

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS

**INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS BÁSICAS Y
APLICADAS**

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

**“Evaluación del perfil horario anual de la reducción de
emisiones de CO₂ de la central de Ciclo Combinado
Agua Prieta II por efecto del acoplamiento de un campo
termo-solar con concentradores cilindro-parabólicos”**

**TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRÍA EN SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA**

PRESENTA:

ING. Irving Santiago Calderón Caballero.

DIRECTOR DE TESIS: Dr. Rosenberg Javier Romero Domínguez.

CUERNAVACA, MORELOS

OCTUBRE, 2021

El presente proyecto se realizó en las Instalaciones de la Universidad Autónoma del Estado de Morelos, en el Instituto de Investigación en Ciencias Básicas y Aplicadas, dentro del Centro de Investigación en Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Se contó con una beca del CONACYT para estudios de maestría No. 1006217 y con apoyo para la utilización del software académico Aspen Hysys™ perteneciente al proyecto: CONACYT 299123 de la Red de Sustentabilidad Energética, Medio Ambiente y Sociedad.

Cuernavaca, Morelos, a 20 de septiembre de 2021.

DR. DIEGO SEURET JIMÉNEZ
COORDINADOR DEL POSGRADO
EN SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA
P R E S E N T E

Atendiendo a la solicitud para emitir DICTAMEN sobre la revisión de la TESIS titulada: “Evaluación del perfil horario anual de la reducción de emisiones de CO₂ de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II por efecto del acoplamiento de un campo termo-solar con concentradores cilindro-parabólicos”, que presenta el alumno **Irving Santiago Calderón Caballero**, para obtener el título de **Maestría en Sustentabilidad Energética**.

Nos permitimos informarle que nuestro voto es:

NOMBRE	DICTAMEN	FIRMA
DR. J JESÚS ESCOBEDO ALATORRE		
DR. JESÚS CEREZO ROMÁN		
DR. JUAN CARLOS GARCÍA CASTREJÓN		
DR. MOISÉS MONTIEL GONZÁLEZ		
DR. ROSENBERG JAVIER ROMERO DOMÍNGUEZ		

PLAZO PARA LA REVISIÓN 20 DÍAS HÁBILES (A PARTIR DE LA FECHA DE RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO)

NOTA. POR CUESTION DE REGLAMENTACIÓN LE SOLICITAMOS NO EXCEDER EL PLAZO SEÑALADO, DE LO CONTRARIO LE AGRADECEMOS SU ATENCIÓN Y NUESTRA INVITACIÓN SERÁ CANCELADA.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

Sello electrónico

JUAN CARLOS GARCIA CASTREJON | Fecha:2021-09-20 14:07:39 | Firmante

r07jRmWmWtLcSDLOlvfxfzkJbw2MFiv9GoHcxpouBzi+o9/RfZ4tWVavLd6d5KfKeg//0QOpy7Q3JW40LiWt6TMAS9Md8FuDqSKfvSoT+zg4HF5OynpJLwTlrRa/88WIIe3szjAU
N3W0WHRVAIA1QAKaLj6dTEWskXbGKyAC47Fm+mbjINxbzOM3d8iQWPD8klStc7i0xBPW+JNm8ZQEw2g9Wa4LoGOz+J1FR2jYAdEx6vxn+ojc+Myr3YpsuTdGlwSf41tuTx
H+nR5dqFab2dZQN+sbd2DVhhJUSAczZueP1TQT2hk+Y2EXSDQxzFstCJIJRikDx+b6xjGlfA==

JESUS CEREZO ROMAN | Fecha:2021-09-20 15:41:34 | Firmante

7dvxcARYN5NJCAU+2cM6hmvaYg6C1A2OPDvLscilV8rLls9P/cPNtbhNK/Kkrzu+gdVpGKwqK1L8ndLqQ6Q5OW26DMfeV08KF9K6UxtKmCyaryJZjjZgVG9esdkPzDtdLffcO2JiE
ATkhcqC8dtb7V8uiQXneDHqb61Nb5rF6my4r2NvRibKyO+cGPYmowuQ9AqbNEDZNRazdorho51JZu814Z71VnuZxa9sAQZ6xZyl2hch3HQrnN0zMVsy+Fq0HDLhQKftha11ZiY
8uZUmSwUzXl/rqhdS7hbRj8An2jTxbqXWQmXzf+KVK3LfiidKIMllqFRP11cPEVIIMHJg==

ROSENBERG JAVIER ROMERO DOMINGUEZ | Fecha:2021-09-20 18:41:30 | Firmante

YzrBnjNnsyDjwGBtkCaBy7hb1rxSO9O8ojR113Tr/HcYuvjCVIgvTb+00Ezun7QftanWtb5ualo7CYntWGOPLRANuAoABYdBYxNXcuJbpzIOPn+HTYAve9byeJGwDRyI0yx9zwLLB/J
J6E6x43qrVZvsFKGmYspACYtBECNH6lbObjpbM7hbTCA9MnJJP4JuafCysgr3A6CDmMJNBbx5Y+TyI8EKLoxblMfTWHzmRvPnLPg0D3137HRwyA9B9+0xuXK9qE7TtWlFkC
tWslbvzbZgcNvbUQUQ2IVphZmSfXeh83WIM4a+k22uC7khBe1o1/t6h7rX4FPFuMLB3XKg==

J JESUS ESCOBEDO ALATORRE | Fecha:2021-09-21 10:22:37 | Firmante

VTJTIAWETvCgARRYajkmB7G4LL1/cc6y3NfhnnhrinEg6B0L4Inuw99SVqROexA0B/7YUjNsr+F5eAE1/vzj+rkrGbsw86JXxTplj7mOKMpPwaJMqz+gHuajZ52hplmQnXFt53z//Z9
wUYSoCxiROQ+xzw2Rq5b+KttE+QIULL0xBRSo0pQwsdmG56SZ77n9NoLZEjGRK8Vq7uxJFaSygvhiXLJV64CDW9Rv7R38PvytUuhMw8mYQ/qT92jUkOHNP4DV1KRqDRu3
DRUK1QXFGyyDAHtoG9yO68aVIFTa2fBu2noPkxeLOEIEESko4Dodw9l84Plqn1uuzHPOaLaw==

MOISES MONTIEL GONZALEZ | Fecha:2021-09-25 13:31:44 | Firmante

L8IGBFp6QJ74F1NCQ5eLCKTTc/LvgW0la2QiOzgvjemP2JmOIR/JYzk0dNfaU0JtNcDbo3jrMa4SPuqRZT5+t/NEFykqb8uYXe0mGGXiMQw9GgV5E2m16D7z5HnLlafsVCnzdsL
/xcU9wL5ZxNm6Dhae9wFWyQuOV57zUllQpMqgDhNPHylJzxY4DvI9Kp4/6FCWPqy2NWttr8YqkQ/qFfIGEdbrbBTCPPb33Q7pOYfeQ5hbcvW/Gono2ykvbAT1zXHgfgRZJj2Q
XEYRukGFUvg8jNS5fmVym9uzYPie4Ybe/OXYLMVpVd5Ov2MO7MzCiVul+9Jpsl4A3j7tdlQ==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o
escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



ZymY4D

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/g1Jo1XzvZhfMhmnWOGUhu401q3Kgn3V>



CONTENIDO

ABREVIATURAS:.....	11
DEFINICIONES:	11
RESUMEN:.....	13
1 ANTECEDENTES E INTRODUCCIÓN.....	14
1.1 ANTECEDENTES	14
1.2 INTRODUCCIÓN.....	14
1.2.1 Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional.....	15
1.2.2 Las tecnologías de generación eléctrica convencionales.....	15
1.2.3 Tecnologías de generación eléctrica limpias o de bajas emisiones de gases de efecto invernadero.....	19
1.3 DEFINICIÓN DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.	21
1.4 JUSTIFICACIÓN	22
1.5 MARCO LEGAL EN MÉXICO EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	22
1.5.1 Legislación en materia de energía que deriva de la Constitución Mexicana.....	23
1.5.2 Leyes que promueven el uso de Energías limpias.....	23
2 PLANTEAMIENTO DE LA TESIS.....	25
2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	25
2.2 HIPÓTESIS	26
2.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	26
2.3.1 Objetivo general.....	26
2.3.2 Objetivos específicos.....	26
2.4 ESTADO DEL ARTE.....	27
2.4.1 Integración de plantas termosolares-Ciclo Rankine vs Ciclo Combinado.....	27
2.4.2 Caracterización de días representativos para el recurso solar disponible.....	28
2.4.3 Comportamiento del recurso solar esperado para la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II.....	29
2.4.4 Generación de energía eléctrica en relación a la disponibilidad de recurso solar para una central tipo ISCC.....	30
2.4.5 Generación de vapor de agua en relación al perfil horario de una central tipo ISCC.	31
2.4.6 Variación de la generación de vapor en función de la Irradiancia.....	32
3 MARCO TEÓRICO.....	35
3.1 VALIDACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE LA NASA CON DATOS DE UNA UNIDAD DE MONITOREO AMBIENTAL.....	35
3.2 MODELO SINUSOIDAL PARA LA IRRADIACIÓN DIARIA.....	36
3.3 VALIDACIÓN DEL MODELO SINUSOIDAL.....	36
3.4 COMPARACIÓN DE LA IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA DEL MODELO SINUSOIDAL PARA LOS DOCE MESES DEL AÑO PARA EL SITIO AGUA PRIETA II:.....	37
3.5 MODELO SINUSOIDAL PARA LA IRRADIACIÓN DIRECTA EN EL SITIO DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II.....	38
3.6 AJUSTE DEL NÚMERO DE HORAS DE CADA DÍA REPRESENTATIVO DE LOS DOCE MESES DEL AÑO.....	39
4 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO AGUA PRIETA II.....	42
4.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO AGUA PRIETA II	43
4.1.1 Turbina de Gas.....	43
4.1.2 Turbina de Vapor.....	43
4.1.3 Caldera de recuperación de calor.....	43
4.1.4 Turbina de Gas.....	43
4.2 LICITACIÓN DE LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO AGUA PRIETA II.....	44
4.2.1 Condiciones de diseño para la operación de la Central Agua Prieta II.....	44
4.3 EFECTO DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES EN EL DESEMPEÑO DE UNA TURBINA DE GAS (CICLO	

BRAYTON).....	46
4.3.1 Condiciones estándares (ISO) para el diseño de equipos de generación eléctrica. ..	46
4.3.2 Ajuste de los valores esperados para el desempeño de un Ciclo Brayton operando a condiciones ambientales y de sitio no estándares.	46
4.4 BASE DE DATOS PARA LA TEMPERATURA AMBIENTE EN EL SITIO DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II	47
4.4.1 Validación de la base de datos de temperatura con una Unidad de Monitoreo Ambiental.....	48
5 IMPACTO SOLAR.....	51
5.1 TEORÍA DE CAPTACIÓN SOLAR (OBTENCIÓN DEL MODELO PARA EL CÁLCULO DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE PARA CADA DÍA REPRESENTATIVO DEL AÑO).....	51
5.1.1 Ajuste Sinusoidal para las horas de sol por día.....	51
5.1.2 Irradiancia directa máxima de acuerdo a un ajuste sinusoidal-exponencial.	52
5.1.3 Irradiancia directa máxima de acuerdo a un ajuste polinómico.	54
5.1.4 Ecuación para la Irradiancia directa en función del tiempo.	56
5.1.5 Propuesta de Irradiancia en Agua Prieta II.....	57
5.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL CAMPO TERMOSOLAR.	57
5.3 CARACTERIZACIÓN DE LA ENERGÍA EN EL CAMPO TERMO-SOLAR EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA MÁXIMA Y EL ÁREA DE COLECCIÓN DISPONIBLE.	59
5.4 CALOR DISPONIBLE PARA REPOTENCIACIÓN DEL CICLO DE VAPOR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II POR CONCENTRACIÓN SOLAR.	60
6 RESULTADOS.....	61
6.1 DESEMPEÑO DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II OPERANDO BAJO LAS CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS DE UN AÑO TÍPICO PROPUESTO POR EL PRESENTE ESTUDIO OPERANDO SIN LA PLANTA TERMO-SOLAR (CASO BASE). 61	61
6.2 CÁLCULO DE EMISIONES DE CO ₂ QUE SE EVITAN EMITIR EQUIVALENTES A LA OPERACIÓN DE UNA CALDERA DE GAS.	62
6.2.1 Descripción del equipo utilizado para la obtención de calor para igualar la repotenciación solar (Caldera de gas).	62
6.2.2 Operación de la Central Agua Prieta II con campo termosolar.....	63
6.2.3 Cálculo de emisiones CO ₂ por la operación de una caldera de gas equivalente al campo termo solar. 63	63
6.2.4 Cálculo de CO ₂ en la construcción de una planta termo-solar de tipo cilindro parabólicos.....	64
7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	65
7.1 CONCLUSIONES.	65
7.2 RECOMENDACIONES (COMPARATIVO CON LOS DATOS EN SITIO Y MODELO PROPUESTO).	65
8 BIBLIOGRAFÍA.	67
9 ANEXOS.	69
9.1 ANEXO A: RECURSO SOLAR PARA UN AÑO TÍPICO DE OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR ACOPLADA A LA CENTRAL AGUA PRIETA II.....	69
9.1.1 Anexo A-1: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en enero. 69	69
9.1.2 Anexo A-2: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en febrero.70	70
9.1.3 Anexo A-3: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en marzo. 71	71
9.1.4 Anexo A-4: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en abril. 72	72
9.1.5 Anexo A-5: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en mayo. 73	73
9.1.6 Anexo A-6: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en junio. 74	74
9.1.7 Anexo A-7: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en	

<i>julio.</i>	75
9.1.8 Anexo A-8: <i>Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en agosto.</i>	76
9.1.9 Anexo A-9: <i>Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en septiembre.</i>	77
9.1.10 Anexo A-10: <i>Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en octubre.</i>	78
9.1.11 Anexo A-11: <i>Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en noviembre.</i>	79
9.1.12 Anexo A-12: <i>Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en diciembre.</i>	80
9.2 ANEXO B: DESEMPEÑO DE LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO AGUA PRIETA II PARA UN AÑO TÍPICO, OPERANDO SIN EL CAMPO TERMO-SOLAR Y CON EL CAMPO TERMO-SOLAR ACOPLADO AL CICLO DE VAPOR.	81
9.2.1 Anexo B-1: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II en enero.</i>	81
9.2.2 Anexo B-2: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II en febrero.</i>	82
9.2.3 Anexo B-3: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II en marzo.</i>	83
9.2.4 Anexo B-4: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II en abril.</i>	84
9.2.5 Anexo B-5: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II en mayo.</i>	85
9.2.6 Anexo B-6: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II en junio.</i>	86
9.2.7 Anexo B-7: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II en julio.</i>	87
9.2.8 Anexo B-8: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II en agosto.</i>	88
9.2.9 Anexo B-9: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II en septiembre.</i>	89
9.2.10 Anexo B-10: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II en octubre.</i>	90
9.2.11 Anexo B-11: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II en noviembre.</i>	91
9.2.12 Anexo B-12: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II en diciembre.</i>	92
9.3 ANEXO C: DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO AGUA PRIETA II DE ACUERDO A SU FABRICANTE.	93
9.4 ANEXO D: DESEMPEÑO DE LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO AGUA PRIETA II PARA UN AÑO TÍPICO, OPERANDO SIN EL CAMPO TERMO-SOLAR Y CON EL CAMPO TERMO-SOLAR ACOPLADO AL CICLO DE VAPOR.	94
9.4.1 Anexo D-1: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II para los meses de Enero a Abril.</i>	94
9.4.2 Anexo D-2: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II para los meses de Mayo a Agosto.</i>	95
9.4.3 Anexo D-3: <i>Desempeño de la central Agua Prieta II para los meses de Septiembre a Diciembre.</i>	96

ÍNDICE DE FIGURAS:

Figura 1. Capacidad instalada de generación eléctrica por tipo de tecnología en México (2018)..	155
Figura 2. Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en México (2018).)	166
Figura 3. Participación de energías limpias en la generación de energía eléctrica en México.....	244
Figura 4. Perfiles de recurso solar para dos días representativos para dos plantas de tipo ISCC en Italia.....	288
Figura 5. Perfiles de recurso solar anual para dos plantas de tipo ISCC en Italia.....	299
Figura 6. Variación del flujo másico de vapor en función de la irradiancia, en función del tiempo horario.....	300
Figura 7. Perfil horario de la radiación solar para un día específico.....	300
Figura 8. Variación del flujo másico de aceite térmico en función del tiempo horario.....	311
Figura 9. Variación del flujo de vapor solar en función del tiempo horario.....	322
Figura 10. Esquema de la configuración de una central ISCC instalada en Egipto.....	333
Figura 11. Variación del flujo másico en relación a la colección solar en una planta termo solar en Egipto.....	344
Figura 12. Variación del flujo másico en relación a la colección solar en una planta termo solar en Egipto.....	344
Figura 13. Validación del modelo sinusoidal para la insolación diaria del Instituto de Energías Renovables de la UNAM.....	377
Figura 14. Disponibilidad del recurso solar para la planta termosolar de la Central Agua Prieta II.	411
Figura 15. Ubicación de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II.	422
Figura 16. Ubicación de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II. ...	¡Error! Marcador no definido.
Figura 17. Temperaturas máximas y mínimas promedio para la central Agua Prieta II.	49
Figura 18. Horas de sol por día de interés y Modelo de ajuste Sinusoidal	51
Figura 19. Ajuste Sinusoidal para las horas de sol por día de interés.....	522
Figura 20. Ajuste sinusoidal atenuado propuesto para el recurso solar disponible.....	533
Figura 21. Ajuste sinusoidal atenuado propuesto para el recurso solar disponible analizado en Excel.	544
Figura 22. Ajuste polinómico para el recurso solar disponible.	555
Figura 23. Ajuste polinómico para el recurso solar disponible analizado en Excel.....	566
Figura 24. Plano de la central de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II.	588
Figura 25. Caldera de Gas simulada en Aspen Hysys™.....	633

ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla 1. Comparación de los datos de la NASA utilizando los datos de la Unidad de Monitoreo Ambiental del IER de Temixco.	35
Tabla 2. Validación del modelo sinusoidal con datos de irradiación global sobre una superficie plana diaria de la NASA, para el sitio de la central Agua Prieta II.	38
Tabla 3. Valores solarimétricos de la nasa, para el sitio de la central Agua Prieta II.	39
Tabla 4. Irradiación directa diaria ajustada, para el sitio de la central Agua Prieta II.	40
Tabla 5. Temperaturas promedio para el sitio de la central Agua Prieta II de acuerdo a su UMA	47
Tabla 6. Temperaturas promedio para el sitio de la central Agua Prieta II UMA-NREL- tmy.	49
Tabla 7. Variables de entrada y salida para el cálculo de la irradiancia Directa en función del tiempo..	56
Tabla 8. Potencia bruta mensual Ciclo Combinado Agua Prieta II operando a su carga base, sin aporte solar-térmico.	61

AGRADEZCO:**A MI FAMILIA:**

A cada uno de los miembros de mi familia por contribuir a formar la persona que soy en el presente y estar conmigo en cada uno de los momentos importantes de mi vida. Gracias por apoyarme en este proyecto tan importante de mi vida, mi posgrado. Quiero agradecer en especial a mi abuela ya que ha estado siempre conmigo y ha sido fundamental en mi vida académica y que siempre me impulsa a seguir adelante.

A MIS PADRES:

Por el gran amor que siempre me han dado, sus consejos y ayuda incondicional que me han dado siempre, me siento muy afortunado de ser su hijo.

A MIS CATEDRÁTICOS:

Por formar parte de mi formación académica, compartir sus conocimientos conmigo y experiencias de trabajo, gracias por tener a máxima disposición para la cátedra y asesorías sin escatimar tiempo y esfuerzos.

A MI ASESOR:

Mi profundo agradecimiento al doctor Rosenberg Javier Romero Domínguez por aceptar ser mi asesor de posgrado, gracias por compartir su amplia experiencia en materias de procesos termodinámicos y en procesos de producción eléctrica, sus tutorías fueron clave para que el proyecto fuera por buen camino y llegara a obtener los objetivos deseados.

AL DEPARTAMENTO DE MONITOREO AMBIENTAL DEL INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO:

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México por proporcionarme los valores solarimétricos obtenidos en sitio mediante una Unidad de Monitoreo Ambiental, los cuales se utilizaron para validar la base de datos que se utilizó en el presente trabajo. En especial agradezco la colaboración del Ing. J. de Jesús Quiñones Aguilar.

AL GRUPO DE CATEDRÁTICOS QUE FORMAN MI JURADO:

Por acompañarme durante todo el proceso de investigación del presente proyecto, sus recomendaciones y observaciones fueron de suma importancia para que el proyecto cumpliera con las metas planteadas, siempre enfocadas en la sustentabilidad energética.

Abreviaturas:

CC: Ciclo Combinado.

CCP: Concentrador Cilindro Parabólico.

CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático.

CRC: Caldera de Recuperación de Calor.

EC: Economizador.

EV: Evaporador.

GEI: Gases de Efecto Invernadero.

HE: Intercambiador de calor "Heat Exchanger".

HTF: Fluido calo-portador "Heat Transfer Fluid".

IER: Instituto de Energías Renovables.

ISCC: Ciclo Combinado con Integración Solar "Integrated Solar Combined Cycle".

NASA: National Aeronautics and Space Administration.

PRODESEN: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

SC: Sobre Calentador.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SENER: Secretaría de Energía.

UMA: Unidad de Monitoreo Ambiental.

Definiciones:

Balance de emisiones de CO₂ neutro: El balance ambiental neutro al que hace referencia el presente estudio hace referencia en específico a la igualdad entre la cantidad de emisiones de CO₂ que se emitieron durante la fabricación y construcción de la planta solar de tipo cilindro parabólicos y la emisión de CO₂ que representa la repotenciación de la planta de Ciclo Combinado Agua Prieta II utilizando una caldera de gas que genera la misma potencia eléctrica que el campo termo-solar.

