35,807,345.9	\$ 26,618,013.6	1,457,722.5
0.239392049	\$ -	\$ 32,552,132.6	\$ 24,198,194.1	1,325,202.3
0.217629136	\$ -	\$ 29,592,847.9	\$ 21,998,358.3	1,204,729.4
0.197844669	\$ -	\$ 26,902,589.0	\$ 19,998,507.6	1,095,208.5
0.17985879	\$ -	\$ 24,456,899.1	\$ 18,180,461.4	995,644.1
0.163507991	\$ -	\$ 22,233,544.6	\$ 16,527,692.2	905,131.0
0.148643628	\$ -	\$ 20,212,313.3	\$ 15,025,174.7	822,846.4
0.135130571	\$ -	\$ 18,374,830.2	\$ 13,659,249.8	748,042.2
0.122845974	\$ -	\$ 16,704,391.1	\$ 12,417,499.8	680,038.3
0.111678158	\$ -	\$ 15,185,810.1	\$ 11,288,636.2	618,216.7
0.101525598	\$ -	\$ 13,805,281.9	\$ 10,262,396.5	562,015.1
0.092295998	\$ -	\$ 12,550,256.3	\$ 9,329,451.4	510,922.9
0.083905453	\$ -	\$ 11,409,323.9	\$ 8,481,319.4	464,475.3
0.076277684	\$ -	\$ 10,372,112.6	\$ 7,710,290.4	422,250.3
0.069343349	\$ -	\$ 9,429,193.3	\$ 7,009,354.9	383,863.9
0.063039409	\$ -	\$ 8,571,993.9	\$ 6,372,140.8	348,967.2
0.057308553	\$ -	\$ 7,792,721.7	\$ 5,792,855.3	317,242.9
0.052098685	\$ -	\$ 7,084,292.5	\$ 5,266,232.1	288,402.6
0.047362441	\$ -	\$ 6,440,265.9	\$ 4,787,483.7	262,184.2
0.043056764	\$ -	\$ 5,854,787.2	\$ 4,352,257.9	238,349.3
0.039142513	\$ -	\$ 5,322,533.8	\$ 3,956,598.1	216,681.2
0.035584103	\$ -	\$ 4,838,667.1	\$ 3,596,907.4	196,982.9
0.032349184	\$ -	\$ 4,398,788.3	\$ 3,269,915.8	179,075.3
0.029408349	\$ -	\$ 3,998,898.4	\$ 2,972,650.7	162,795.8
0.026734863	\$ -	\$ 3,635,362.2	\$ 2,702,409.7	147,996.2
0.024304421	\$ -	\$ 3,304,874.7	\$ 2,456,736.1	134,542.0
0.022094928	\$ -	\$ 3,004,431.6	\$ 2,233,396.5	122,310.9
Totales (Σ)	\$ 2,458,922,936	\$ 1,329,739,049	\$ 988,484,657	54,133,880.5

Ilustración 23. Cálculo del costo nivelado de generación para el Caso IV-A. Elaboración propia.

Tipo de central		Programa de inversión		Resultados	
IGCC (NVA-MH)					
Capacidad Bruta	793.2 [MW]	-5	0.1%	Costo nivelado de generación	88.25 [USD/MWh]
Capacidad Neta	743.4 [MW]	-4	11.8%		8.82 [cUSD/kWh]
Eficiencia @ PCS	46.5%	-3	58.5%		164.58 [ctvs/kWh] M.N.
Factor de Planta	85.0%	-2	25.7%		1645.80 \$/MW
n (vida útil)	40 Años	-1	3.9%		
N (construcción)	5 Años	Costo Total de Inversión \$ 1,881,522,584 [USD]		Costo nivelado de inversión	45.42 [USD/MWh]
Costo de Inversión	2372 [USD/kW]	Generación anual 5,535,699 [MWh]		Costo nivelado de Combustible	24.56 [USD/MWh]
Costo de Combustible	1.55 [USD/MBTU]	Combustible anual 87,696,188 [MBTU]		Costo nivelado de O&M	18.26 [USD/MWh]
Costo total de O&M	18.26 [USD/MWh]	Tasa de descuento 10.0%			

Ilustración 24. Datos del NodoP de referencia. Datos del CENACE. Elaboración propia.