Datos climatológicos de la "National Aeronautics and Space Administration" (NASA): La base de datos de la NASA hace referencia a una base de datos interanual la cual contempla el valor de diversos parámetros solarimétricos para cada determinado mes, dicho valor corresponde al promedio para ese mes durante un periodo de tiempo desde julio de 1983-a junio de 2005, cada valor promedio mensual se calcula como el promedio de los valores recolectados llevando a cabo 3 mediciones por cada hora del día.

Irradiancia: El parámetro de irradiancia para el presente estudio hace referencia al valor de radiación instantáneo que fue medido por las unidades de monitoreo ambiental y los satélites de la NASA y esta reportados en unidades de W/m^2 .

Irradiación: de acuerdo a la NASA el parámetro de irradiación (Insolation) hace referencia al valor total de radiación incidente sobre una superficie plana a lo largo de un día, y en específico hace referencia a un día representativo del mes, el cual es el promedio de la insolación para el periodo evaluando 22 años (julio de 1983-a junio de 2005).

Radiación al medio día solar: El valor de la radiación máxima al medio día solar, hace referencia al valor máximo promedio de la irradiación solar para cada mes del año, obtenido a partir del valor interanual de 22 años de la NASA

Año típico: El concepto de año típico hace referencia a que la evaluación del desempeño de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II se realizó, tomando en cuenta los valores promedio de las condiciones meteorológicas en el sitio de la central (temperatura, Irradiación directa sobre una superficie plana), colectados durante un periodo de 22 años (julio de 1983-a junio de 2005) lo cual garantiza que la evaluación que se realizó con dichos valores representa el desempeño que debe tener la central en un año típico y puede ser útil para el análisis del desempeño de toda la vida útil de la central.

Día representativo: Para poder evaluar el recurso solar disponible para un año típico en la central Agua Prieta II se plantearon 12 escenarios diferentes, cada uno de ellos representando un mes del año. De acuerdo con el modelo polinómico para la irradiancia directa sobre una superficie plana se evaluaron cada una de las horas del día de los 365 días del año y se calculó el recurso solar disponible promedio para cada una de las horas del día de cada mes, de esta manera el presente estudio contempla 12 días representativos en el año, cada uno de los mismos corresponde a los meses del año.

Resumen:

La energía eléctrica es un insumo primordial para la realización de procesos productivos de una nación, el grado de desarrollo de un país está estrechamente relacionado la disponibilidad de energía y del aprovechamiento eficiente de la misma es por ello que se hemos migrado hacia formas más eficientes de conversión de energía. En México cerca del 50% de la energía que se consume anualmente es producida en plantas de potencia de tipo Ciclo Combinado, debido a que es una de las tecnologías de generación de electricidad más eficientes que existen en la actualidad. La eficiencia de una central de Ciclo Combinado está ligada directamente a la temperatura del aire que ingresa a la turbina de gas de la misma. Se espera que por cada grado en que la temperatura ambiente se incremente por encima de los 15 grados centígrados la eficiencia de la turbina de gas de la central se vea disminuida en un 0.1117%; este efecto tiene un impacto negativo en la cantidad de energía que genera la central y aumenta los costos de producción de energía eléctrica. Existen distintos sistemas de incremento de potencia para las centrales de Ciclo Combinado, entre ellos existen sistemas de recalentamiento de gases por la quema directa de gas natural, sistemas de enfriamiento del aire que ingresa a la turbina de gas, y sistemas termo-solares que aprovechan la disponibilidad de radiación solar para suministrar energía térmica a la central. Actualmente México cuenta con la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II que integra una planta termo-solar para incrementar la cantidad de vapor de media presión que ingresa al Ciclo Rankine de la central con ello se logra incrementar la cantidad de electricidad que es despachada por unidad de tiempo.

En el presente estudio se realiza una evaluación técnica de la operación de la planta termo-solar acoplada a la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II mediante la simulación en el software Aspen HYSYS®. Se realizó un modelo termodinámico que representa la operación de la central, operando de acuerdo a su documento de licitación. De acuerdo a la base de datos de la NASA para el recurso solar disponible en el sitio de la central Agua Prieta II se desarrolló un modelo que representa la radiación disponible, así como el perfil de la temperatura ambiente, en función del tiempo horario. Para ello se caracterizó el campo termo-solar instalado en la central y el calor que este suministra en función de la radiación incidente en los paneles termo-solares.

Los resultados del presente estudio muestran la generación de electricidad que se genera en la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II debido a la operación de la planta termo-solar que tiene acoplada durante un periodo igual a un año, y el efecto de la reducción en las emisiones de CO₂ se comparó contra la operación de la misma central operando sin la planta termo-solar y una planta solar-fotovoltaica con la misma disponibilidad de radiación que la planta termo-solar actual.

Los resultados de la simulación muestran que la disminución anual de CO₂ en la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II son de 1.2355 toneladas de CO₂ por cada 1 MWh eléctrico producido mediante la colección solar.

Considerando la operación de la planta termosolar de la central Agua Prieta II bajo un escenario considerado como año típico, se espera que se generen 25,690 MWh de potencia bruta anual y en comparación con la repotenciación de la central en la misma

escala utilizando una caldera de gas, la planta termo-solar evita la emisión de 31,741 toneladas de CO₂ por cada año en el que este en operación la planta termosolar.

1 ANTECEDENTES E INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El crecimiento demográfico, y la creciente planta productiva del país, demandan que la infraestructura eléctrica en México esté en constante aumento. Al mismo tiempo la reducción en las reservas de combustibles fósiles y los problemas causados por la emisión de gases de efecto invernadero, son indicadores de que, para satisfacer las necesidades del nuevo entorno económico, se quiere un balance óptimo entre la competencia, el desarrollo e innovación tecnológica y la diversificación de fuentes de energías limpias, renovables y económicas, para ofrecer electricidad a precios asequibles para la industria, los servicios, el campo y las familias. Para incrementar la capacidad de generación y satisfacer las necesidades de transmisión y distribución a corto, mediano y largo plazo (*PRODESEN.2018*).

Además de la importancia de la generación de energía eléctrica otro factor de suma importancia en agenda internacional es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, ya que se ha comprobado que su presencia en la atmosfera terrestre promueve la aceleración del fenómeno conocido como calentamiento global y por ende el deterioro de los ecosistemas en la tierra. Para responder y hacer frente a este problema las naciones unidas han firmado dentro de la Convención Marco de Las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) el acuerdo de París. Cuyo principal objetivo es mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de los 2 °C con respecto a su línea base (niveles de concentración de CO₂ en la atmósfera antes de la época industrial) (*PRODESEN.2018*).

1.2 Introducción

México y el cambio climático:

A medida que los requerimientos energéticos que demanda la sociedad han ido creciendo, las tecnologías de generación eléctrica se han vuelto más eficientes, se han diversificado y han aumentado en capacidad de producción. Sin embargo, continuar con la ruta de producción actual amenaza el equilibrio de la vida como la conocemos. El cambio climático demanda que el consumo de energías producidas por combustibles fósiles disminuya drásticamente.

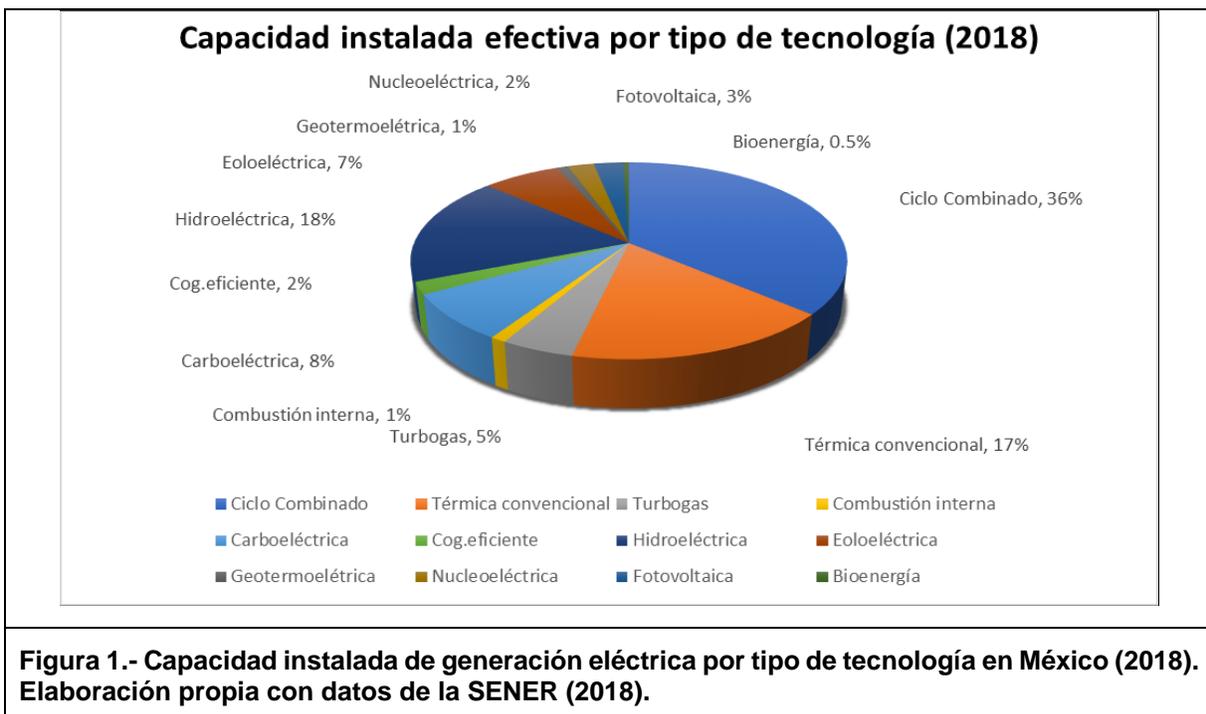
“La Secretaría de Energía (SENER) a través del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional informó que: en el año 2017, se generaron 329,162 GWh de energía eléctrica. De los cuales el 78.9% de la electricidad generada proviene de tecnologías convencionales y el 21.1% restante de tecnologías limpias” (*SENER. 2018*).

El gobierno federal con la finalidad de contribuir y respetar los lineamientos que propone la Organización de las Naciones Unidas ha desarrollado un marco legal en materia de transición energética en el cual destacan la Ley General de Cambio Climático, la Ley de la industria Eléctrica y la Ley de Transición Energética.

1.2.1 Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional

La SENER publicó información obtenida de la de la CFE y CRE, en donde se especifica que al 31 de diciembre de 2018 la capacidad de producción energética del país por tipo de tecnología se distribuyó de la siguiente manera: Ciclo Combinado 36.5%; Termoeléctrica convencional 17%; Hidroeléctrica 18%; Carboeléctrica 7.7%; Turbogas 4.6%; Eólica 6.8%; Combustión Interna y Lecho fluidizado 1%; Nucleoeléctrica 2.6%; Geotermia 1%, Solar fotovoltaica 2.6%; Bioenergía 0.5% y Cogeneración eficiente 0.5% (CENACE. 2019).

La Figura 1, muestra la capacidad de generación eléctrica instalada en México por tipo de tecnología evaluada al 31 de diciembre del 2018 (SENER. 2018).



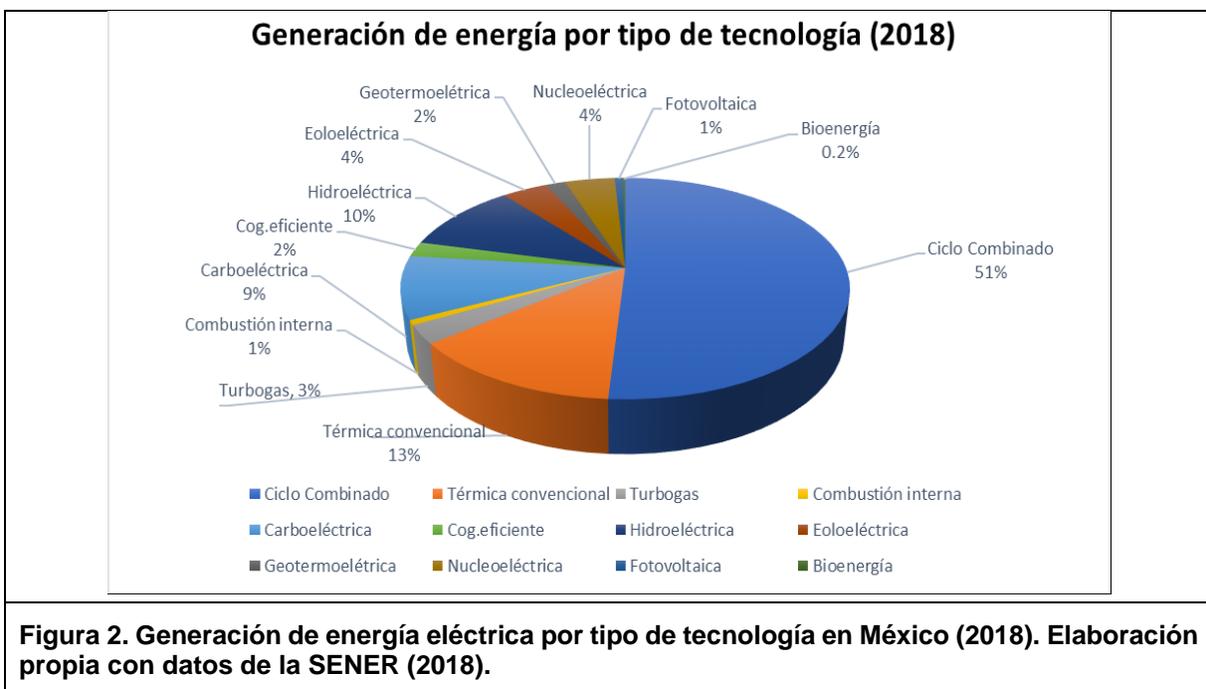
1.2.2 Las tecnologías de generación eléctrica convencionales.

“El grupo de tecnologías convencionales se integra por las unidades y centrales que generan energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles como energético primario y no cuentan con equipo de captura y confinamiento de CO₂. Estas centrales suelen satisfacer la demanda base, como es el caso de los Ciclos Combinados, o en algunos casos la demanda punta como las centrales de turbogás.” (SENER. 2018).

En este grupo de tecnologías entran las plantas de Ciclo combinado, termoeléctricas convencionales, plantas carboeléctricas, combustión interna, lecho fluidizado, turbo gas, entre otras.

Ciclo Combinado:

En México predomina la generación eléctrica a partir de Ciclos combinados. Actualmente existen 83 centrales de este tipo, las cuales representan el 37% de la capacidad instalada que, en el año 2017, represento el 50% del total de la energía eléctrica que se generó en el país, los estados con mayor concentración de este tipo de tecnología son: Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz, Baja California y Chihuahua, en los cuales se concentra el 58.8% de capacidad instalada y el 59.7% de generación eléctrica mediante plantas de Ciclo Combinado. Dicha distribución se debe principalmente a que más de la mitad de la producción de gas natural y el 72.6% de la infraestructura de gasoductos se localiza en dichas regiones. En la Figura 2 se muestra la participación de las centrales de Ciclo Combinado en la generación eléctrica del país en comparación a los otros tipos de tecnología que se encuentran actualmente operando en México al cierre del año 2018 (*SENER. 2018*).



El proceso de generación eléctrica en una central de Ciclo Combinado es un proceso similar al de las plantas de potencia que operan únicamente con una turbina de gas, pero el Ciclo Combinado cuenta con un sistema capaz de aprovechar las altas temperaturas en los gases de exhausto de la turbina de gas (caldera de recuperación de calor) generando con ello vapor de agua que se hace pasar por una turbina tipo Rankine. Los Ciclos combinados tienen rendimientos superiores a las otras tecnologías convencionales. Las centrales de Ciclo Combinado emiten en promedio 346 kilogramos de CO₂ por MWh, valor inferior al promedio del sector eléctrico nacional (*SENER. 2018*).

Termoeléctrica Convencional:

Actualmente existen en México 59 centrales termoeléctricas convencionales las cuales tienen una capacidad instalada de 12, 546 MW, y en el año 2017 representaron el 17% del total de la capacidad de generación eléctrica instalada de México y generaron el 13% del total de la electricidad producida el mismo año. Las termoeléctricas convencionales utilizan energía térmica, que generalmente proviene de la quema directa de algún combustible fósil, para producir vapor de agua el cual se hace pasar por una turbina de vapor y al expandirse logra impulsar los alabes de la turbina y está a la vez mueve la flecha que esta acoplada a un generador eléctrico. Las centrales termoeléctricas convencionales pueden utilizar una gran variedad de combustibles tales como: carbón, gas natural, y derivados del petróleo y se caracterizan por ser muy contaminantes. En México se está buscando reducir el uso de las termoeléctricas y en cambio sustituir su uso por otras tecnologías más eficientes ya que una termoeléctrica es 73% menos eficiente que un Ciclo combinado y emite 680 Kilogramos de CO₂ por cada MWh de energía eléctrica producido (*SENER. 2018*).

Plantas Carboeléctricas:

En México existen tres centrales carboeléctricas instaladas, cuya capacidad total es de 5,378 MW, los cuales equivalen al 7% de la capacidad instalada nacional, y en 2017 generaron 30,557 GWh de electricidad, lo cual equivale al 9% de la electricidad consumida en el país en el 2017. Las centrales termoeléctricas se encuentran ubicadas en el estado de Coahuila y Guerrero. Las dos centrales que se encuentran en Coahuila utilizan carbón mineral mientras que la central del estado de Guerrero puede operar con carbón como combustible primario y cierta fracción de combustóleo. El concepto básico de operación de una carboeléctrica es análogo al de una central termoeléctrica con la diferencia del tipo de combustible que se utiliza para evaporar el fluido de trabajo, en estas centrales se utiliza principalmente carbón y dentro de las desventajas que implica la operación de este tipo de centrales se encuentra el requerimiento de un tratamiento especial del combustible, el cual consiste en la pulverización y secado del carbón, así como de equipos anticontaminantes como colectores de bolsas y equipos de desulfuración. Si bien, las carboeléctricas tienen costos de operación bajos y es más eficiente que una termoeléctrica convencional, el uso del carbón como combustible primario de generación eléctrica, origina grandes emisiones de GEI, (en promedio tienen una emisión de 773 kilogramos de CO₂ por MWh) (*SENER. 2018*).

Lecho Fluidizado:

México tiene instaladas dos centrales de lecho fluidizado sumando 580 MW eléctricos de capacidad instalada, a partir de las cuales se generaron 4,329 GWh de electricidad en 2017, esta generación eléctrica representó el 1.3% del total nacional. Esta tecnología permite el uso de diversos combustibles sólidos, puede utilizarse un solo tipo de combustible a tener una mezcla de ellos, para generar electricidad, como es el caso del carbón, biomasa, lodos, residuos municipales, residuos agrícolas, o coque de petróleo. El lecho fluidizado es igual de eficiente que una carboeléctrica y contribuye a disminuir las emisiones contaminantes debido a que antes de quemar el gas producido este es limpiado para purificarlo, este tipo de tecnología evita costos de instalación y mantenimiento puesto que son de menor tamaño en comparación de una carboeléctrica de la misma capacidad (*SENER. 2018*).

Turbogas:

En México son 131 las centrales de generación de electricidad de tipo Turbogás, las cuales representaron el 7% de la capacidad instalada al año 2017 y generaron el 4% de la generación eléctrica de ese año. Las turbinas de gas o también conocidas como ciclo Brayton se componen de un compresor, una cámara de combustión y una turbina de expansión de gas. El Ciclo inicia en el compresor de aire; después de que es comprimido, el aire entra a la cámara de combustión, donde aporta el oxígeno necesario para que se lleve a cabo la combustión, y el exceso de aire mantiene la temperatura en un rango adecuado para que los gases puedan expandirse en la turbina, provocando así el movimiento mecánico mediante una flecha la cual está unida al generador eléctrico y compresor. En este Ciclo los gases de escape generalmente son liberados a la atmósfera. Las plantas de turbo gas, son utilizadas principalmente para cubrir la demanda en las horas pico, es decir el bloque de horas donde la demanda de electricidad es mayor, debido a que este tipo de centrales tienen la capacidad de iniciar su operación rápidamente; el principal combustible para operar una planta de Turbogás es el gas natural y el diésel, emiten aproximadamente 509 kilogramos de CO₂ por MWh de electricidad que producen (*SENER. 2018*).

Combustión Interna:

Para el año 2017 se encontraban instaladas 248 centrales de combustión interna en México, la capacidad instalada de plantas de combustión interna fue de 2.2% nacional y produjeron el 1.2% de la electricidad nacional. El proceso de generación por combustión interna es equivalente al de una central térmica convencional; sin embargo, la combustión se realiza dentro de un motor que comprime el aire y aumenta su temperatura, y al entrar en contacto con el combustible (que generalmente es diésel), provocando su ignición. En la actualidad existen motores que son capaces de quemar distintos tipos de combustibles como el gas natural, gas asociado al petróleo crudo, biogás, entre otros. Las plantas de combustión interna también se utilizan como reserva de capacidad o unidades de emergencia en diversas instalaciones tales como hospitales o industrias. Una de las principales ventajas de una central de combustión interna es que no requieren grandes cantidades de agua para ser operadas, aunque sus emisiones son de 688 kilogramos de CO₂ por cada MWh eléctrico generado, valor que está por encima de la media del sector (*SENER. 2018*).

1.2.3 Tecnologías de generación eléctrica limpias o de bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

Para que las tecnologías de generación eléctrica que puedan considerarse como limpias, estas deben cumplir con ciertas características, dentro de las cuales se encuentran que su fuente de energía y procesos de obtención de energía deben estar libres de emisiones de gases de efecto invernadero o en su defecto sus emisiones o residuos deben estar dentro de los umbrales especificados en las normativas oficiales. Según la normativa nacional se considera tecnología limpia o de bajas emisiones de carbono a los procesos de generación eléctrica cuyas emisiones de CO₂ sean menores a 100 kilogramos por cada MWh generado. En México, tiene una gran cantidad de regiones con condiciones climáticas y geográficas favorables para la generación energética limpia, ya que dispone de zonas con viento, con gran disponibilidad de radiación solar, océanos, mares, ríos, yacimientos geotérmicos, plantas de energía nuclear y gran capacidad de generación de combustibles bioenergéticos. Dentro de la parte tecnológica México ha instalado centrales de cogeneración eficiente las cuales operan bajo los más altos niveles de eficiencia, logrando así generar energía eléctrica que contamina menos en comparación a las tecnologías convencionales y de igual manera contribuyen a la generación de energía más barata. Cabe destacar la importancia que tienen las energías limpias en la producción de energía en el país, ya que permiten disminuir los costos de producción de electricidad, permitiendo renovar la competitividad del país y contar con una matriz de generación eléctrica diversificada (*SENER. 2018*).

Generación de electricidad Termosolar.

La energía solar es un tipo de energía limpia clave dentro de la transición a una economía de bajas emisiones de gases de efecto invernadero. La energía solar es una de las fuentes de energía más abundantes de todo el mundo, la radiación solar puede ser convertida en energía eléctrica mediante dos procesos diferentes, mediante la utilización de paneles fotovoltaicos o de concentradores termo-solares para la posterior transformación de la energía térmica en energía eléctrica a través de una turbina de vapor. Se ha observado a lo largo de los años que las ventajas de la utilización de la tecnología termo-solar en comparación con la solar fotovoltaica es que su ciclo de vida es el más largo y que sus eficiencias son mayores (*Bishoyi & Sudhakar, 2017*).

En México, se cuenta con la primera planta Termosolar que ha sido instalada en América Latina, la cual está ubicada en Agua Prieta Sonora su operación conjunta con un Ciclo Combinado es capaz de generar hasta 14 MW eléctricos. Este tipo se conoce internacionalmente con las siglas ISCC por sus siglas en inglés, este tipo de proyectos han sido desarrollados para generar electricidad de una manera menos agresiva con el medio ambiente. El proyecto termosolar Agua Prieta II fue desarrollado gracias al apoyo del banco mundial, y su uso permitirá incentivar este tipo de tecnologías a nivel mundial, con el fin de lograr reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en centrales que integren este tipo de sistemas a sus plantas de potencia (*SENER. 2018*).

Los países líderes en tecnología termosolar son Estados Unidos de América y España, con casi el 82% de la capacidad instalada a nivel mundial. De igual manera países como China, Francia, Alemania, Israel, Italia, Corea del Sur y Turquía cuentan con plantas termosolares piloto en operación actualmente. Durante el periodo 2008-2017, la capacidad instalada termosolar mundial aumento en nueve veces, pasando de 0.5 a 4.9 GW (*SENER. 2018*).

1.3 Definición del proyecto de investigación.

En el presente estudio se evalúa de manera técnica la operación de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, y de manera más específica el efecto del acoplamiento y operación de la planta termo-solar en función del tiempo horario para obtener la cantidad de CO₂ que se evita emitir anualmente. El sitio donde está ubicada la central de Ciclo Combinado se encuentra en el municipio de Agua Prieta, Sonora, México.

La central de Ciclo Combinado Agua Prieta II es una de las centrales de potencia más importantes en Latinoamérica en materia de energía termo-solar y generación de energía por centrales de tipo ISCC.

La planta termo-solar de la central Agua Prieta II, está integrada por un campo de colectores solares tipo cilindro parabólicos con una capacidad de 14 MW al ser interconectado al ciclo Rankine de la central. El proyecto del campo termo solar fue llevado a cabo por la empresa ABENGOA, y fue financiado por el Banco Mundial, mediante el programa de Desarrollo de Naciones Unidas, *Global Environmental Facility* (GEF) y su finalidad es sentar las bases de la operación de este tipo de centrales en América latina y el mundo con la finalidad de lograr una transición a una generación eléctrica con bajas emisiones de Carbono (*SEMARNAT. 2006*).

La caldera de generación de vapor termo-solar utiliza un fluido caloportador de tipo DowTherm A y es capaz de trabajar hasta temperaturas de 390° C, la caldera de recuperación de calor implementa un quemador de gas natural para alcanzar las condiciones de operación necesarias para obtener vapor de media presión a las condiciones de operación nominal de la central y ha sido diseñada, fabricada e instalada por la empresa SUGIMAT (SUGIMAT, 2021.).

La capacidad de operación de la Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, operando con su sistema de captación solar es de 409.1 MW eléctricos y su suministro eléctrico contribuye para el cumplimiento de la demanda energética de la región Noroeste del país (Celis Cuevas, 2013).

1.4 Justificación

El presente estudio evalúa de manera técnica la operación del campo termo-solar acoplado a la central Agua Prieta II. Y realiza una evaluación anual de la operación de la central para conocer la cantidad de emisiones de CO₂ que se evita emitir al medio ambiente, por el efecto del acoplamiento del campo termo-solar en el Ciclo Combinado Agua Prieta II.

De igual manera el presente estudio permitirá conocer la cantidad de energía eléctrica que se produce gracias a la operación de la planta termo solar al año y de esta manera se evalúa si es económicamente rentable la instalación de este tipo de tecnológicas en centrales de Ciclo Combinado en México y en regiones con características climatológicas similares.

1.5 Marco legal en México en materia de Energías renovables.

El Cambio climático se reconoce como uno de los retos más grandes que ha enfrentado la humanidad. Los científicos del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático perteneciente a ONU señalan que si el ser humano continua con el ritmo de emisión de GEI sin tomar medidas de mitigación, la temperatura global subirá entre 3.7 y 4.8 grados centígrados para el año 2100 con respecto a la temperatura que se tenía en la era preindustrial. “A nivel internacional, los factores de cambio más importantes en relación a la transición energética derivan de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). El objetivo último de la CMNUCC y de todo instrumento jurídico conexas que adopte la Conferencia de las Partes, es lograr, de conformidad con las disposiciones pertinentes de la Convención, la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmosfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. Este nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible” (Organización de las Naciones Unidas, 1992).

El marco constitucional para la implementación de los proyectos en materia de energías renovables se deriva de los artículos 4°, 25°, 26° y 27° de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos mismos que se describen a continuación y fueron extraídos del reporte de la Secretaría de Energía: (SENER, 2016).

El artículo cuarto de la constitución establece que toda persona tiene derecho a un medio ambiente sano para su desarrollo y bienestar. El Estado Mexicano garantizará el respeto a este derecho. El daño y deterioro ambiental generará responsabilidad para quien lo provoque en términos de lo dispuesto en la ley.

En el artículo 25° dice que corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea sustentable, que fortalezca la soberanía de la Nación y su régimen democrático y que mediante el fomento del crecimiento económico y el empleo y una justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales.

Artículo 26°: El Estado organizará un sistema de planeación democrática del desarrollo

nacional que imprima solidez, dinamismo, permanencia y equidad al crecimiento de la economía para la independencia y la democratización política, social y cultural de la Nación.

En el artículo 27° se establece que: corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinan la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.

1.5.1 Legislación en materia de energía que deriva de la Constitución Mexicana.

Las leyes y normativas que se derivan de la Constitución Mexicana tienen como objetivo primordial el cumplimiento del mandato de los artículos constitucionales. Con relación de la legislación en materia de energía se pretende garantizar una mayor productividad y mejores precios en el mercado energético. A continuación, se describen brevemente las principales leyes en materia de regulación energética en México que fueron obtenidas del documento (SENER, 2016).

Ley de Planeación: Establece las normas y principios básicos para orientar la planeación nacional del desarrollo, así como las bases para el funcionamiento del sistema nacional de planeación democrática, asimismo y en concordancia con el artículo 4° de la Constitución la presente ley dicta que le corresponde al Ejecutivo Federal conducir la planeación del desarrollo nacional en materia de energía.

Ley orgánica de la Administración Pública Federal: La presente ley señala que corresponde a la Secretaría de Energía (SENER) establecer, conducir y coordinar la política energética del país. Para ello se deberá dar prioridad a la seguridad y diversificación energética, así como el ahorro de recursos energéticos y la protección del medio ambiente.

Ley de los Órganos Reguladores Coordinadores en Materia Energética: Esta ley sienta las bases para la organización y funcionamiento de los órganos encargados de regular las acciones en materia de energía en México, entre ellos destacan la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía.

1.5.2 Leyes que promueven el uso de Energías limpias.

Con el fin de lograr la transición hacia una economía de bajas emisiones de carbono México ha desarrollado un conjunto de leyes en materia de transición y promoción de procesos de producción energética más limpios al mismo tiempo de la incorporación de nuevas centrales que utilicen los recursos naturales que son renovables y se encuentran disponibles en el país.

Dentro de este conjunto de leyes destacan las siguientes:

Ley General de Cambio Climático: La Ley General de Cambio Climático tiene como

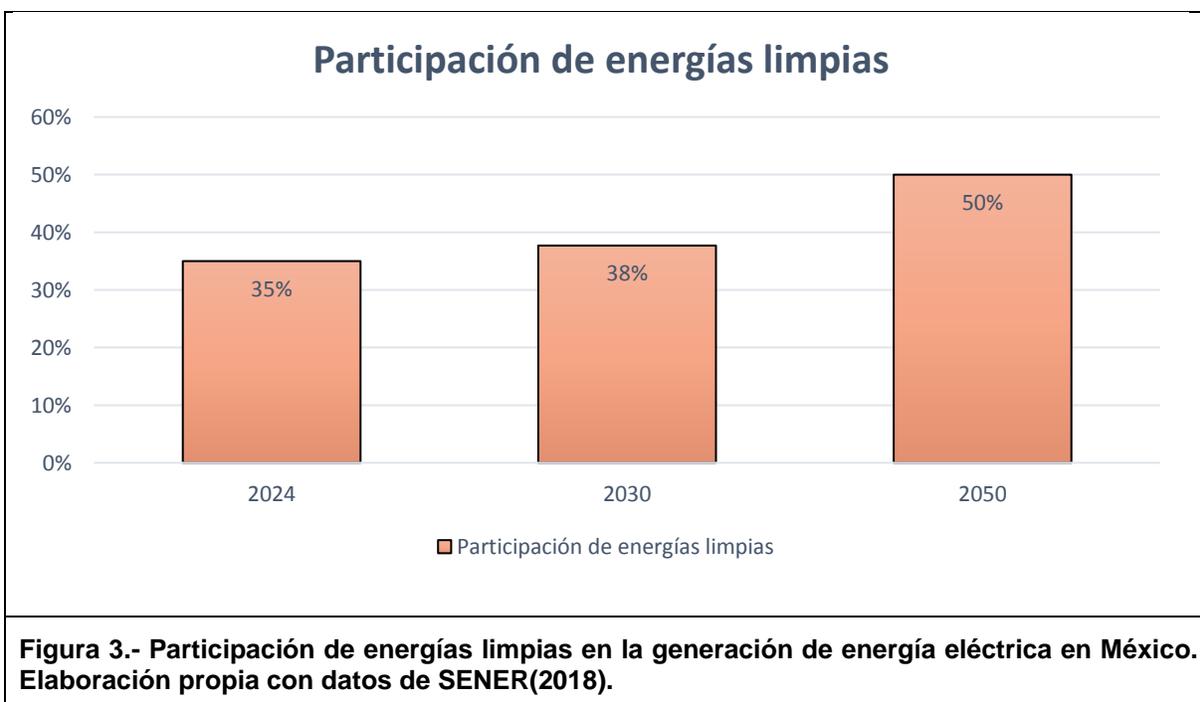
objetivo garantizar el derecho a un medio ambiente sano, al desarrollo sustentable, así como la preservación y restauración del equilibrio ecológico en el país (Cámara de diputados del H. congreso de la unión, 2016).

Ley de Transición Energética: La presente ley tiene como objeto principal regular el aprovechamiento sustentable de la energía, y establece las obligaciones en materia de producción de energía eléctrica a través de energías limpias y que promuevan la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero sin poner en riesgo la competitividad del sector energético (Cámara de diputados del H. congreso de la unión, 2015).

Ley de la Industria Eléctrica: Tiene como finalidad regular la planeación y el control del Sistema Energético Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades que competen a la industria eléctrica, además tiene como objetivo promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura, así como el cumplimiento de las metas establecidas en materia de reducción de emisiones de CO₂ adquiridas por la Nación (Cámara de diputados del H. congreso de la unión, 2014).

Las leyes mexicanas en materia de transición energética y promoción de combustibles limpios cuentan con una serie de lineamientos y metas de participación de las energías renovables en relación con el periodo del tiempo en que deben ser alcanzadas.

En la Figura 3 se muestra la gráfica que muestra las metas que debe cumplir el Sistema Eléctrico Nacional en materia de producción de electricidad a través de energías limpias.



2 PLANTEAMIENTO DE LA TESIS

2.1 Planteamiento del problema

La cantidad de energía térmica que puede ser suministrada por parte de una central termo-solar está ligada directamente a la cantidad de irradiancia que tiene disponible, como es bien sabido la irradiancia que se dispone por cada metro cuadrado varía en relación con la hora del día, generalmente teniendo valores mínimos al amanecer y anochecer y un valor máximo al medio día solar.

El sistema de producción de energía eléctrica por centrales de Ciclo Combinado se ve limitado principalmente por la cantidad de aire que ingresa a la turbina de gas, debido a que, a menor cantidad de aire, se debe quemar una menor cantidad de gas natural, teniendo como resultado una menor cantidad de fluido de trabajo que pasará por la turbina de gas y posteriormente en la caldera de recuperación de vapor.

De manera general, la temperatura ambiente es un factor importante en la operación de una central de Ciclo Combinado puesto que a medida que la temperatura se incrementa por arriba de la condición de diseño (15°C) la eficiencia de la turbina se ve disminuida en un 20% al pasar de los 15°C a los 40°C . Esto se debe principalmente a que los componentes de la turbina de gas son volumétricos esto es decir que cuentan con una capacidad de flujo constante además de que el incremento la temperatura disminuye la eficiencia de cada uno de los componentes que integran al Ciclo de gas.

Para poder satisfacer la demanda energética creciente en los días en donde se tiene una mayor temperatura ambiente se han desarrollado sistemas de incremento de potencia para centrales de Ciclo Combinado dentro de los cuales destacan el enfriamiento del aire que ingresa a la turbina de gas del Ciclo Brayton de la planta, así como sistemas de recalentamiento de los gases de exhausto de la turbina de gas para así incrementar la disponibilidad de energía para el Ciclo Rankine.

Conocer el desempeño de una central de Ciclo combinado en función de la temperatura ambiente y el tiempo horario es importante puesto que permite realizar acciones de control para poder satisfacer la demanda eléctrica en cada uno de los días del año.

Dentro de materia de sustentabilidad energética se desea conocer si la planta termo-solar acoplada a la central Agua Prieta II tiene efectos positivos en la disminución de emisiones de CO_2 al mismo tiempo de representar un sistema incrementa la capacidad de generación eléctrica de esta central, para así representar una alternativa dentro del modelo de transición hacia una economía de bajas emisiones de carbono.

2.2 Hipótesis

Hipótesis:

La instalación y operación diurna de un campo de concentradores cilíndrico parabólicos acoplados a la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, disminuye las emisiones de CO₂ que dependen de la fecha y hora de operación y que podrán ser cuantificadas anualmente.

Pregunta principal de la investigación.

En el caso particular de estudio de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II.

¿La operación de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con el mismo Ciclo Combinado que opera sin el campo termo-solar?

Pregunta secundaria de la investigación

¿La operación de la planta termo-solar en la central de Ciclo combinado Agua Prieta II representa una mayor reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero (CO₂) en relación con una repotenciación utilizando una caldera de gas natural, generando los mismos MWe que la planta termo-solar?

2.3 Objetivos de la Investigación

2.3.1 Objetivo general

Caracterizar la capacidad térmica instalada en función del tiempo durante los periodos soleados, para el campo termo-solar acoplado a la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II y evaluar la cantidad de calor que puede ser captada de acuerdo a la irradiancia incidente, para la repotenciación del Ciclo Rankine de la central, para determinar la reducción de emisiones de CO₂ anual en comparación con la obtención de calor por medio de una caldera de gas.

2.3.2 Objetivos específicos

Objetivos Particulares:

- ✚ Obtener bases de datos para el recurso solar disponible en el sitio de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II.
- ✚ Validar de los datos de irradiancia obtenidos con datos de una unidad de monitoreo ambiental.
- ✚ Desarrollar modelos termodinámicos para conocer la tasa de calor que suministra el campo termo-solar de la central Agua Prieta II con respecto a la irradiancia incidente.
- ✚ Establecer las condiciones de operación del campo termo-solar.
- ✚ Evaluar la generación eléctrica de la central Agua Prieta II, posterior a la instalación del campo termo-solar para conocer el impacto en la reducción de emisiones de CO₂.
- ✚ Comparar la reducción en las emisiones de CO₂ por parte la implementación del campo termo-solar vs una caldera de gas

2.4 Estado del arte.

De acuerdo con el estado de la técnica y en relación a estudios que permitan garantizar la novedad del presente estudio y al mismo tiempo establecer líneas de conocimiento que nos permitan con base al conocimiento previo resolver problemas que lleven al desarrollo de la sociedad actual, se consideran como importantes para el presente estudio de investigación que se muestran a continuación.

2.4.1 Integración de plantas termosolares-Ciclo Rankine vs Ciclo Combinado.

El estudio (Alqahtani & Patiño-Echeverri, 2016) muestra las ventajas del acoplamiento de plantas termosolares con centrales de Ciclo Combinado que son operadas con gas natural, la evaluación contrasta el costo normalizado de producción energética de plantas de Ciclo Combinado convencional, la operación de plantas termo solares con almacenamiento de energía y la integración de plantas termosolares al ciclo de vapor de los Ciclos Combinados, la evaluación se llevó a cabo realizando simulaciones para cinco centrales tipo ISCC que están en operación en los estados unidos, para el estudio se consideraron las condiciones climáticas (temperatura) y el recurso solar para cada una de las ubicaciones. Las ventajas que muestran las centrales de tipo ISCC son que tienen una mayor flexibilidad ya que pueden obtener más energía térmica del campo termosolar en comparación con la capacidad máxima de una turbina de gas,

Dentro del análisis del estado del arte que hace el estudio se concluye que las centrales de tipo ISCC que cuentan con plantas termo solares que contribuyen con un 12% o más en la generación eléctrica anual de la central, son económicamente más factibles que plantas termosolares de tipo canal parabólico que operan de manera independiente.

Dentro de la comparación de plantas de tipo ISCC contra plantas de Ciclo Combinado con plantas de captura de CO₂, el estudio de (Behar, Kellaf , Mohamedi, & Ait-Kaci, 2014) concluye que las centrales ISCC que cuentan con turbinas de gas con capacidades por debajo de los 110 MWe tienen un incremento en costo de generación de electricidad (LCOE) poco considerable pero representan un costo de fabricación y puesta en marcha mucho menor que la instalación de plantas de captura y secuestro de carbono en plantas de Ciclo Combinado.

La metodología que implemento el estudio fue la consideración de las plantas de tipo ISCC y NGCC más eficientes del mercado y en operación en los Estados Unidos de América, se caracterizaron campos termosolares capaces de cubrir el diez por ciento de la capacidad instalada del Ciclo Combinado y se caracterizaron generando modelos de balance materia y de energía para así simular su operación bajo diferentes condiciones de irradiación y temperatura utilizando el software Matlab™. Los resultados muestran que los la planta termo solar logra generar entre un 2.1 y 3.5 por ciento de la generación total de la central, lo cual es consistente con la licitación del campo termo solar de la central Agua Prieta II que logra generar 12 MW_e de los 397.1 nominales.

Para la obtención de datos meteorológicos y de disponibilidad de recurso solar, se utilizaron las bases de datos del National Renewable Energy Laboratory (NREL) del departamento de energía de los Estados Unidos de América.

Las conclusiones que nos da el estudio son que las plantas de tipo ISCC tienen un costo de instalación y operación poco competitivos en relación a los que ofrecen los NGCC operando con un costo de combustibles por debajo de los cuatro dólares por cada millón de la unidad británica de energía (BTU).

Las centrales de tipo ISCC demostraron tener un costo de instalación y mantenimiento menor en relación a las CSP ya que utilizan componentes de conversión energética compartidos con el Ciclo de vapor de la central del Ciclo Combinado.

Las centrales de tipo ISCC se harán rentables a medida que se considere el costo por emisión de gases de efecto combinado a la atmosfera y se compare con otras tecnologías de captura y secuestro de carbono existente.

2.4.2 Caracterización de días representativos para el recurso solar disponible.

De acuerdo al estudio (Elmohlawy et al., 2019a) se puede evaluar las condiciones de operación de una planta termo-solar realizando la caracterización de los dos días representativos más importantes, como lo son el día con mayor irradiancia y el día con menor irradiancia, esto con el fin de conocer cuál es la cantidad máxima y mínima de energía que puede aportar el sistema termo-solar. Esto es muy útil a la hora de dimensionar nuevas plantas termo-solares que se deseen acoplar a centrales de potencia.

La Figura 4 muestra los datos de manera gráfica para el recurso solar disponible para los días representativos de verano e invierno para dos centrales tipo ISCC instaladas en Italia.