SISTEMA	SIN
CENTRO DE CONTROL REGIONAL	CENTRAL
ZONA DE CARGA	CENTRO OTE.
NODO (Clave)	01-TCC-230
NODO (Localidad)	TULA
NODO (Capacidad)	230 kV

		PML	C. Energía	C. Pérdidas	C. Congestión	
Promedio Diciembre 2016		\$873.86	\$868.74	\$14.18	-\$9.06	M.N.
		\$46.86	\$46.58	\$0.76	-\$0.49	USD
Fecha	Hora	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	

Referencias y bibliografía

Documentos consultados no citados

- 2012 Integrated-Gasification Combined-Cycle (IGCC) Research and Development Roadmap: Technology Development for Improved Performance and Economics: Public Version. EPRI, Palo Alto, CA:2012. 1026868.
- Andrés Aarón Olguín Mejía. Tesis "OPTIMIZACIÓN DE LA PLANTA DE CICLO COMBINADO TULA: SUSTITUCIÓN DE LAS CALDERAS DE RECUPERACIÓN DE CALOR". UNAM 2010.
- Australian Electricity Generation Technology Costs – Reference Case 2010. EPRI, Palo Alto, CA and Commonwealth of Australia: November 2009. G. Booras et all EPRI; R. Gamble et all WorleyParsons Group, Inc. Technical Report.
- Bedilion, Robert. Presentation "Cost and Performance of Generation Technologies" EPRI. Energy and Climate Change Research Seminar, May 2013.
- Chapter 2. Liquids fuels. International Energy Outlook 2016. U.S. Energy Information Administration.
- Código de Red. Comisión Reguladora de Energía. 2016.
- COPAR 2015 GENERACIÓN. Edición 35. Subdirección de Programación. Coordinación de Evaluación. CFE. 2015.
- Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Edición 33. COPAR 2013 Generación. Subdirección de Programación. Coordinación de Evaluación. CFE. 2014.
- Dennis M. Zupan. Presentación "EDWARDSPORT IGCC - MOVING FORWARD". Duke Energy. 2009
- Falcón Benítez, Antonio. Tesis "Análisis de la repotenciación de la central termoeléctrica Francisco Pérez Ríos, de la CFE, con tecnología IGCC". UNAM. Septiembre 2013.
- "Feasibility Study for an Integrated Gasification Combined Cycle Facility at a Texas Site. EPRI, Palo Alto, CA: 2006. 1014510."
- Hoja de Datos de Seguridad. Coque, No. versión 4. de acuerdo con la NOM-018-STPS-2000. PEMEX. Rev. Nov. 2011.
- Holt, Neville. Presentation. "Coal-based IGCC plants - Recent Operating Experience and Lessons Learned" EPRI, Gasification Technologies Conference, Washington, DC. October 2004.
- Informe Anual 2014. CFE.
- "Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Design Considerations for High Availability—
Volume 1: Lessons from Existing Operations. EPRI, Palo Alto, CA: 2007 1012226."
- Karg, Juergen. IGCC experience developments to meet CCS market needs. Siemens AG, Energy Sector, Fossil Power Generation Division. COAL-GEN EUROPE, Katowice, Poland. September 2009.
- Karsten Radtke, Max Heinritz-Adrian; Max Hooper; Bill Richards. Presentation "PRENFLO: PSG and PDQ Latest Developments based on 10 years Operating Experience at Elcogas IGCC, Puertollano, Spain". Gasification Technologies Conference 2008. Washington, DC.
- Key World Energy Statistics 2016. International Energy Agency. París Francia 2016. www.iea.org
- Kreutz, Thomas; Emanuelle Martelli; Michiel Carbo et all. Shell Gasifier-based Coal IGCC with CO2 Capture: Partial Water Quench vs. Novel Water-Gas Shift. Proceedings of ASME Turbo Expo 2010: Power for Land, Sea and Air GT2010-22859. Glasgow, UK. June 2010.
- Las centrales generadoras en México. CFE. Dirección de Operación. Subdirección de Generación. Mayo 2016.
- Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 7.0. 2013. Lazard
- Lee, Chang and Lee, Seung Jong. Evaluation on the Performance and the NOx Emission of IGCC Power Plant Integrated with Air Separations Unit. International Energy Journal 8 (2007) 37-44. AIT.
- Mansouri Majoumerd, Mohammad. Thesis. Integrated Gasification Combined Cycle Power Plants with Focus on Low Emission Gas Turbine Technology. Faculty of Science and Technology. Department of Petroleum Engineering. University of Stavanger. 2014.
- "Phased Construction of IGCC Plants for CO2 Capture - Effect of Pre-Investment: Subtitle, Low Cost IGCC Plant Design for CO2 Capture, EPRI, Palo Alto, CA, 2003.1004537"
- Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista. PRODESEN 2013-2030. CENACE. 2016
- Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2016-2030. Secretaría de Energía. 2016.
- Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029. SENER.

- Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación 2016. Programas Presupuestarios con Programas y proyectos de inversión. Entidad TM9 Pemex Transformación Industrial. Septiembre de 2015.
- R.K. Matta, G.D. Mercer, R.S. Tuthill. Power Systems for the 21st Century- "H" Gas Turbine Combined-Cycles. GER-3935B. GE power Systems. Schenectady, NY. October 2010.
- Ramos-Gutierrez, Leonardo de Jesús y Montenegro-Fraogoso, Manuel. Nota técnica. La Generación de Energía en México. Revista Tecnología y Ciencias del Agua Vol. III, Num. 4 octubre-diciembre de 2012.
- Report DOE/NETL-2011/1455 "Cost Estimation Methodology for NETL Assesments of Power Plant Performance". Department of Energy. National Energy Technology Laboratory. EUA. Agosto 2011.
- Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones administrativas de carácter general que continene los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica. DOF: 22/12/2016
- Resolución por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de carácter general para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias. Resolución Núm. RES/174/2016. CRE.
- Rick Tidball, Joe Bluestein, Nick Rodriguez and Stu Knoke. "Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies" Subcontract Report NREL/SR-6A20-48595. National Renewable Energy Laboratory. U.S. Department of Energy. Fairfax, Virginia. November 2010.
- S.C. Gülen. Modern Gas Turbine Combined Cycle. Bechtel. Turbomachinery International. Noviembre-Diciembre 2013. www.turbomachinerymag.com
- Schoff, Ronald L. Presentation "The future of IGCC Technology - CCPC-EPRI IGCC Road Map Results" IEA CCT2011 Conference. Zaragoza España. Mayo 2011.
- Stu Dalton and John Novak. Presentation "Overview of Advanced Coal Technology for Electric Power Generation. EPA Advanced Coal Technology Work Group. Washington DC, EUA. January 2007. EPRI.
- "Takeharu Hasegawa (2011). Developments of Gas Turbine Combustors for Air-Blown and Oxygen-Blown
- IGCC, Advances in Gas Turbine Technology, Dr. Ernesto Benini (Ed.), ISBN: 978-953-307-611-9, InTech,
- Available from: <http://www.intechopen.com/books/advances-in-gas-turbine-technology/developments-of-gasturbine-combustors-for-air-blown-and-oxygen-blown-igcc>
- Taylor Moore. "Coal Based Generation at The Crossroads" EPRI Journal. Summer 2005. EPRI.
- The CURC-EPRI Advanced Coal Technology Roadmap. EPRI, Palo Alto, CA. July 2015 Update.
- Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. Independet Statistics & Analysis. Energy Information Administration. U.S. DOE. Washington, DC 20585.
- W. Sanz, M. Mayr, H. Jericha. Thermodynamic and Economic Evaluation of an IGCC Plant Based on the Graz Cycle for CO2 Capture. Proceedings of ASME Turbo Expo 2010: Power for Land, Sea and Air GT2010-22189. Glasgow, UK. June 2010.