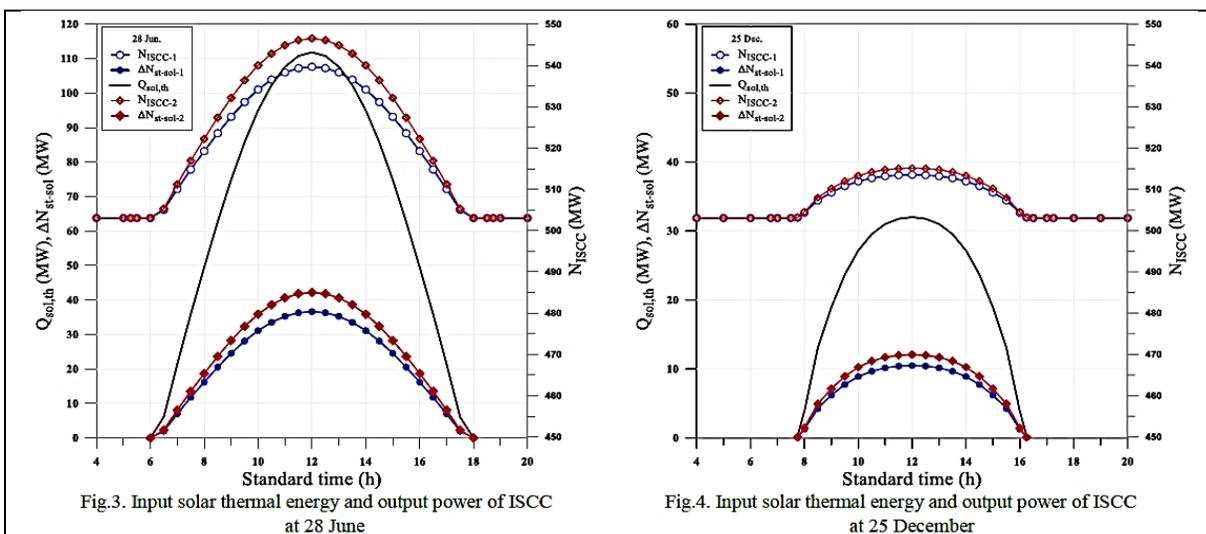
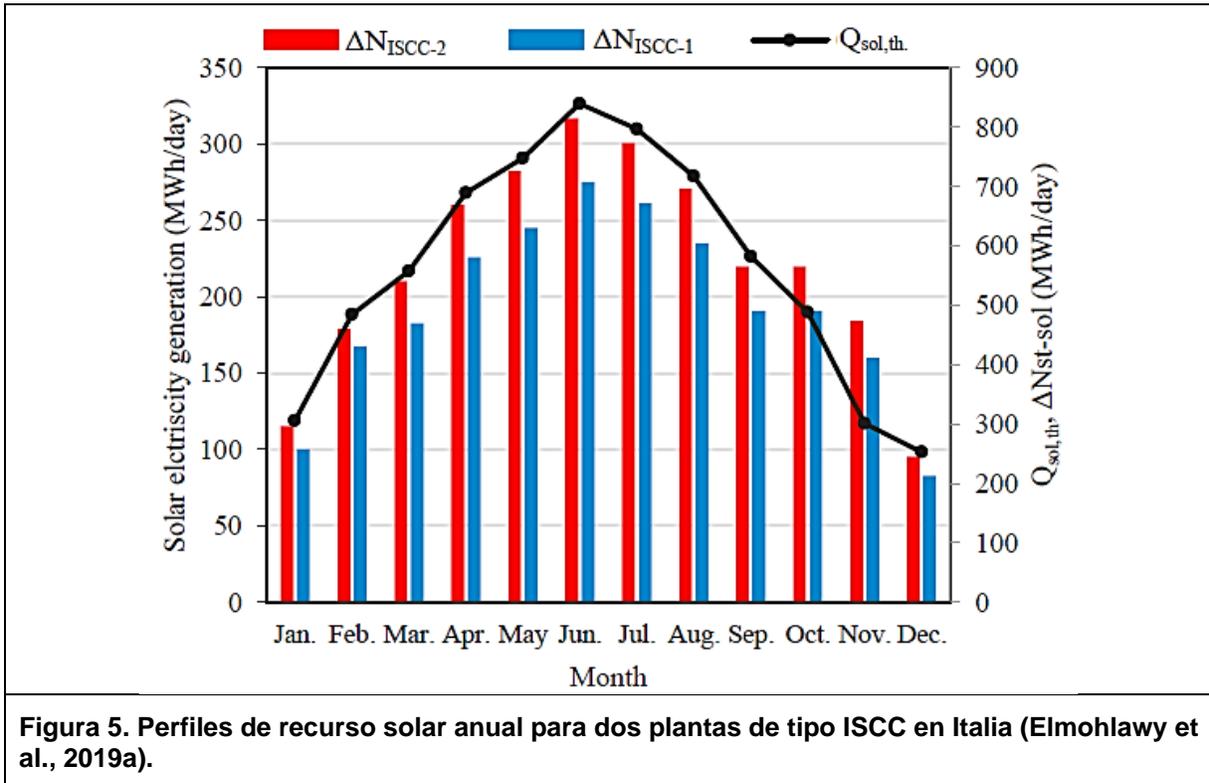


Figura 4. Perfiles de recurso solar para dos días representativos para dos plantas de tipo ISCC en Italia (Elmohlawy et al., 2019a).

De acuerdo con los datos de irradiancia se espera que la generación eléctrica en una central de Ciclo Combinado que este acoplada con una planta termo-solar tenga su punto máximo de generación eléctrica cuando la disponibilidad de recurso solar sea máxima. En la Figura 5 se presenta la gráfica se muestra el perfil anual para cada uno

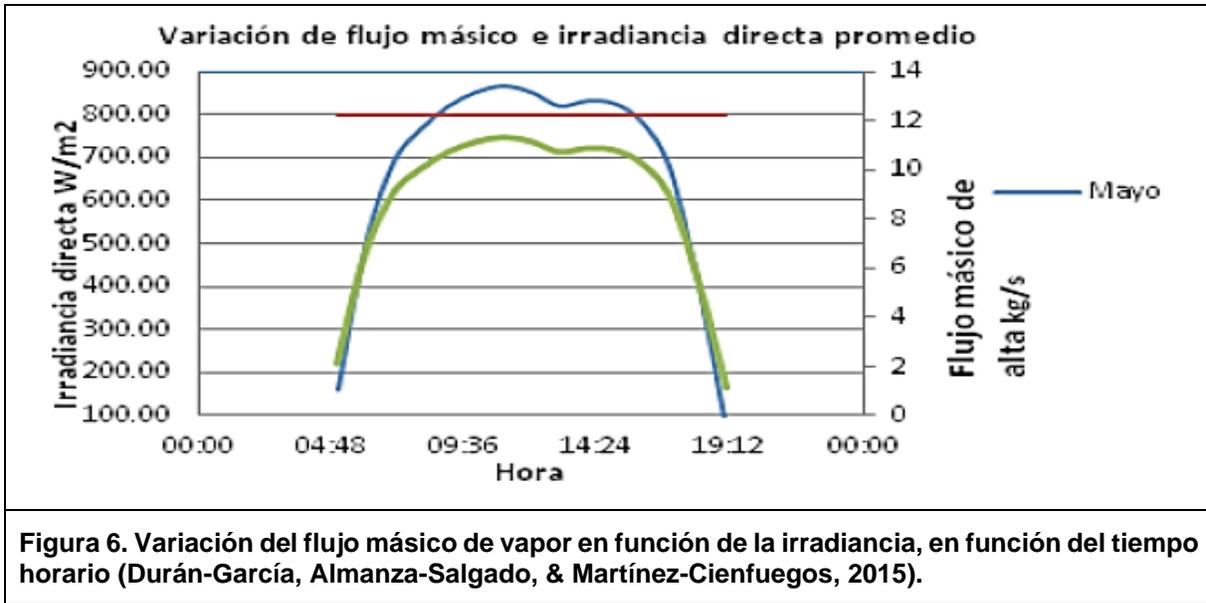
de los doce meses del año en relación a la disponibilidad de recurso termo-solar disponible para dos centrales de tipo ISCC instaladas en Italia.



2.4.3 Comportamiento del recurso solar esperado para la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II.

En el estudio de (Durán-García, Almanza-Salgado, & Martínez-Cienfuegos, 2015) se muestra la evaluación de la variación en la generación de vapor de media presión en función del recurso solar disponible para la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II. En este estudio toman en consideración el mes con mayor recurso solar (mayo) para realizar sus evaluaciones. Es de gran importancia este estudio pues muestra el flujo de vapor esperado para un día representativo del mes de mayo y es utilizado para comparar los resultados que devuelven los modelos termodinámicos que se presentan en este estudio.

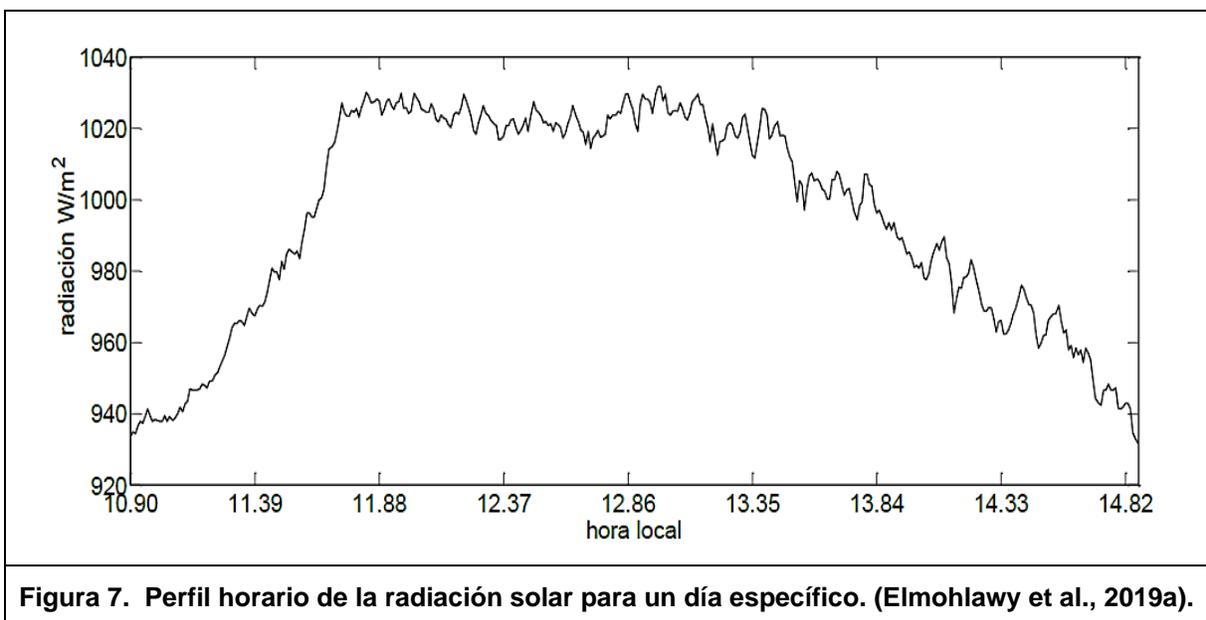
La Figura 6 muestra una gráfica de la disponibilidad del recurso solar en función del tiempo horario para la central Agua Prieta II para el mes de mayo (el mes con mayor disponibilidad de recurso solar y el promedio anual esperado en función del tiempo).



2.4.4 Generación de energía eléctrica en relación a la disponibilidad de recurso solar para una central tipo ISCC.

En relación al sitio en donde se encuentre instalada una central de Ciclo Combinado con integración termo-solar (ISCC), esta tendrá una disponibilidad de recurso solar característica que dependerá de las condiciones geográficas de la misma. El recurso solar disponible cambiará en relación a la época del año en que nos encontremos en el estudio de (Elmohlawy et al., 2019a). se muestra el perfil de radiación solar para un día en específico para una central en particular.

La Figura 7 muestra la disponibilidad de recurso solar para un día en particular por lo cual es notorio la variabilidad en el recurso solar (picos) debido a las condiciones cambiantes de nubosidad y radiación a lo largo del día.



Para poder controlar las condiciones en las cuales se encuentra el fluido de trabajo que fluye por los tubos parabólicos (aceite térmico) se han propuesto sistemas de control de temperatura del aceite térmico, el cual permite mantener la temperatura del aceite térmico en un rango adecuado. Este sistema controla la temperatura del aceite cambiando el flujo másico que se hace circular por el canal central. Basándose en la siguiente expresión:

$$Q = m \times C_p \times (\Delta T) \quad (\text{Elmohlawy et al., 2019a}).$$

La Figura 8 muestra la variación en el flujo másico que se hace circular por el concentrador solar con la finalidad de controlar las condiciones de operación del campo termo-solar.

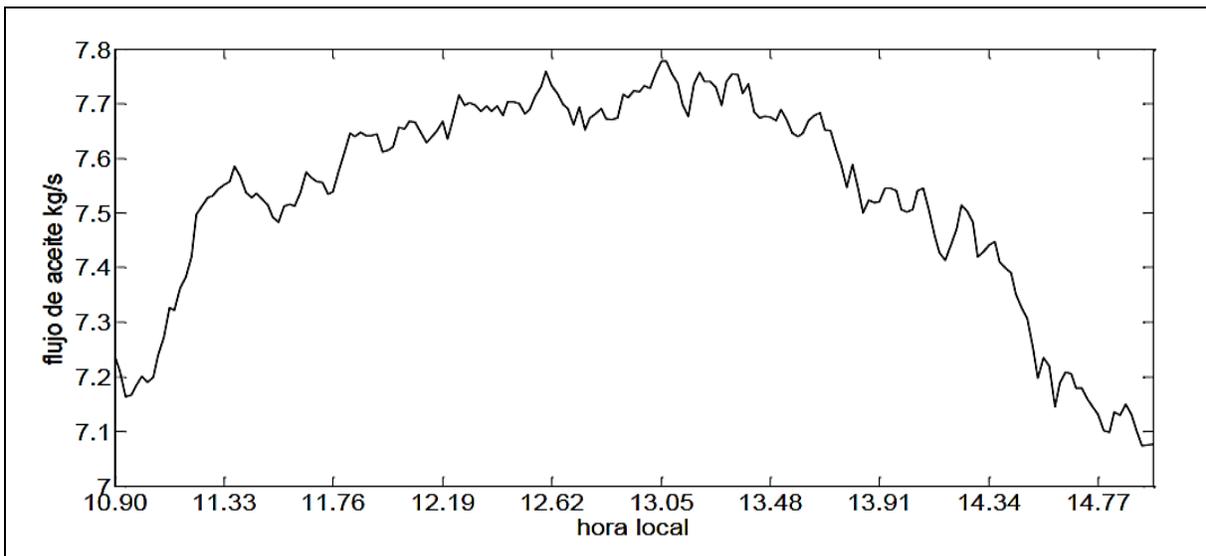


Figura 8. Variación del flujo másico de aceite térmico en función del tiempo horario (Elmohlawy et al., 2019a).

2.4.5 Generación de vapor de agua en relación al perfil horario de una central tipo ISCC.

El flujo de vapor que puede ser generado por la planta termo-solar es directamente proporcional a la energía térmica que se puede coleccionar y está a su vez corresponde directamente al flujo de aceite térmico que puede fluir en el sistema solar por unidad de tiempo.

En la Figura 9 Se muestra el flujo másico de vapor que es generado a partir de una planta termo-solar, y que es inyectado al ciclo de vapor de una central tipo ISCC en relación al perfil de radiación mostrado en la figura 3.3. Se aprecia que la mayor cantidad de flujo másico se produce entre las 12 horas y las 14 horas. Esto coincide la hora de mayor radiación solar y mayor cantidad de flujo de aceite térmico que circula por el sistema solar de (Elmohlawy et al., 2019a).

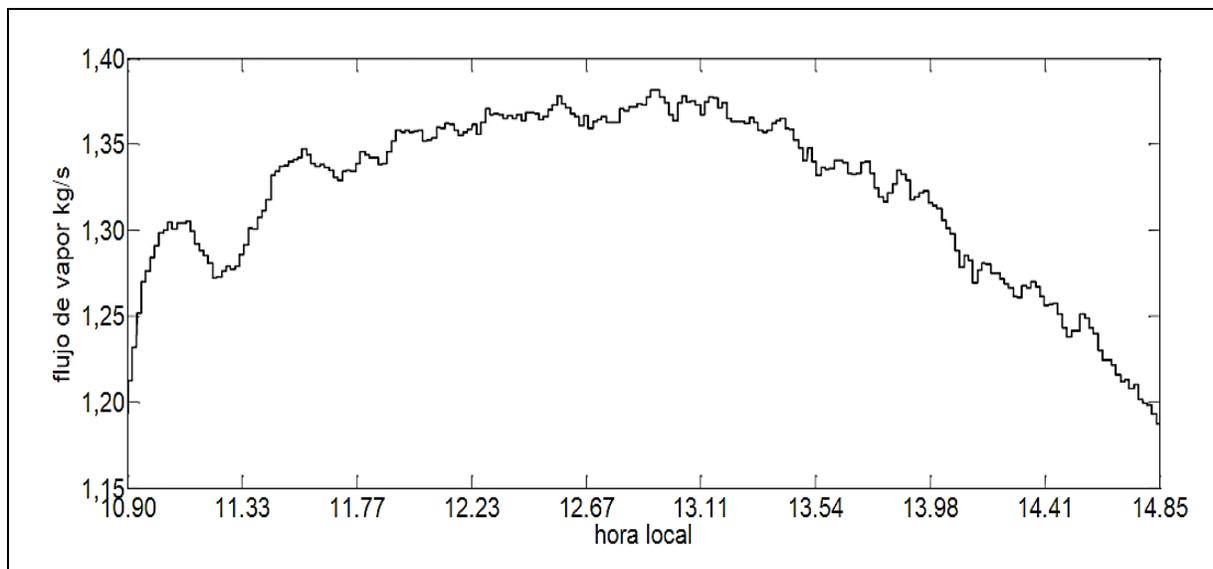


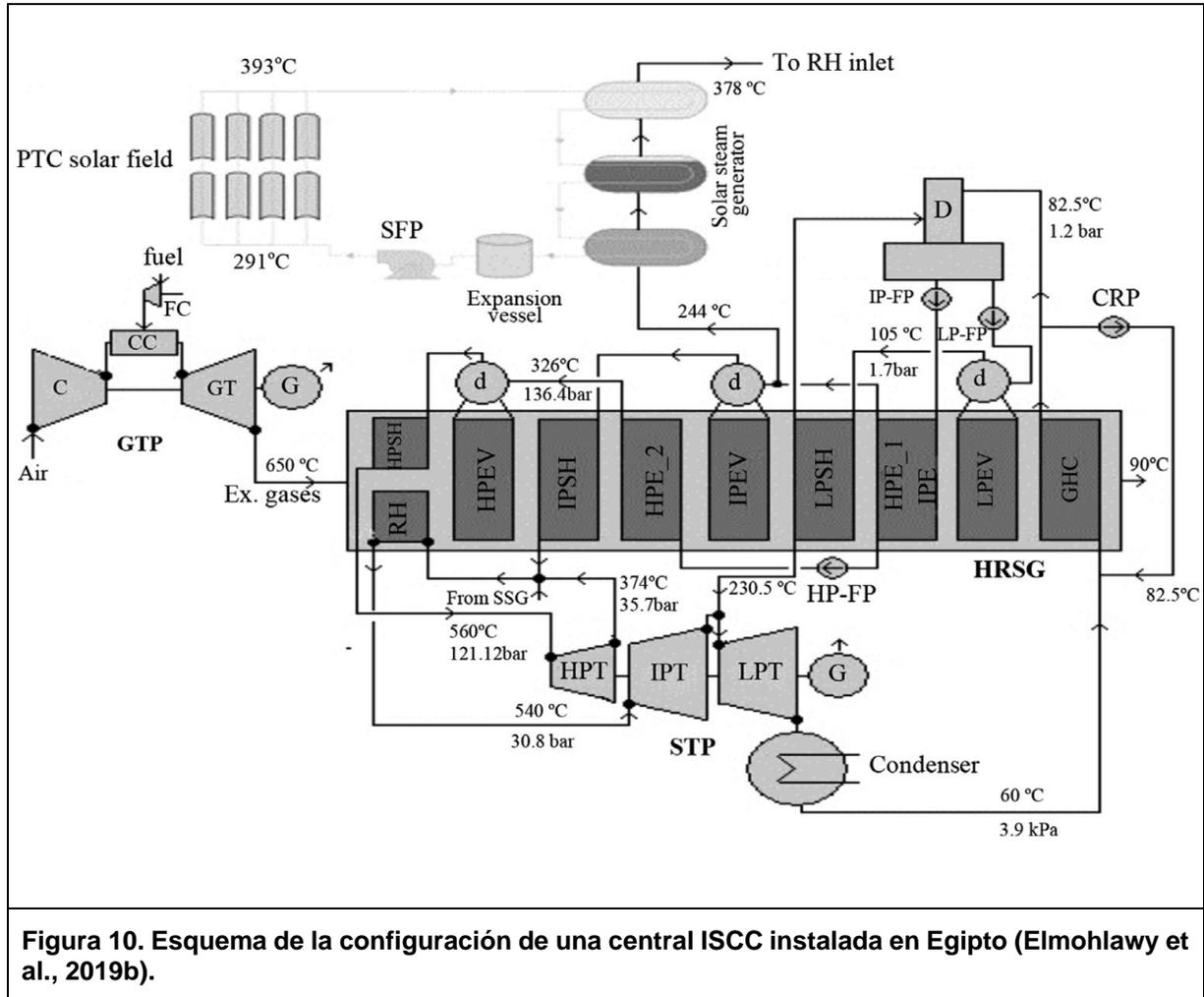
Figura 9. Variación del flujo de vapor solar en función del tiempo horario (Elmohlawy et al., 2019a).

2.4.6 Variación de la generación de vapor en función de la Irradiancia.

La generación de vapor que pueda generar la planta termo solar estará dada en función de las condiciones ambientales del sitio en donde esta esté instalada. Dentro de las variables que determinan la producción de vapor en una caldera operada con energía solar son la temperatura ambiente y la irradiancia instantánea.

En el estudio (Elmohlawy et al., 2019b) se evalúan dos centrales de Ciclo Combinado con integración solar que están operando en las condiciones climáticas de la región sur de Egipto. De las configuraciones mostradas en este estudio la primera muestra la integración de una planta termo-solar que es capaz de generar vapor de media presión para repotenciar el Ciclo Rankine de la central de potencia. Dicha configuración es equivalente a la operación de la planta termo-solar acoplada a la central de Ciclo Combinado Agua prieta II.

En la Figura 10 se muestra la configuración de la integración de una planta termo-solar acoplada a un Ciclo Combinado que se evaluó en el trabajo de investigación de (Elmohlawy et al., 2019a).



Para la evaluación termodinámica de la operación de la central, el estudio plantea el desarrollo de un modelo matemático utilizando datos para el recurso solar utilizando la base de datos de la NASA para evaluaciones meteorológicas y de recurso solar (NASA Surface Meteorology and Solar Energy). Para la realización del modelo termodinámico se utilizó el software Mathcad y fueron validados con estudios experimentales. Para el modelo termodinámico fueron consideradas las variables de locación, Irradiancia normal incidente, día del año, geometría del campo termo-solar, propiedades ópticas y temperatura ambiente promedio para días representativos del año. Se evaluaron tres días representativos en la operación de la central (mes con mayor y menor disponibilidad solar).

En la Figura 11 se muestra el comportamiento del flujo másico del fluido caloportador en la cual se muestra su relación directa con el calor que es absorbido por el sistema termosolar.

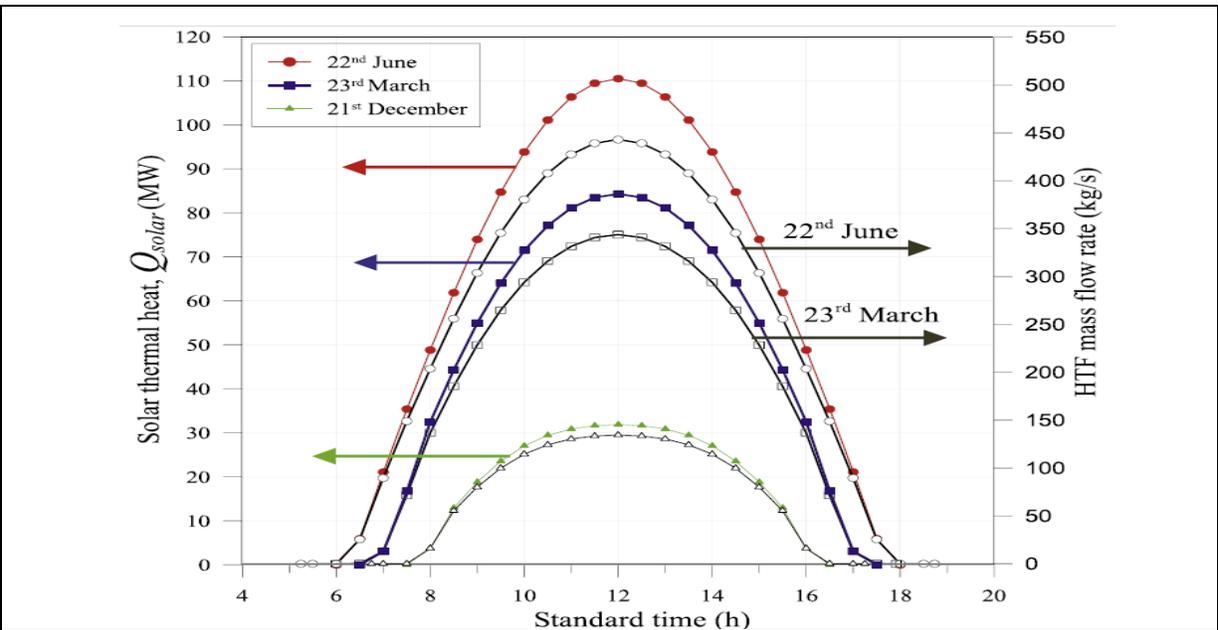


Figura 11. Variación del flujo másico en relación a la colección solar en una planta termo solar en Egipto (Elmohlawy et al., 2019b).

En el estudio también se muestra la relación de la generación de vapor con respecto del calor que es absorbido por los concentradores cilindroparabólicos, de acuerdo al estudio estos valores tienen una correlación lineal.

En la Figura 12 se muestra la relación directa entre la generación de vapor y el calor que se absorbe en una planta solar.

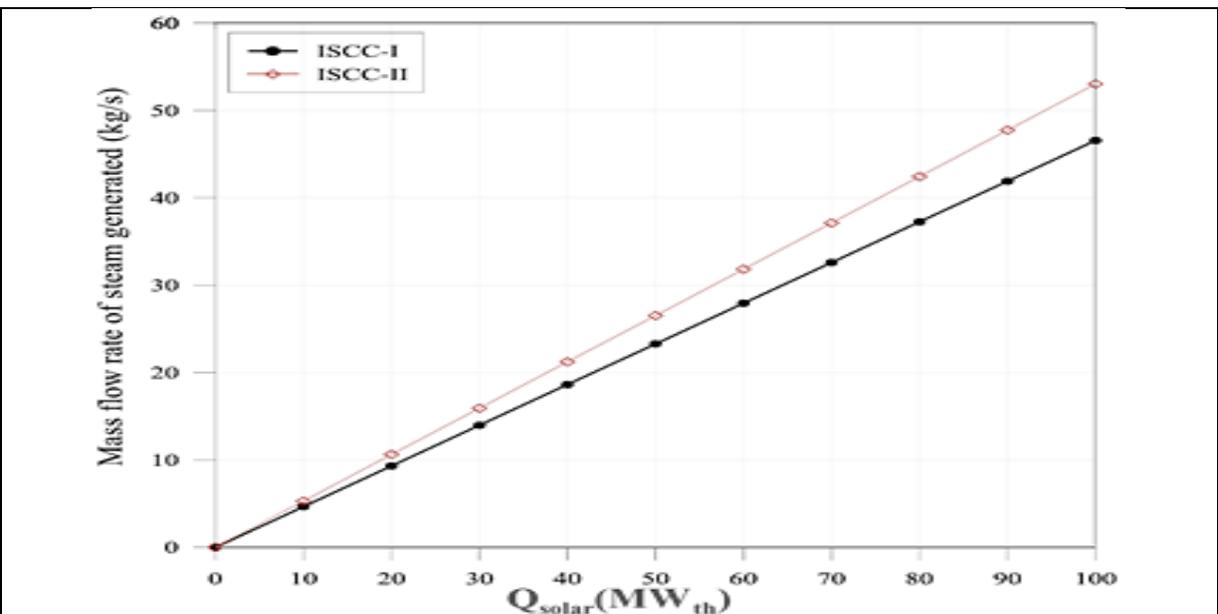


Figura 12. Variación del flujo másico en relación a la colección solar en una planta termo solar en Egipto (Elmohlawy et al., 2019b).

3 Marco teórico.

3.1 Validación de la base de datos de la NASA con datos de una unidad de monitoreo ambiental.

Para validar los valores que reporta la base de datos de la NASA se llevó a cabo a cabo una comparación de los valores de disponibilidad de recurso solar, en específico irradiación global para el año 2016. La validación consistió en evaluar los valores de irradiación que reporta la base de datos de la unidad de monitoreo ambiental del Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México.

El cálculo de la irradiación global se llevó a cabo considerando que el valor de irradiancia medida por la UMA es constante en el intervalo de tiempo entre medición y medición por lo tanto para el valor de irradiación global diaria se llevó a cabo una sumatoria de cada uno de esos resultados antes calculados para cada intervalo de tiempo. El cálculo diario mensual contempla que la sumatoria de irradiación global mensual se divide entre el número de días con los que cuenta cada mes del año respectivamente.

La Tabla 1 muestra la validación de la irradiación global promedio diaria para la ubicación del IER de Temixco en comparación a los datos reportados por la NASA en la página (National Aeronautics and Space Administration, 2020).

Tabla 1.- Comparación de los datos de la NASA utilizando los datos de la Unidad de Monitoreo Ambiental del IER de Temixco.			
Periodo	Irradiación global (kWh/m ² -día). Datos de la NASA para IER (2016)	Irradiación global (kWh/m ² -día) Datos UMA IER (2016).	Error porcentual
MES	Valor promedio diario 2016-NASA	Valor promedio mensual 2016-UMA	NASA-UMA IER (2016)
Enero	4.27	4.18	2.13%
Febrero	5.92	5.62	5.03%
Marzo	5.93	5.73	3.44%
Abril	6.89	6.64	3.58%
Mayo	6.72	6.38	5.05%
Junio	6.43	6.21	3.39%
Julio	6.74	6.62	1.74%
Agosto	6.18	5.83	5.72%
Septiembre	5.81	5.47	5.86%
Octubre	5.63	5.56	1.24%
Noviembre	5.01	4.50	10.18%
Diciembre	5.09	4.97	2.44%

Fuente: Elaboración Propia.

3.2 Modelo sinusoidal para la irradiación diaria.

Descripción del modelo sinusoidal propuesto por el presente estudio.

El modelo trigonométrico que se plantea en el presente estudio es una función sinusoidal amplificada por el valor máximo de irradiancia para el día de interés y se ha comparado con los valores que arroja el modelo global (Duffie & Beckman, 2013).

Para que la evaluación de la función sinusoidal representara la parte positiva de la función seno se definió un rango para el eje "X" que va desde cero hasta el valor de Pi.

La ecuación del modelo sinusoidal se muestra en la Ecuación 1.

$$Irradiancia_{instantanea} = \text{seno}(x - T) \times I_{M\acute{a}x} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde:

$(x - T)$: es el argumento de la función sinusoidal que ajusta la función para que el medio día solar para el día representativo de cada mes se encuentre a la misma hora, tomando como referencia el mes de junio; este valor conduce a el valor máximo de Irradiancia al medio día solar para todos los meses analizados.

$I_{M\acute{a}x}$: es el valor de la irradiancia máxima que se reporta para el día analizado.

La Ecuación 2 es la integral para la irradiancia (irradiación) y es utilizada para evaluar el recurso solar disponible para cada uno de los días de interés.

$$Irradiaci\acute{o}n_{diaria} = 2 * I_{M\acute{a}x} * \frac{h}{\pi} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde:

h: número de horas de sol por día

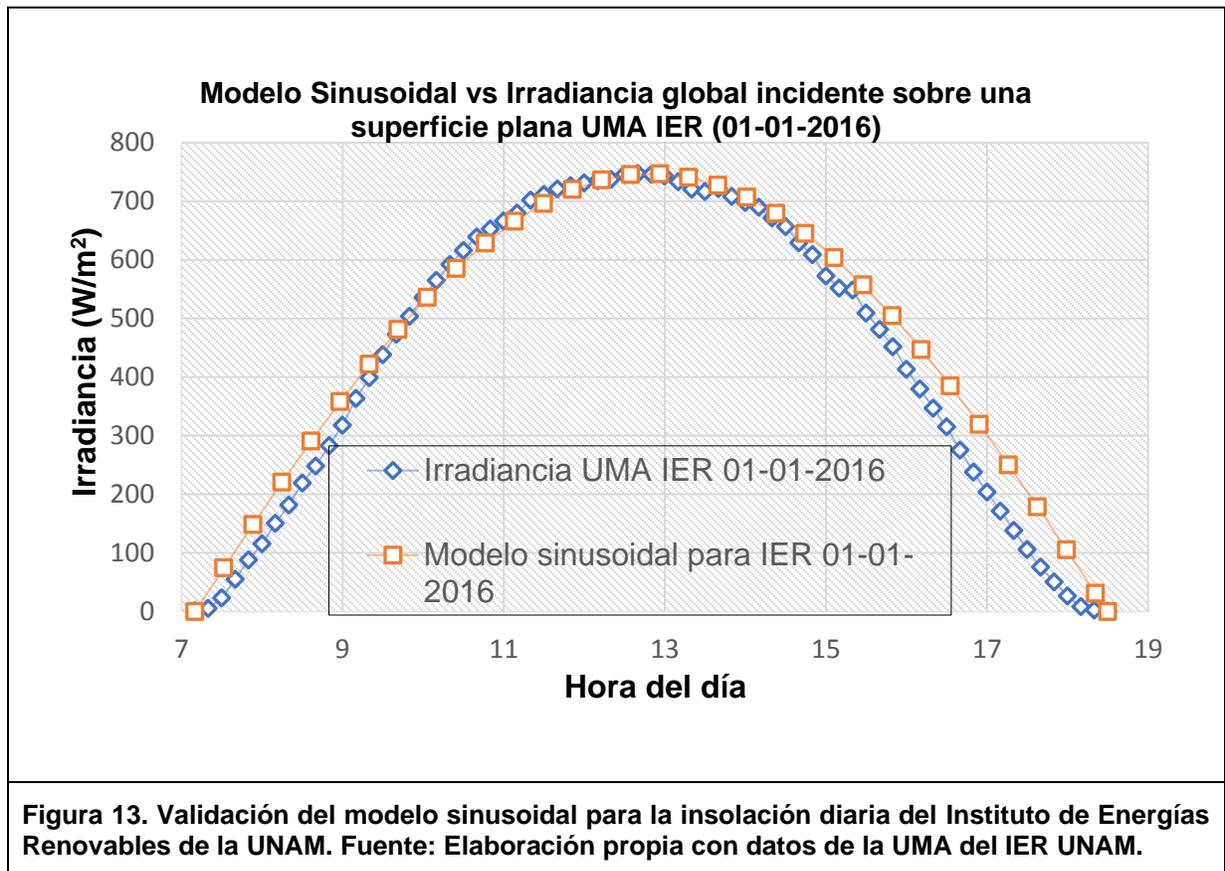
$I_{M\acute{a}x}$: es el valor de la irradiancia máxima que se reporta para el día analizado.

3.3 Validación del Modelo sinusoidal

El modelo sinusoidal descrito anteriormente fue validado utilizando datos reales de la unidad de monitoreo ambiental (UMA) del Instituto de Energías Renovables de la UNAM. Los datos de entrada al modelo sinusoidal propuesto en el presente estudio fueron los valores del número de horas con sol en ese día y el de la irradiancia global máxima incidente sobre una superficie plana, se realizó posteriormente una comparación de la irradiación global incidente calculada de manera analítica por medio del modelo sinusoidal contra los valores reportados en la base de datos del IER.

El día elegido para la validación del recurso solar fue el día primero de enero del año 2016, la evaluación del modelo sinusoidal mostró un error del 7% con respecto a la Irradiación global incidente sobre una superficie plana reportado por la unidad de monitoreo ambiental para el mismo día.

La Figura 13 muestra la gráfica del comportamiento de la irradiancia global con respecto al tiempo para el día primero de enero del año 2016.



3.4 Comparación de la irradiación global diaria del Modelo sinusoidal para los doce meses del año para el sitio Agua Prieta II:

Con la finalidad de evaluar si la función sinusoidal propuesta en este estudio cumple de manera adecuada con los datos correspondientes al recurso solar disponible para los días característicos del año, se llevó a cabo la integración de las funciones propuestas para cada mes y se comparó con los datos de Irradiación global reportados de acuerdo a los datos de la NASA para el periodo que va de julio de 1983-a junio de 2005 (National Aeronautics and Space Administration, 2020).

La Tabla 2, muestra los valores de radiación global máxima sobre una superficie plana para el sitio de la central Agua Prieta II y de la irradiación diaria global sobre una superficie plana, y se compara con el valor de la irradiación que se obtiene por el modelo sinusoidal propuesto por el presente estudio.

Tabla 2.- Validación del modelo sinusoidal con datos de irradiación global sobre una superficie plana diaria de la NASA, para el sitio de la central Agua Prieta II.

Periodo	Horas de sol por día.	Irradiancia global máxima, en una superficie plana (NASA).	Irradiación global diaria (NASA), en una superficie plana.	Irradiación global diaria, modelo sinusoidal, en una superficie plana.	Error porcentual
Mes	horas	(W/m ²)	(kWh/m ² -día)	(kWh/m ² -día)	%
Enero	10.37	472.61	3.53	3.12	11.61
Febrero	11.12	540.12	4.36	3.82	12.30
Marzo	11.98	704.09	5.92	5.37	9.29
Abril	12.93	810.19	7.20	6.67	7.37
Mayo	13.72	848.77	7.73	7.41	4.09
Junio	14.15	819.83	7.58	7.39	2.57
Julio	13.97	713.73	6.18	6.35	2.71
Agosto	13.27	704.09	5.77	5.95	3.09
Septiembre	12.38	694.44	5.61	5.47	2.44
Octubre	11.45	626.93	4.82	4.57	5.19
Noviembre	10.62	540.12	3.89	3.65	6.13
Diciembre	10.18	462.96	3.27	3.00	8.25

Fuente: (power data access viewer, 2020)

Una vez analizados los datos de Irradiancia global máxima, en una superficie plana que se calculan con la función sinusoidal, y compararlos con la Irradiancia global máxima, en una superficie plana de la NASA se encuentra que el error máximo porcentual es de 12.30 por ciento y el menor en 2.44 por ciento.

3.5 Modelo sinusoidal para la irradiación directa en el sitio de la central Agua Prieta II.

Para realizar la evaluación del desempeño del campo termo solar acoplado a la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II el valor de la irradiancia directa incidente en los colectores cilindro-parabólicos es más importante que la irradiancia global es por ello que se realizó una evaluación del modelo sinusoidal para este parámetro con respecto a los datos reportados en la base de datos de la NASA que están integrados por el valor promedio de las mediciones realizadas durante un periodo de 22 años, logrando así obtener un comportamiento representativo para el sitio de la central Agua Prieta II.

La Tabla 3 muestra los valores de irradiación directa obtenidos por el modelo sinusoidal y los reportados por la NASA para los 22 años (julio de 1983-a junio de 2005).

Tabla 3.- Valores solarimétricos de la NASA, para el sitio de la central Agua Prieta II.

Periodo	Horas de sol (NASA)	Irradiancia directa máxima en una superficie plana.	Irradiación Directa diaria (exacta) modelo sinusoidal, para una superficie plana	Irradiación Directa diaria (NASA), en una superficie plana	Diferencia %
Mes	Horas	(W/m ²)	(kWh/m ² *día)	(kWh/m ² *día)	%
Enero	10.37	269.39	1.78	2.01	-11.61%
Febrero	11.12	307.87	2.18	2.49	-12.30%
Marzo	11.98	436.54	3.33	3.67	-9.29%
Abril	12.93	518.52	4.27	4.61	-7.37%
Mayo	13.72	534.73	4.67	4.87	-4.09%
Junio	14.15	491.90	4.43	4.55	-2.57%
Julio	13.97	356.87	3.17	3.09	2.71%
Agosto	13.27	352.05	2.97	2.89	3.09%
Septiembre	12.38	388.89	3.06	3.14	-2.44%
Octubre	11.45	363.62	2.65	2.80	-5.19%
Noviembre	10.62	318.67	2.15	2.30	-6.13%
Diciembre	10.18	263.89	1.71	1.86	-8.25%

Fuente: Elaboración propia con datos de la NASA.

En la tabla 3. se observa que el error porcentual mayor se encuentra en el invierno, en específico en el mes de febrero, mientras que el mínimo se encuentra en el mes de septiembre, Este comportamiento es benéfico para el estudio ya que en el mes en el que se dispone con mayor recurso solar, es el mes en el cual la desviación con respecto al valor reportado es menor.

3.6 Ajuste del número de horas de cada día representativo de los doce meses del año.

El presente estudio propone un modelo sinusoidal para obtener la irradiación diaria para cada día representativo del año.

Del modelo sinusoidal que se propone en el presente estudio se puede obtener el valor del área bajo la curva de la función el cual representa la irradiación diaria, el valor que determina la amplitud de la función es el número de horas de sol por día, de la función se puede despejar el valor del tiempo (números de horas de sol por día) quedando de la siguiente manera.

$$h = 2 * I * \frac{\text{Irradiación}_{diaria} [W]}{2 * I_{M\acute{a}x}} * \pi \quad \text{Ecuación (3) (Duffie \& Beckman, 2013).}$$

Donde:

h : número de horas de sol por día.

$I_{M\acute{a}x}$: es el valor de la irradiancia máxima que se reporta para el día analizado.

$\text{Irradiación}_{diaria}$: es el valor de la irradiación que se tiene reportada para el día de interés.

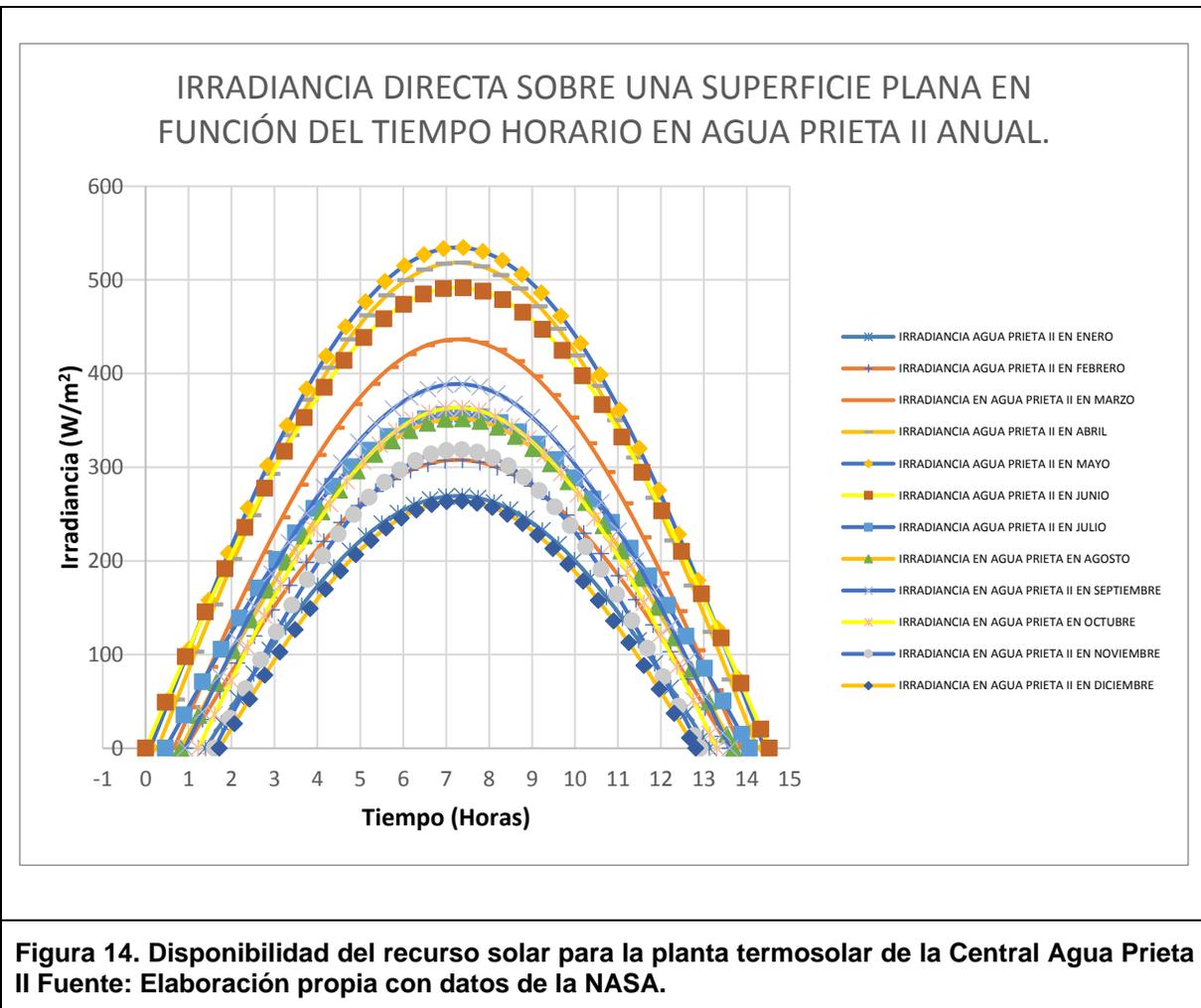
En la Tabla 4 se muestra la tabla con el ajuste del número de horas de sol por día para que el valor de la irradiación que se obtiene por medio del modelo sinusoidal sea igual a la reportada por la NASA.