Documentos consultados citados

-
- [1] Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Mayorista. PRODESEN 2016-2030. Centro Nacional de Control de Energía 2016-2030.
 - [2] León de los Santos, Gabriel. Estudio de la factibilidad de repotenciación de la Central de Ciclo Combinado de Tula con tecnología IGCC. Proyecto de Repotenciación del combustible en la central ciclo combinado Tula, CFE, y Felipe Carrillo Puerto, CFE; mediante la reconversión del uso del combustible a gas de síntesis proveniente de la gasificación del coque del petróleo. Proyecto Impulsa IV. Instituto de Ingeniería – FI. Departamento de Sistemas Energéticos, DIE –FI. UNAM. 2008.
 - [3] Prontuario de la Central de Ciclo Combinado Tula. Gerencia Regional de Producción Central. CFE. 2000.
 - [4] Vera García, Oscar Alberto. Tesis "Centrales de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI): Una opción para la diversificación energética". UNAM. 2007.
 - [5] Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Design Considerations for High Availability— Volume 1: Lessons from Existing Operations. EPRI, Palo Alto, CA: 2007 1012226.

-
- [6] Feasibility Study for an Integrated Gasification Combined Cycle Facility at a Texas Site. EPRI, Palo Alto, CA: 2006. 1014510.
- [7] Capital Cost Review of Generation Technologies. Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies. Energy and Environmental Economics, Inc. San Francisco California. EUA. March 2014.
- [8] Dr. Jeffrey N. Phillips. Presentation "World Energy Situation and 21st Century Coal Technology". 11th AECE Technical Forum. EPRI, Palo Alto CA: 2014.
- [9] Bruce Wallace, Robert. El Carbón en México. Revista Economía Informa No. 359, julio-agosto 2009. Facultad de Economía, UNAM. 2009.
- [10] Petroleum Coke: The Coal Hiding in the Tar Sands. Oil Change International, January 2013. Washington DC, USA. Lorne Stockman et al. <http://priceofoil.org/content/uploads/2013/01/OCI.Petcoke.FINALSCREEN.pdf>
- [11] Fout, Tim; Alexander Zoelle; et al. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants. Volume 1b: Bituminous Coal (IGCC) to Electricity. Revision 2b – Year Dollar Update. July 31, 2015. DOE/NETL-2015/1727. National Energy Technology Laboratory (NETL). Departamento de Energía de EUA, 2015. Páginas 129-139.
- [12] IGCC Efficiency / Performance. Table 3: IGCC Performance Results. DOE NETL. <http://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/igcc-efficiency>
- [13] León de los Santos, Gabriel. Tesis "Estudio de la viabilidad de la cogeneración industrial en México". UNAM. 2003.
- [14] Mercado Rivera, Diana Ivonne y García Hidalgo, Omar Alejandro. Tesis "Escenarios de financiamiento de un proyecto de eficiencia energética, caso de estudio: Hotel Mission Tlaxcala". UNAM. 2016.
- [15] Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica. Anexo único. http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016
- [16] ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico. Diario Oficial de la Federación (DOF). Martes 8 de septiembre de 2015.
- [17] Francisco García Peña. Presentation "Operating Experience and Current Status of Puertollano IGCC Power Plant" ELCOGAS, S.A. International Freiberg Conference on IGCC & Xtl Technologies, Junio 2015.
- [18] William G. Rosenberg. Presentación "IGCC Financing Project". Center of Business & Government, Belfer Center for Science & International Affairs. Harvard University. 2003.