Tabla 4.- Irradiación directa diaria ajustada, para el sitio de la central Agua Prieta II.				
Periodo	Horas de sol (de acuerdo a modelo Sinusoidal)	Irradiación Directa diaria (exacta) modelo sinusoidal, para una superficie plana.	Irradiación Directa diaria (NASA), en una superficie plana.	Diferencia %
Mes	Horas (h)	(kWh/m ² *día)	(kWh/m ² *día)	%
Enero	11.73	2.01	2.01	0.00%
Febrero	12.68	2.49	2.49	0.00%
Marzo	13.21	3.67	3.67	0.00%
Abril	13.96	4.61	4.61	0.00%
Mayo	14.31	4.87	4.87	0.00%
Junio	14.52	4.55	4.55	0.00%
Julio	13.60	3.09	3.09	0.00%
Agosto	12.87	2.89	2.89	0.00%
Septiembre	12.69	3.14	3.14	0.00%
Octubre	12.08	2.80	2.80	0.00%
Noviembre	11.31	2.30	2.30	0.00%
Diciembre	11.09	1.86	1.86	0.00%

Fuente: Elaboración propia con datos de la NASA.

De acuerdo al modelo sinusoidal que evalúa la irradiación diaria en función a la irradiación máxima (irradiación al medio día) y el número de horas con sol por día, en los meses de verano el ajuste que se debe hacer en el número de horas para empatar el valor con la base de datos de la NASA para ubicación de la central Agua Prieta II es menor en comparación con los demás meses del año, lo cual es importante debido a que en estos meses se tiene una mayor disponibilidad de recurso solar.

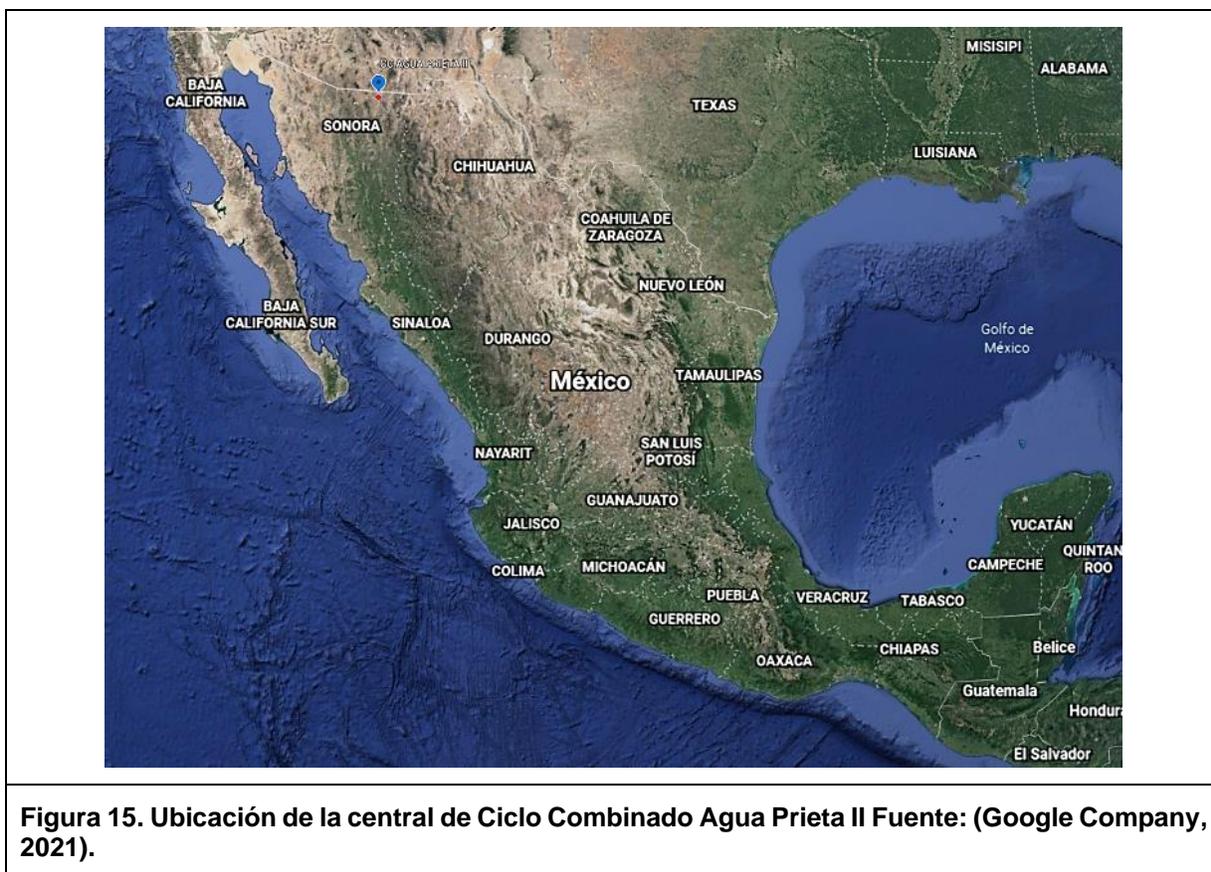
En la Figura 14 se muestra el comportamiento de la irradiancia máxima en cada uno de los meses y también del número de horas con sol al día. De acuerdo al modelo sinusoidal la irradiación está representada con el área bajo la curva para cada uno de los doce meses del año.



4 Descripción de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II.

La central de Ciclo Combinado Agua Prieta II está situada en el Fresnal, municipio de Agua Prieta, Sonora. Sus coordenadas cartesianas son: $31^{\circ}13'37''$ latitud norte y $109^{\circ}36'27''$ longitud oeste, de acuerdo al documento de manifestación de Impacto ambiental modalidad particular de la central Agua Prieta II. (C.F.E, 2008).

En la Figura 15 se presenta el mapa de la república mexicana en el cual se muestra la ubicación de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II.



La central de Ciclo Combinado Agua Prieta II es una central de tipo Ciclo Combinado, el cual está constituido por la integración de los Ciclos termodinámicos diferentes, un Ciclo de gas, también llamado Ciclo Brayton y un Ciclo de vapor o Rankine. El objetivo principal de la operación de la Central Agua Prieta II, es satisfacer la creciente demanda energética de la región noroeste del país. La planta termosolar incorporada a la central Agua Prieta II ha sido desarrollada por la empresa privada Abengoa y ha sido diseñada para repotenciar el Ciclo de vapor con hasta 12 MWe en el punto de mayor disponibilidad solar (C.F.E, 2008).

4.1 Características técnicas de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II

La central de Ciclo combinado está conformada principalmente por dos turbinas de gas que unen su exhausto y potencian un ciclo de vapor con una turbina que repotencia la potencia de la central. Las características técnicas de la central se describen a continuación y fueron obtenidas del estudio (Celis Cuevas, 2013).

4.1.1 Turbina de Gas.

- Turbina de gas: Está conformada por dos turbinas de gas tipo M501F fabricadas por *Mitsubishi Heavy Industries*, y su capacidad es de 170 MW cada una, están equipadas con un enfriador evaporativo, el cual disminuye la temperatura a la cual ingresa el aire logrando así el abatir el efecto negativo que tiene la misma en la eficiencia de la turbina de gas.

4.1.2 Turbina de Vapor.

- Turbina de vapor: La central tiene una turbina de vapor fabricada por *Mitsubishi Heavy Industries* con los siguientes parámetros:
 - Capacidad nominal de 195.5 MW
 - Presión del vapor principal 119.8 bar
 - Temperatura del vapor principal 566 °C
 - Temperatura del vapor recalentado 566 °C
 - Presión de vapor de baja presión 4.628 bar
 - Velocidad de la flecha 3600 rpm

4.1.3 Caldera de recuperación de calor.

- Caldera de recuperación de calor: El recuperador de calor fue diseñado e instalado acorde a la central para permitir la operación continua del Ciclo Rankine con los gases de escape de la turbina de gas en todo rango y condiciones ambientales. Así mismo debe operar con los requisitos establecidos por la turbina de vapor y soportar los cambios de las condiciones de operación.

4.1.4 Turbina de Gas.

- Aerocondensador: Dadas las condiciones climatológicas del sitio, se optó por la utilización de un aerocondensador con los siguientes parámetros de operación:
 - Flujo de diseño 483100 kg/h
 - Presión de operación 15 kPa manométricos
 - Temperatura de operación 57°C

4.2 Licitación de la Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II.

El proyecto de manufacturación y puesta en marcha de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, fue llevado a cabo por la empresa MYTSUBISHI POWER SYSTEMS AMERICAS, INC. La licitación de la central Agua Prieta II describe las características técnicas y el desempeño que debe garantizar los equipos instalados.

Dentro de los componentes de la central Agua Prieta II destacan un sistema de enfriamiento tipo fogging que logra disminuir la temperatura del aire que ingresa a las dos turbinas de gas, una planta termosolar conformada por concentradores cilindroparabólicos que logra repotenciar a la central con hasta 12 MWe considerando la máxima disponibilidad de recurso solar.

El Ciclo de Vapor de la planta Agua Prieta II cuenta con tres niveles de presión, alta presión (111.32 bar), media presión (25.51 bar), y baja presión (4.24 bar) (ESTUDIO DE RIESGO C.F.E. 171 CC AGUA PRIETA II CON CAMPO SOLAR, s.f.).

4.2.1 Condiciones de diseño para la operación de la Central Agua Prieta II.

Las condiciones de diseño bajo las cuales el fabricante caracterizo la planta Agua Prieta II son las siguientes (Celis Cuevas, 2013):

- Altura= 1200 MSNMM
- Humedad relativa= 34.3%
- Presión ambiental= 0.8723 bar
- Temperatura ambiente (bulbo seco) = 35°C

La licitación de la central garantiza el que el desempeño de la Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, operando bajo las siguientes condiciones de diseño es (Celis Cuevas, 2013):

- ✚ Potencia Bruta Ciclo Brayton: 258.8 MWe (129.4 MWe Por cada turbina de gas)
- ✚ Potencia Bruta Ciclo Rankine: 138.3 MWe
- ✚ Potencia Bruta Planta Solar: 12 MWe

La figura 16 muestra el diagrama de bloques que representa la configuración bajo la cual fue diseñada la Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II y que ha sido tomada en cuenta como caso base del presente estudio.

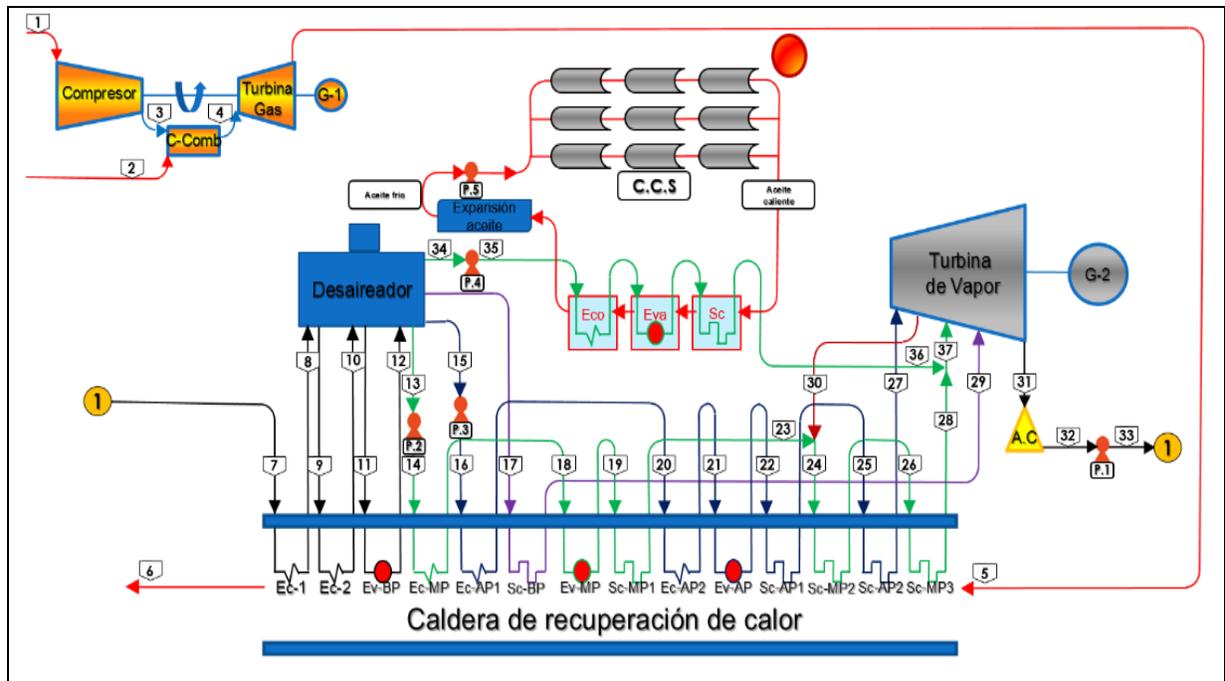


Figura 16. Diagrama de Bloques de la central Agua Prieta II. Fuente: elaboración propia con datos de licitación extraída de (Celis Cuevas, 2013).

4.3 Efecto de las condiciones ambientales en el desempeño de una Turbina de Gas (Ciclo Brayton).

A través del tiempo la industria eléctrica ha podido notar con base a estudios realizados, y a la experiencia obtenida durante la operación de las plantas, que las condiciones ambientales repercuten en el desempeño de un Ciclo Brayton. Los reportes por parte de los fabricantes sobre cómo es que afectan las condiciones ambientales en una turbina de gas son publicados en la revista comercial: (Gas Turbine World Handbook, 2017).

4.3.1 Condiciones estándares (ISO) para el diseño de equipos de generación eléctrica.

Las condiciones de diseño estándares en las cuales se basan los fabricantes de equipamiento originales (OEM por sus siglas en inglés) para hacer los reportes de los desempeños de sus equipos son las condiciones (ISO): temperatura del aire ambiente de 59°F (15°C), una presión atmosférica de 14.7 psia (1.015 bar), una altura igual a 0 MSNMM y una Humedad relativa del 60%.

Las condiciones ISO antes mencionada son utilizadas como referencia para poder diseñar una central de generación eléctrica, una vez que el concesionario de la licencia realiza la puesta en operación de la central, la variable que sufre cambios significativos en su valor es la temperatura, mientras que la altura media sobre el nivel del mar (NSNMM) se mantiene constante y la presión atmosférica varía mínimamente (Gas Turbine World Handbook, 2017).

4.3.2 Ajuste de los valores esperados para el desempeño de un Ciclo Brayton operando a condiciones ambientales y de sitio no estándares.

Estos factores de ajuste, son comúnmente utilizados en la industria eléctrica como regla empírica para estimar el desempeño actual de una turbina de gas, la cual se encuentra operando en condiciones no controladas, como lo son las variaciones en las condiciones ambientales, las cuales son diferentes a las establecidas como estándares ISO. Estos factores de ajuste están principalmente ligados a los siguientes parámetros (Gas Turbine World Handbook, 2017):

- ✚ Temperatura ambiente: se espera la reducción de la eficiencia del Ciclo Brayton en un 0.1% por cada 1°F (0.85°C) en que la temperatura ambiente se incremente por encima de los 59°F (15°C). El efecto contrario se espera cuando la temperatura ambiente sea menor de los 15°C.
- ✚ Elevación del sitio: La elevación de la planta de Ciclo Brayton tiene un efecto mínimo en la eficiencia del mismo, sin embargo, por cada 1000-ft (304.8 MSNMM) de elevación, se espera que la potencia se reduzca en un 3.5%.
- ✚ Tipo de combustible utilizado: Otro factor importante es el combustible que se alimenta a la turbina de gas, puesto que se ha observado que la utilización de gas natural tiene una producción de potencia 2% mayor en comparación a los demás destilados del petróleo.
- ✚ Pérdidas por caída de presión en la descarga de la turbina: Por cada pulgada en que la presión de descarga de la turbina se vea disminuida, en relación con la presión de diseño del equipo, se espera que la potencia de la turbina disminuya en 0.4% y la eficiencia se reduzca un 0.1%.

4.4 Base de datos para la temperatura ambiente en el sitio de la central Agua Prieta II

Para llevar a cabo la simulación de la operación de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II a lo largo de un año, en este trabajo se definieron las características que son consideradas como un año típico meteorológico para el sitio en el que está instalada la central Agua Prieta II.

Para llevar a cabo la caracterización del comportamiento de la temperatura ambiente para un año típico se consultaron las bases de datos del Instituto Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) el cual nos brinda la posibilidad de utilizar los datos que devuelven sus satélites.

El apartado del instituto que brinda dicha información es la Base Nacional de Radiación Solar “NSRDB” por sus siglas en inglés, la cual brinda una colección de datos que representan mediciones que se realizan cada hora o cada media de las variables más importantes para el dimensionamiento solar y de igual manera se colectan las mediciones meteorológicas (National Renewable Energy Laboratory, 2020).

Los valores reportados en la base de datos “NSRDB” se obtienen mediante un modelo que utiliza mediciones de una red de satélites geoestacionarios interconectados, la cantidad de datos que analiza dicha red proporciona la fiabilidad suficiente para estimar las condiciones meteorológicas que se espera que tenga la región que es analizada.

La Tabla 5 muestra los valores de las temperaturas máximas y mínimas que se reportan en la NSRDB para el sitio en el que se encuentra la central Agua Prieta II.

Tabla 5.- Temperaturas promedio para el sitio de la central Agua Prieta II de acuerdo a su UMA.		
Mes	Temperatura máxima promedio NREL [K]	Temperatura mínima promedio NREL [K]
Enero	290.1	275.3
Febrero	289.2	274.4
Marzo	294.2	277.5
Abril	299.2	282.2
Mayo	304.1	286.3

Junio	309.3	291.3
Julio	306.4	294.4
Agosto	305.7	292.8
Septiembre	305.4	291.8
Octubre	300.0	285.2
Noviembre	294.7	279.8
Diciembre	288.6	275.5
Fuente: Elaboración propia con datos de (ESTUDIO DE RIESGO C.F.E. 171 CC AGUA PRIETA II CON CAMPO SOLAR).		

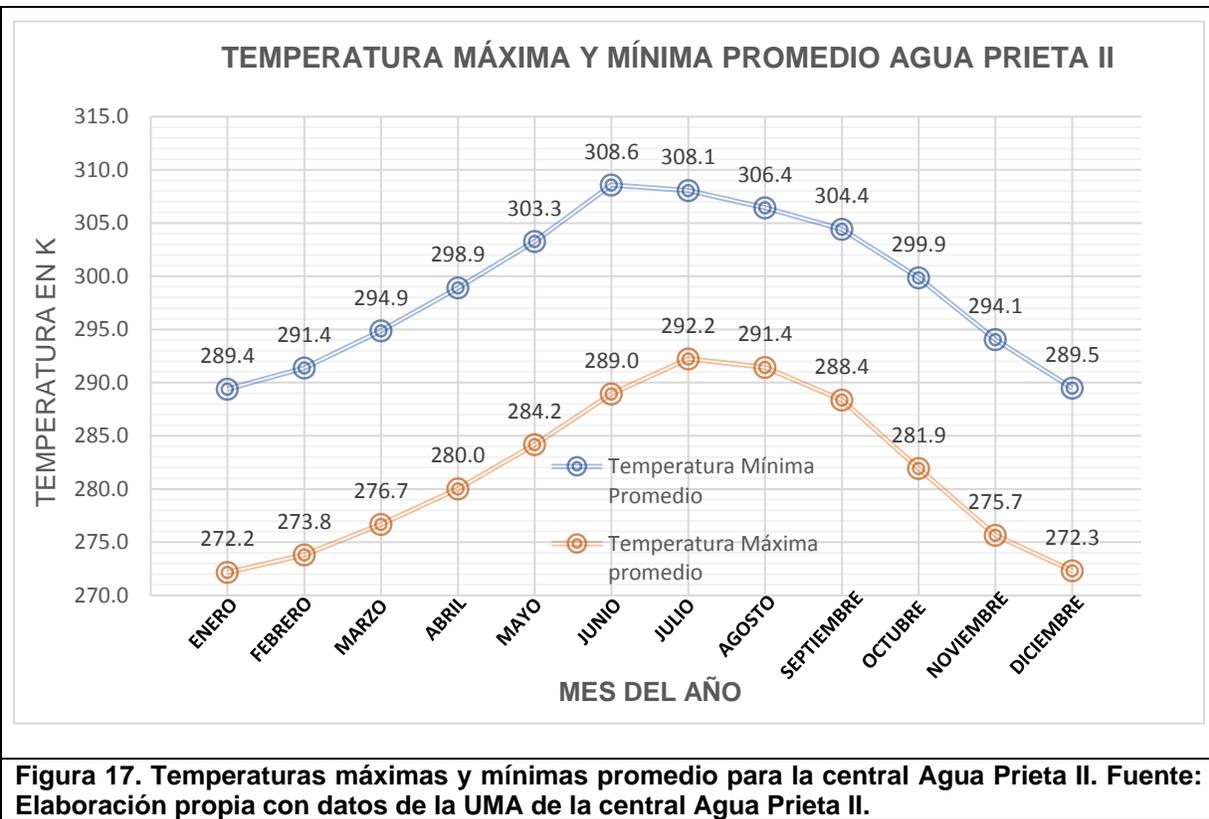
Para realizar la caracterización del valor de la temperatura ambiente para un año típico, se llevó a cabo un análisis de datos, el cual consistió en obtener el valor de la temperatura promedio para cada hora del día, realizando 24 iteraciones por el número de días con los que cuenta cada mes, obteniendo así un día representativo por mes del año.

La base de datos obtenida por su extensión se incorpora en los anexos del presente documento, teniendo así los valores de temperatura y recurso solar disponible para cada hora de cada día representativo del año.

4.4.1 Validación de la base de datos de temperatura con una Unidad de Monitoreo Ambiental.

Para la validación de los valores de temperatura que reporta el NREL se utilizaron los datos que reporta el estudio de análisis de riesgo de la propia central, la cual reporta valores de temperatura promedio que datan desde el año 1961 hasta el año 2004 (ESTUDIO DE RIESGO C.F.E. 171 CC AGUA PRIETA II CON CAMPO SOLAR, s.f.).

En la Figura 17 se muestra el comportamiento de la temperatura máxima y mínima promedio que reporta la UMA de la central Agua Prieta II.



Realizando la comparación entre los valores que reporta la Unidad de Monitoreo Ambiental de la Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, se encontró que el error porcentual para la temperatura máxima promedio es de 0.05% mientras que para temperatura mínima es de 0.85%

Tabla 6.- Temperaturas promedio para el sitio de la Central Agua Prieta II UMA-NREL-tmy.

Mes	Temperatura máxima promedio NREL [K]	Temperatura mínima promedio NREL [K]	Temperatura máxima promedio UMA AP II [K]	Temperatura mínima promedio UMA AP II [K]	Error % temperatura máxima	Error % temperatura mínima
Enero	290.1	275.3	289.4	272.2	0.2%	1.2%
Febrero	289.2	274.4	291.4	273.8	-0.7%	0.2%
Marzo	294.2	277.5	294.9	276.7	-0.2%	0.3%
Abril	299.2	282.2	298.9	280.0	0.1%	0.8%
Mayo	304.1	286.3	303.3	284.2	0.3%	0.7%

Junio	309.3	291.3	308.6	289.0	0.2%	0.8%
Julio	306.4	294.4	308.1	292.2	-0.5%	0.7%
Agosto	305.7	292.8	306.4	291.4	-0.2%	0.5%
Septiembre	305.4	291.8	304.4	288.4	0.3%	1.2%
Octubre	300.1	285.2	299.9	281.9	0.1%	1.2%
Noviembre	294.7	279.8	294.1	275.7	0.2%	1.5%
Diciembre	288.6	275.5	289.5	272.3	-0.3%	1.2%

Fuente: Elaboración propia con datos de la UMA de la central Agua Prieta II y del NREL.

5 Impacto solar.

5.1 Teoría de captación solar (Obtención del modelo para el cálculo del recurso solar disponible para cada día representativo del año).

De acuerdo al modelo sinusoidal propuesto por el presente estudio las variables de entrada para poder conocer la disponibilidad de recurso solar por cada día del año son: la cantidad de horas de sol que se tienen en cada día y el valor de la irradiancia Máxima para el mismo.

De igual forma si deseamos conocer la irradiancia instantánea en cualquier hora del día y para cualquier día del año, se puede obtener ingresando los valores correspondientes para ese día. Esto es de gran utilidad para obtener el recurso solar disponible para un componente de captación de energía solar operando bajo condiciones de operación similares a las de sitio de la central Agua Prieta II.

5.1.1 Ajuste Sinusoidal para las horas de sol por día.

Para poder llevar a cabo la evaluación del efecto de la reducción en las emisiones de CO₂ debido al acoplamiento de la planta termo-solar con la que cuenta la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, es necesario conocer el perfil del número de horas con recurso solar por día. De acuerdo a la base de datos de la NASA para los últimos 22 años (National Aeronautics and Space Administration, 2020).

Se propone en el presente estudio realizar la evaluación para el número de horas con sol utilizando un ajuste sinusoidal, la primera aproximación que se realizó fue utilizando el Software Origin™, en la Figura 18 se muestra el comportamiento del recurso solar y el modelo sinusoidal que sugiere Origin™.

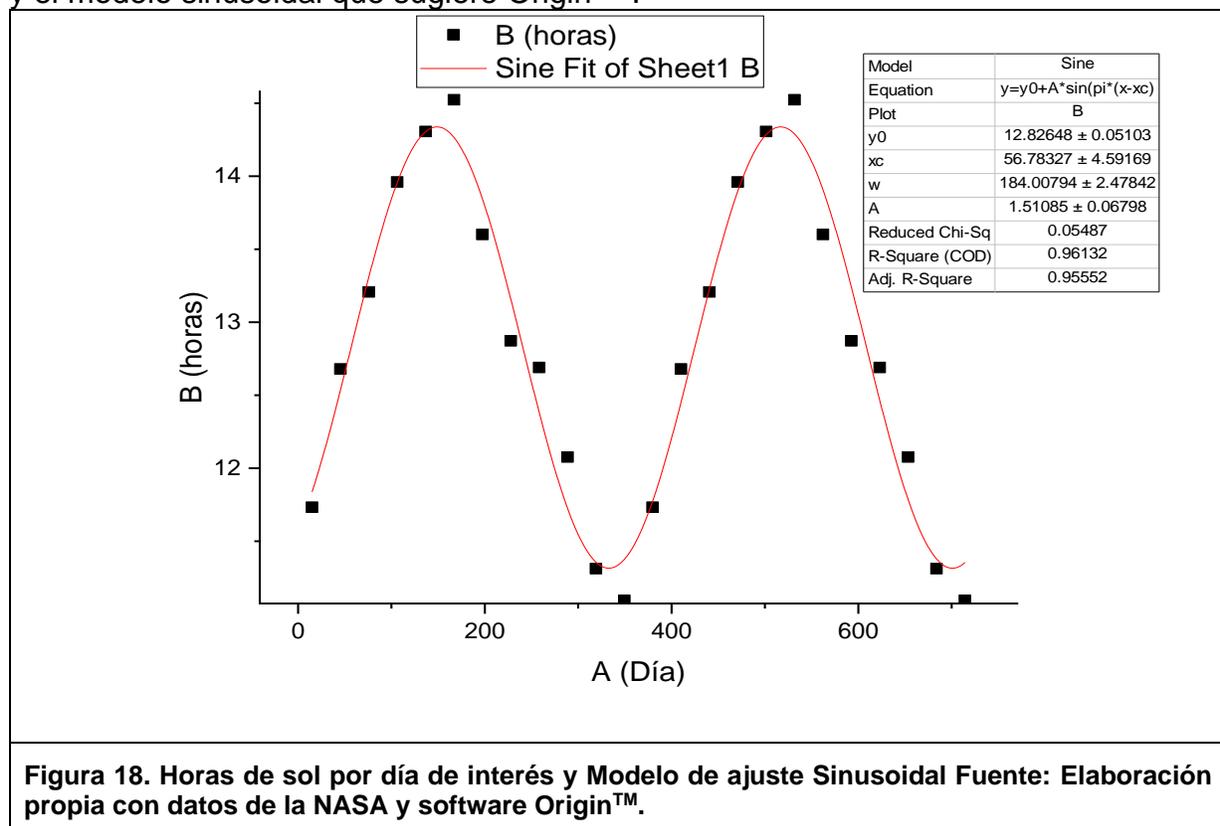


Figura 18. Horas de sol por día de interés y Modelo de ajuste Sinusoidal Fuente: Elaboración propia con datos de la NASA y software Origin™.

Como se aprecia en la Figura 18 los cuadros en negro representan los valores de la base de datos para el número de horas de sol por cada día. Y en la línea roja se muestra la función seno que propone el Software Origin TM.

Una vez obtenido el ajuste del Software Origin TM se llevó a cabo una optimización de la función seno, cambiado sus argumentos utilizando Excel y en particular con funciones objetivo para emparar con los máximos y mínimos reportados en la base de datos.

La figura 19 muestra la gráfica del ajuste realizado en una hoja de cálculo y se observa que los mínimos y máximos coinciden con los valores esperados.

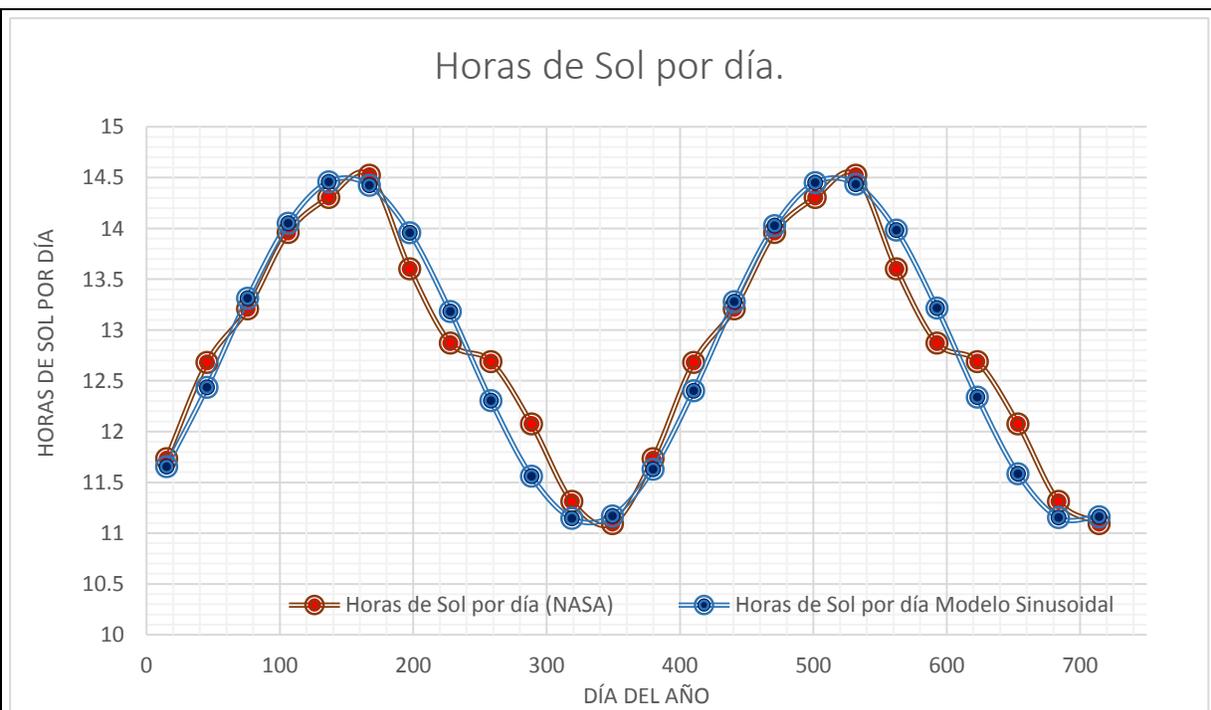


Figura 19. Ajuste Sinusoidal para las horas de sol por día de interés. Fuente: Elaboración propia con datos de la NASA.

5.1.2 Irradiancia directa máxima de acuerdo a un ajuste sinusoidal-exponencial.

Como muestra el modelo sinusoidal, es necesario conocer el valor de la irradiancia máxima para cada uno de los treientos sesenta y cinco días del año.

Para poder conocer dicho comportamiento, el presente estudio propone realizar un ajuste de tipo sinusoidal que esta atenuado por una función exponencial que representa la irradiancia al medio día para cada uno de los días del año.

Para realizar dicho ajuste sinusoidal se utilizó el Software Origin TM y se le ingresaron los datos de la irradiancia máxima promedió para los once meses del año (se excluyó enero para un mejor comportamiento del modelo Sinusoidal) en la Figura 20 se muestra dicho ajuste gráficamente.

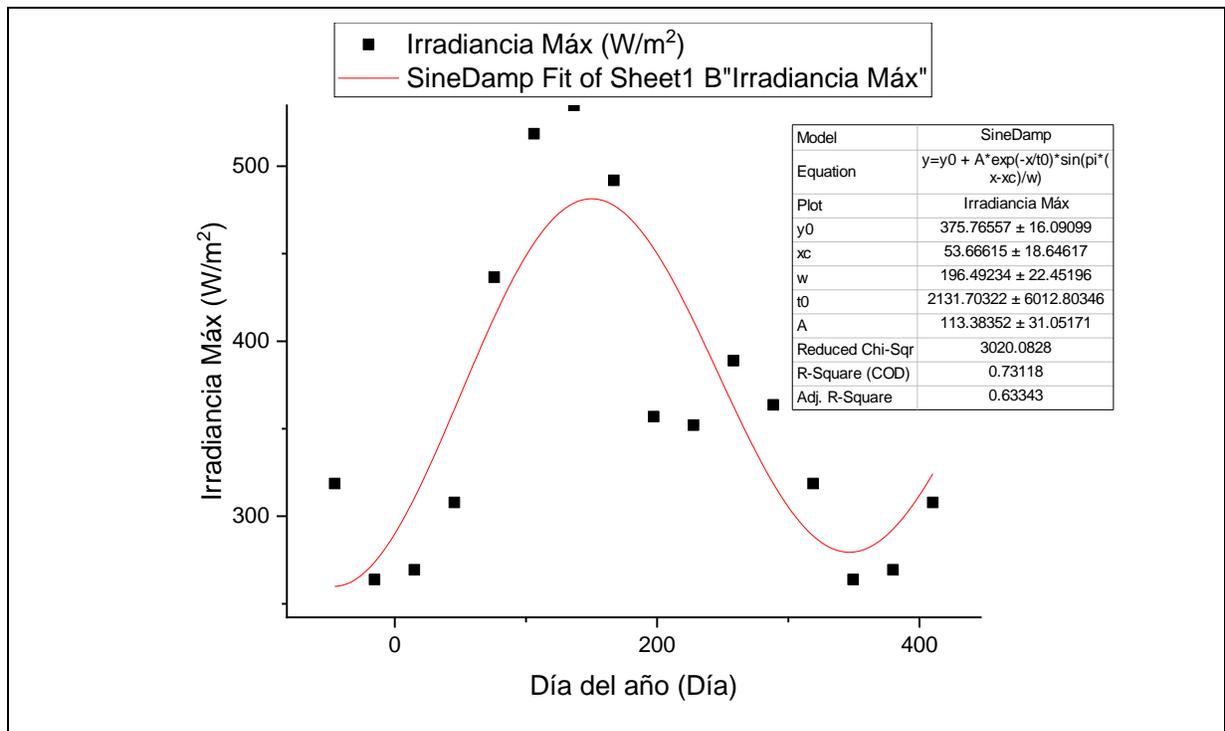
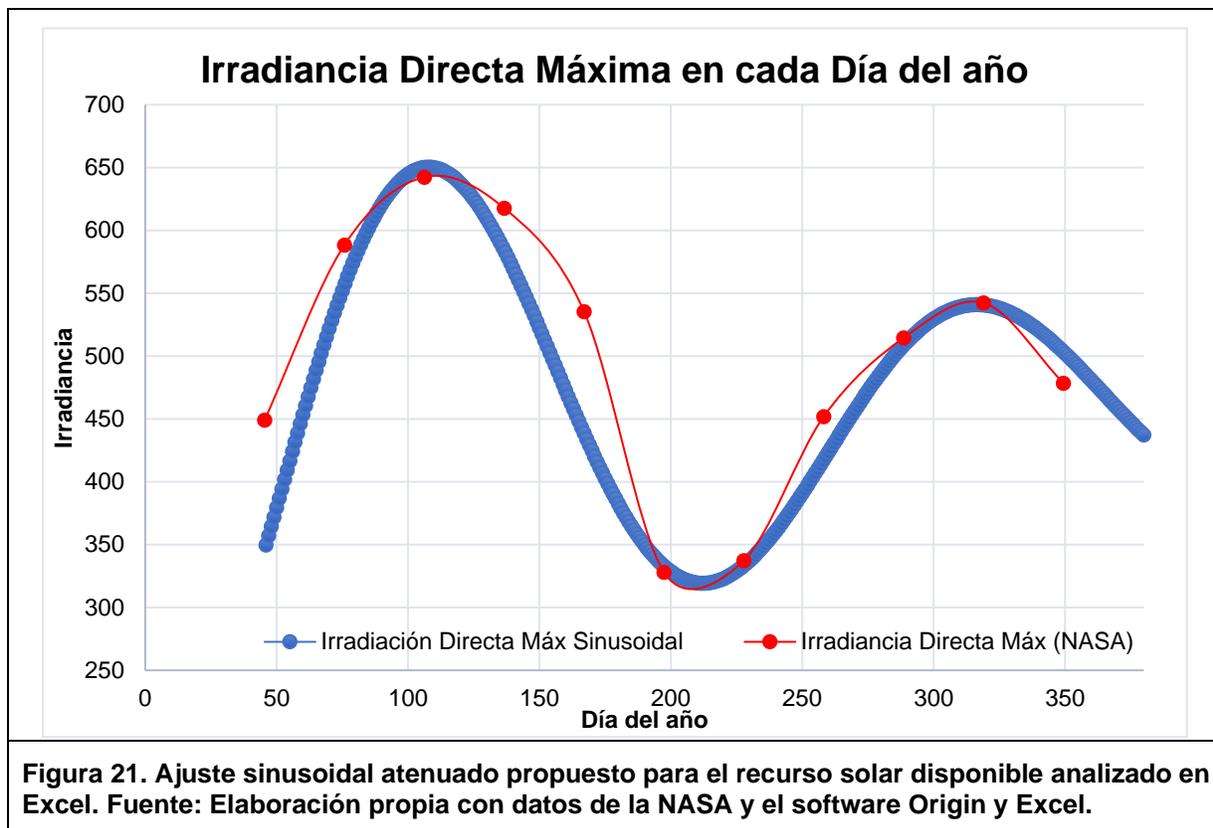


Figura 20. Ajuste sinusoidal atenuado propuesto para el recurso solar disponible. Fuente: Elaboración propia con datos de la NASA y el software Origin.

Con la primera aproximación obtenida del Software Origin TM se llevó a cabo un postratamiento de los valores tanto de los argumentos de la función seno como de la función exponencial.

En la Figura 21 se muestra el ajuste de la función Sinusoidal-Exponencial que se realizó en una hoja de cálculo buscando optimizar los valores de los dos máximos y un mínimo que se muestran en la figura anterior.

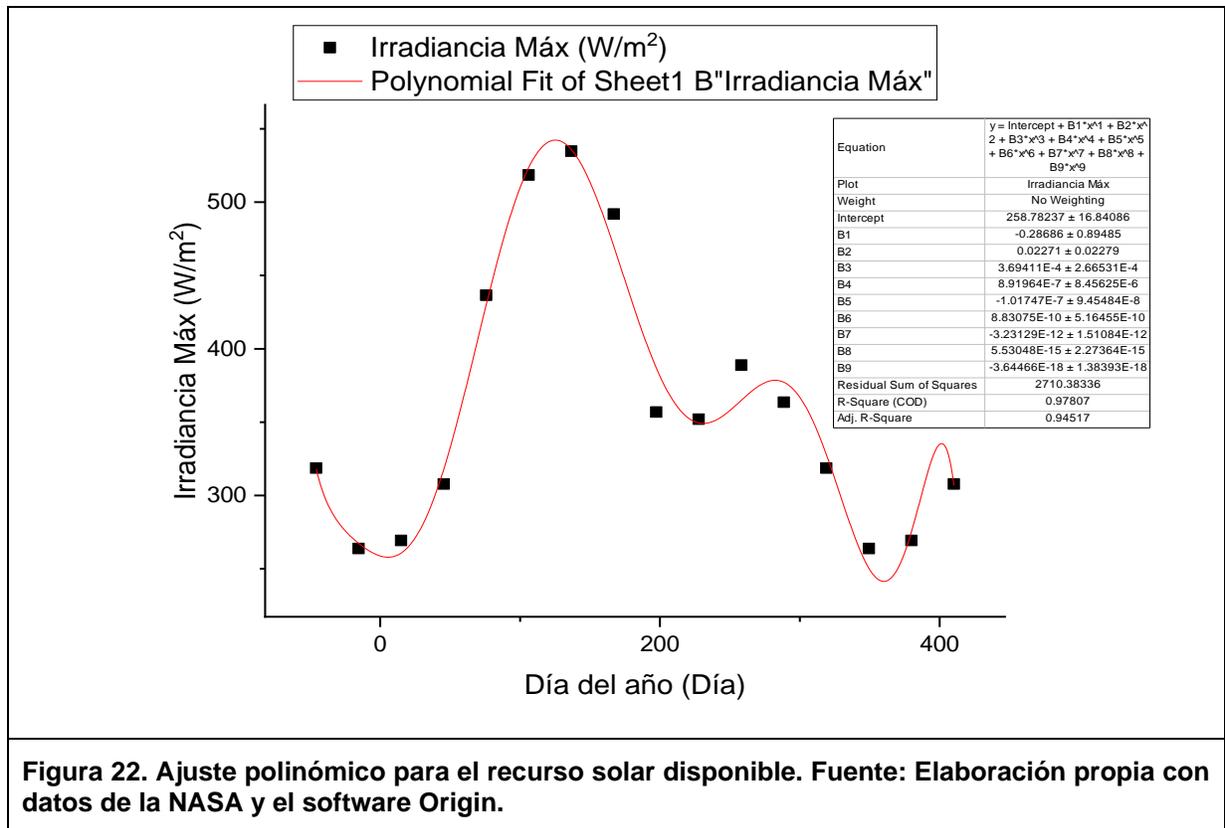
El ajuste de correlación del presente modelo es de 0.63.



5.1.3 Irradiancia directa máxima de acuerdo a un ajuste polinómico.

Para obtener un ajuste representativo para los trescientos sesenta y cinco días del año, el presente estudio propone también un ajuste polinómico de noveno grado, el cual fue obtenido para la base de datos de la irradiancia directa máxima utilizando el Software Origin™ la Figura 22 muestra el comportamiento de irradiancia directa máxima contra el ajuste polinómico propuesto.

El ajuste de correlación del presente ajuste polinómico fue de 0.95 y representa de una manera satisfactoria los trescientos sesenta y cinco días del año, lo cual es una ventaja en comparación con el modelo sinusoidal-exponencial.



Una vez obtenida la primera aproximación del modelo polinómico se procedió a realizar el postratamiento del modelo en una hoja de cálculo de Excel y se obtuvo un polinomio que empata de buena manera los dos máximos reportados en la base de datos, con que se garantiza que la evaluación del recurso solar no sobreestima radiación solar.

En la Figura 23 se muestra el modelo polinómico con postratamiento antes mencionado.

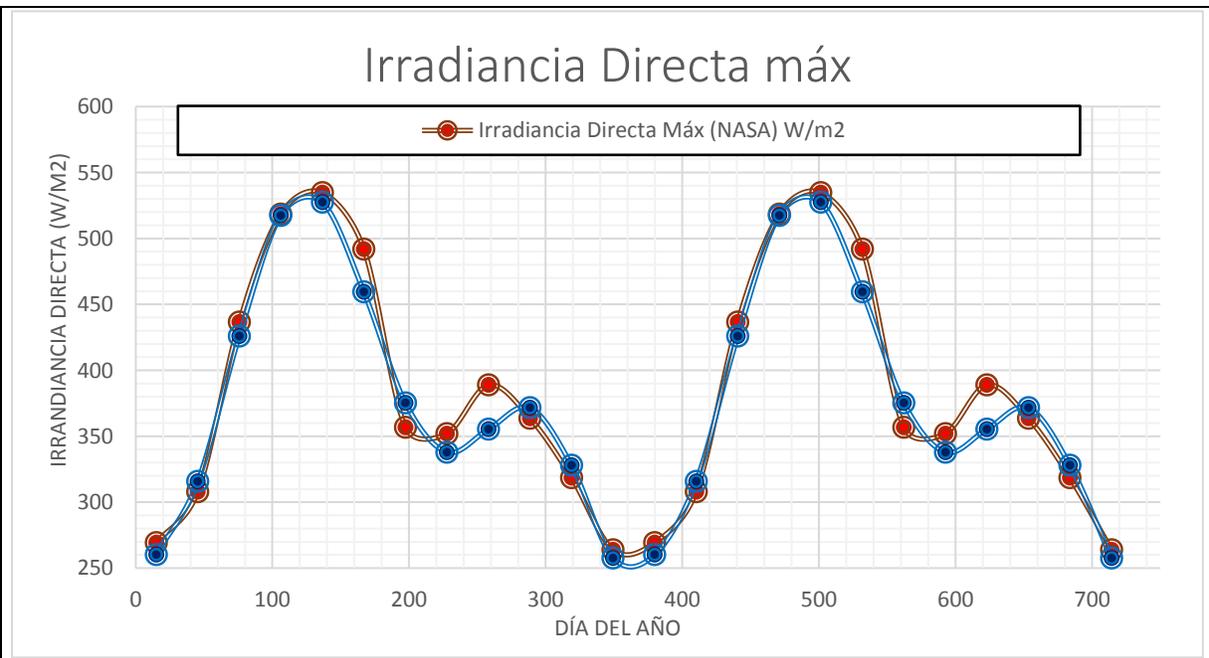


Figura 23. Ajuste polinómico para el recurso solar disponible analizado en Excel. Fuente: Elaboración propia con datos de la NASA y el software Origin y Excel.

5.1.4 Ecuación para la Irradiancia directa en función del tiempo.

De acuerdo al modelo sinusoidal para la irradiancia directa sobre una superficie plana en función del tiempo, es posible conocer el valor de la irradiancia incidente sobre los colectores solares de la planta termo-solar acoplada al Ciclo Rankine de la Central Agua Prieta II. Las variables de entrada que demanda el modelo sinusoidal son el valor de la Irradiancia directa máxima y el número de horas de sol en el día de interés, y el modelo es capaz de devolver el valor de la irradiancia directa instantánea y el valor de la irradiación en ese día.

La Tabla 7 muestra las variables de entrada y de salida del modelo sinusoidal utilizando el modelo sinusoidal para las horas de sol en cada día y el modelo polinómico para la irradiancia máxima en un día entre (1-365) y hora (dentro del intervalo que devuelve el modelo sinusoidal para las horas de sol) aleatorios.

Tabla 7 Variables de entrada y salida para el cálculo de la irradiancia Directa en función del tiempo.			
Variables de entrada		Variables de salida	
Día del año	130	Irradiación Directa instantánea. W/m ²	532.6
Hora a partir del amanecer	7		
Variables obtenidas de los modelos propuestos		Irradiación en el día seleccionado. kW-h/m ² -día	4.9
Horas de Sol	14.41		
Irradiación Directa máxima(W/m ²)	533.1		

Fuente: Elaboración propia con datos de la NASA y el software Origin.

5.1.5 Propuesta de Irradiancia en Agua Prieta II.

Una vez se analizó el comportamiento del recurso solar disponible a lo largo del año, se desarrollaron dos modelos que representan matemáticamente la radiación máxima que se reporta en la base de datos de la NASA para cada uno de los días del año, siendo el modelo polinómico el que obtuvo un mejor coeficiente de determinación (0.9780), es por eso que en el presente estudio se utiliza dicho modelo para calcular la radiación directa para cada hora del día de cada uno de los días del año, para posteriormente realizar un análisis del impacto de la planta termosolar en la reducción de emisiones de CO₂ en la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II.

5.2 Características Físicas del campo termosolar.

Área de colección solar (Ac): de acuerdo con el documento del estudio de análisis de riesgos de la central Agua Prieta II (ESTUDIO DE RIESGO C.F.E. 171 CC AGUA PRIETA II CON CAMPO SOLAR) en el cual se reporta que el área de colección solar con la que cuenta la planta termo-solar es de 217,658.8 m², y dichas dimensiones se pueden apreciar en el plano de la Central Agua Prieta II. Y corresponde con los datos reportados en la literatura en donde el área de colección representa una tercera parte de la superficie en la cual se instalan los componentes termosolares. Esto debido a las sombras de los equipos que podrían interactuar entre los mismos (ESTUDIO DE RIESGO C.F.E. 171 CC AGUA PRIETA II CON CAMPO SOLAR).

En la Figura 24 se muestra el plano correspondiente a la planta termo-solar que esta acoplada al Ciclo Combinado Agua Prieta II, en la cual se observa el área de colección con la que se cuenta para la repotenciación del Ciclo Rankine.

5.3 Caracterización de la energía en el campo termo-solar en función de la irradiancia Máxima y el área de colección disponible.

Eficiencia solar-térmica

Para realizar la evaluación de la operación de la planta termo-solar acoplada a la Central Agua Prieta II se considera la caracterización en estado estacionario de la planta solar, con base a su licitación, en la cual se garantiza el suministro de hasta 12 MW eléctricos, cuando se tiene la mayor disponibilidad de recurso solar.

La eficiencia termo-solar de la planta está caracterizada por la Ecuación 4.

$$\eta_{th_solar} = \frac{Q_{th}}{A_c \times DNI} \quad \text{Ecuación (4), (Duffie \& Beckman, 2013).}$$

Calor termosolar caso base (Q_{th}): De acuerdo con el estudio previo (Caballero, 2018) en el cual se caracterizó la operación de la central de Ciclo combinado Agua Prieta II se obtuvo como resultado que, el flujo de calor proveniente del campo termo-solar necesario para generar los 12 MWe eléctricos reportados en la licitación de la central es de 40.84 MW_{th}.

Área de colección solar (A_c): de acuerdo con el documento del estudio de análisis de riesgos de la central Agua Prieta II, se reporta que el área de colección solar con la que cuenta la planta termo-solar es de 217,658.8 m², el plano de la Central Agua Prieta II se muestra en la figura 24.

Radiación directa normal (DNI): para calcular la eficiencia solar térmica, el valor de la radiación normal incidente será el valor máximo disponible para el sitio de la central Agua Prieta II, el cual se obtuvo de acuerdo a un modelo sinusoidal-polinómico descrito en el capítulo 3, y es igual a 534.7251 W/m².

De acuerdo con la información que se reporta anteriormente, la eficiencia térmica de la planta termo-solar de la Central Agua Prieta II se calculó de la siguiente manera:

$$\eta_{th-solar} = \frac{Q_{th}}{A_c \times DNI} = \frac{40840000 \text{ W}_{th}}{217658.8 \text{ m}^2 \times 534.7251 \text{ W/m}^2} = 0.3508$$

Ecuación (5) (Sunil Manoj & Naveen, 2021).

El valor calculado para la eficiencia solar se consideró constante para la evaluación solar térmica anual.

Para la obtención del calor disponible en la caldera solar en función de la radiación directa sobre una superficie plana se utilizó la Ecuación 6.

$$Q_{th} = A_c \times DNI \times \eta_{th-solar} \quad \text{Ecuación (6) (Sunil Manoj \& Naveen, 2021).}$$

5.4 Calor disponible para repotenciación del Ciclo de vapor de la Central Agua Prieta II por concentración solar.

Para llevar a cabo el análisis de la repotenciación solar por efecto de la captación de los rayos de luz, provenientes del sol en el concentrador cilindro parabólico instalado en la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, en el presente trabajo, fue necesario definir conceptos principales, los cuales son:

- Año típico:
El concepto de año típico hace referencia a que la evaluación del desempeño de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II se realizó, tomando en cuenta los valores promedio de las condiciones meteorológicas en el sitio de la central (temperatura, Irradiación directa sobre una superficie plana), colectados durante un periodo de 22 años (julio de 1983-a junio de 2005) lo cual garantiza que la evaluación que se realizó con dichos valores representa el desempeño que debe tener la central en un año típico y puede ser útil para el análisis del desempeño de toda la vida útil de la central.
- Día representativo:
Para poder evaluar el recurso solar disponible para un año típico en la central Agua Prieta II se plantearon 12 escenarios diferentes, cada uno de ellos representando un mes del año. De acuerdo con el modelo polinómico para la irradiancia directa sobre una superficie plana se evaluaron cada una de las horas del día de los 365 días del año y se calculó el recurso solar disponible promedio para cada una de las horas del día de cada mes, de esta manera el presente estudio contempla 12 días representativos en el año, cada uno de los mismos corresponde a los meses del año.

El **anexo A** se muestra la base de datos del recurso solar disponible para cada uno de los días representativos del año y el calor termo-solar que se obtiene de acuerdo a la eficiencia solar reportada en el capítulo 5.3

6 Resultados.

6.1 Desempeño de la central Agua Prieta II operando bajo las condiciones climatológicas de un año típico propuesto por el presente estudio operando sin la planta termo-solar (Caso Base).

Para llevar a cabo el análisis del desempeño de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II se caracterizaron los componentes que conforman a la central de acuerdo con la licitación oficial de la planta mediante la simulación de los mismos utilizando el software ASPEN-HYSYS™ utilizando la ecuación de estado Peng Robinson. Dentro de los parámetros más importantes destaca la caracterización de la variación de la eficiencia de la turbina de gas en función de la temperatura ambiente.

El desempeño de la central operando sin su campo termo-solar fue tomado en cuenta como caso base para el presente estudio, ya que nos brinda la cantidad máxima de energía que se podría generar sin instalar un sistema de repotenciación solar, de esta manera se puede calcular la contribución anual que representa la repotenciación solar que se obtiene debido al acoplamiento de la planta termo-solar de tipo cilindros parabólicos con una capacidad de generación máxima de 12 MWe.

La operación de la central en un año típico se muestra en el anexo B. Los resultados de las simulaciones muestran que la generación bruta anual de la central Agua Prieta II operando siempre al 100% de su capacidad nominal (teniendo un flujo de aire volumétrico constante que representa la generación máxima a la que puede operar el compresor del ciclo de gas) de es de 3557,942.90 MWh.

La Tabla 8, muestra la potencia bruta mensual que se genera en la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II sin el aporte térmico solar.

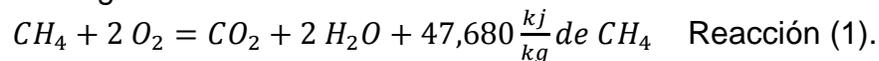
Tabla 8.- Potencia bruta mensual Ciclo Combinado Agua Prieta II operando a su carga base, sin aporte solar-térmico.	
Mes	Potencia bruta (MWh)
Enero	304281.74
Febrero	275341.64
Marzo	304098.53
Abril	293703.30
Mayo	302021.84
Junio	290096.10
Julio	299103.81
Agosto	299215.72
Septiembre	289890.00
Octubre	301748.11
Noviembre	293848.20
Diciembre	304593.91

Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA y modelo polinómico de propia autoría.

6.2 Cálculo de emisiones de CO₂ que se evitan emitir equivalentes a la operación de una caldera de gas.

6.2.1 Descripción del equipo utilizado para la obtención de calor para igualar la repotenciación solar (Caldera de gas).

La caldera de gas que ha sido simulada en el software ASPEN-HYSYS™ se caracterizó para tener la misma eficiencia termodinámica que la caldera de gas de la turbina del Ciclo Brayton, la reacción de combustión que se lleva a cabo en estos equipos es la siguiente:



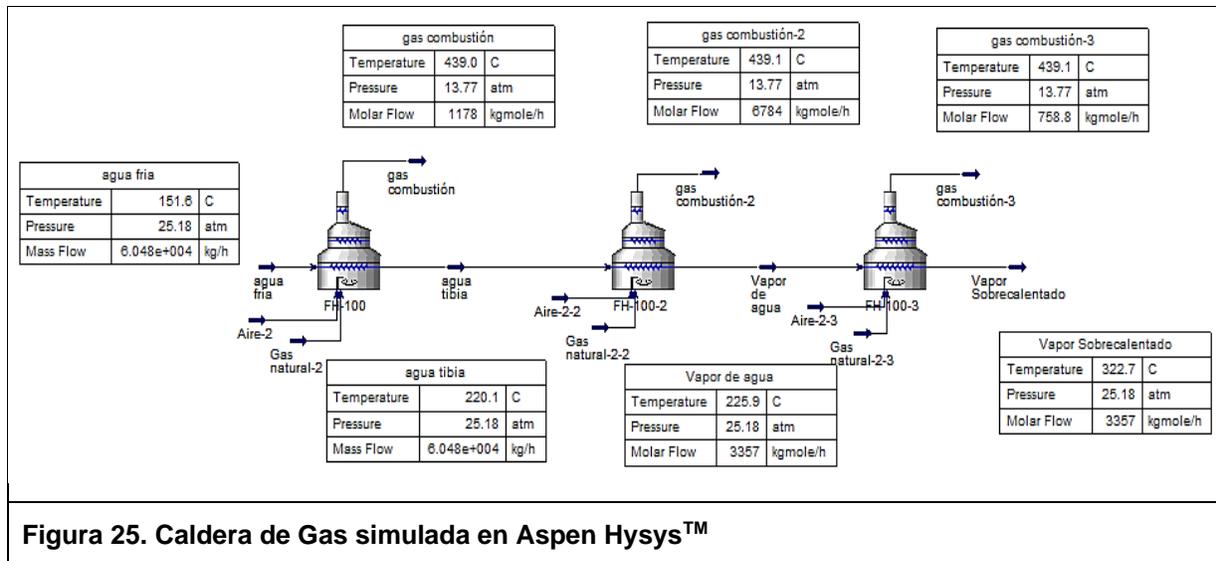
La energía térmica que muestra la reacción anterior, corresponde al poder calorífico inferior del gas natural, cabe mencionar que los demás compuestos y elementos que conforman el flujo de aire que ingresa a la cámara de combustión son inertes, por lo que no están presentes en la reacción de combustión.

Para poder realizar el intercambio energético entre el fuego de la caldera de gas y el flujo de agua que se utilizó para repotenciar el Ciclo de Vapor se llevó a cabo la simulación de la exposición de las tuberías que contienen el flujo de agua a la zona de irradiación de la caldera de gas, para así tener el aprovechamiento óptimo de la energía liberada en la combustión.

La operación de la caldera de gas se dividió en tres partes, la primera fue un economizador, la segunda un evaporador y la tercera un sobrecalentador para así generar vapor de agua de media presión a las condiciones adecuadas para la repotenciación del Ciclo de Vapor.

Es importante decir que la cantidad de energía térmica que aporta la caldera de gas, se consideró igual a la energía térmica que colecta la plata solar, para de esta manera evaluar la cantidad de emisiones de CO₂ que se dejan de emitir gracias a la implementación de las energías limpias (Solar-Térmica) en una planta de Ciclo Combinado.

En la Figura 25 se muestra la caldera de gas simulada en ASPEN-HYSYS™ que repotencia el Ciclo de Vapor de la central Agua Prieta II para cada día representativo que propone el presente estudio.



6.2.2 Operación de la Central Agua Prieta II con campo termosolar

La repotenciación solar a la que hace referencia el presente estudio corresponde a la evaluación del desempeño de la central Agua Prieta II operando bajo las condiciones ambientales correspondientes para cada día de interés del año, la caracterización de los equipos se llevó a cabo siguiendo el desempeño reportado para la licitación de la central y se consideró que la eficiencia de la turbina de gas es función de la temperatura ambiente, siguiendo la ecuación 7.

$$\text{Eficiencia Turbina de gas} = \left(\frac{T_{amb} - 15}{0.85 * -0.1} \right) + 89.673 \quad \text{Ecuación (7)}$$

(Gas Turbine World Handbook, 2017).

Donde: T_{amb} = Temperatura ambiente

La Ecuación 7 se evaluó para cada hora del día de cada día de interés del presente estudio y se multiplicó por el número de días presentes en cada uno de los meses del año para así obtener una evaluación anual.

Los resultados de las simulaciones muestran que para un año típico la planta termo-solar generará 25,690.79 MWh. Los resultados para cada hora del día de cada mes se muestran el **anexo B**.

6.2.3 Cálculo de emisiones CO₂ por la operación de una caldera de gas equivalente al campo termo solar.

El cálculo de las emisiones de CO₂ que se evitan emitir al medio ambiente por el acoplamiento de la planta termo-solar de la central Agua Prieta II en este proyecto se obtuvo de la comparación de la operación de una caldera de gas simulada en el software ASPEN-HYSYS™ que suministra el mismo calor que la planta termo-solar para cada día de interés, los resultados de las simulaciones muestran que el valor anual de emisiones de CO₂ que se evitan emitir a la atmosfera son de 31,741.37 toneladas de CO₂ anualmente y el valor calculado para cada hora del día, de cada día de interés se muestra en el **anexo B**.

El **anexo D** muestra de manera gráfica el comportamiento del desempeño de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II para cada hora del día de cada día de interés de para el caso base y el caso con repotenciación solar, y a su vez muestra la cantidad de CO₂ que se deja de emitir en cada hora del día por dicha repotenciación.

6.2.4 Cálculo de CO₂ en la construcción de una planta termo-solar de tipo cilindro parabólicos

De acuerdo al estudio (Olivares, 2017) en el que se lleva a cabo un análisis de ciclo de vida de un sistema de enfriamiento potenciado por una planta termo-solar de tipo cilindro parabólicos, se llevó a cabo un cálculo general de las emisiones de CO₂ que se emiten en la construcción en sitio de una planta termo solar sin considerar el reciclado de los materiales al término de la vida útil de la planta termo-solar, se estima que para obtener una capacidad instalada de 26.44 MWth se emiten 10,786 toneladas de CO₂ equivalente. Lo cual indica que de acuerdo a la capacidad instalada en la central Agua Prieta II (40.84 MWth) se emitirían 16,659 toneladas de CO₂ equivalente, las cuales de acuerdo a las emisiones de CO₂ que se emitirían por la repotenciación de la Central Agua Prieta II equivalente a la planta termo solar de la misma, el tiempo en el que se obtiene un balance de emisiones neutro es de 0.52 años (seis meses con trece días aproximadamente).

7 Conclusiones y recomendaciones.

7.1 Conclusiones.

- En el caso particular de estudio de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, la operación de la planta termo-solar acoplada al Ciclo Rankine de la Central Agua Prieta II permite repotenciar la central durante los periodos de insolación, generando así energía eléctrica que se produce sin la generación de gases de efecto invernadero (CO_2), lo que conlleva a la reducción de emisiones equivalente a la cantidad de gases de efecto invernadero que se producirían con otro tipo de tecnología de generación de energía convencional, como lo es una caldera de gas.

- La disponibilidad solar para el sitio de la central Agua Prieta II permite que la operación de la planta termosolar contribuya a disminuir el efecto de la reducción en la potencia de la central debido a la disminución de la eficiencia de la turbina de gas del Ciclo Brayton, logrado así que la generación de energía eléctrica sea prácticamente constante, lo cual conlleva en grandes beneficios para la planeación de la distribución del recurso eléctrico disponible en territorio nacional.

- La cantidad de gases de efecto invernadero que se dejan de emitir por cada año de operación de la planta termo-solar acoplada a la central de ciclo combinado Agua Prieta II se espera que sea de 31,741.37 toneladas de CO_2 , y se generarán 25,690.79 MWh de potencia bruta. Este cálculo se obtuvo de acuerdo a la repotenciación de la central con una caldera de gas, que suministra el calor equivalente al calor térmico proveniente de la planta termosolar.

- De acuerdo al cálculo de emisiones de CO_2 que se dejan de emitir por efecto del acoplamiento de la planta termo-solar de la central Agua Prieta II (31,741.37 toneladas de CO_2 /anual) y las emisiones que se generan por la construcción e instalación de la misma (16,659 toneladas de CO_2) el tiempo en el que se obtiene un balance ambiental neutro es de seis meses y medio (0.52 años).

- La eficiencia global de generación eléctrica de la planta termo-solar acoplada a la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II promedio, a lo largo de un año típico tuvo un valor de 10.3020%.

7.2 Recomendaciones (comparativo con los datos en sitio y modelo propuesto).

- Se recomienda ampliamente llevar a cabo la evaluación de la operación de la planta termosolar acoplada a la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, con datos de operación de la misma en tipo real, y con una instrumentación adecuada para poder validar el modelo que se presenta en este estudio.

- Para evaluar la mejor alternativa de generación eléctrica mediante las diferentes tecnologías limpias que existen actualmente, se recomienda evaluar la operación de una planta fotovoltaica operando bajo las condiciones meteorológicas que la planta termosolar de la central Agua Prieta II.

8 Bibliografía.

- Alqahtani, B. J., & Patiño-Echeverri, D. (2016). Integrated Solar Combined Cycle Power Plants: Paving the way for thermal solar. *Applied Energy*, 169, 927–936. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.083>
- Assilzadeh, F., Kalogirou, S. A., Ali, Y., & Sopian, K. (2005). Simulation and optimization of a LiBr solar absorption cooling system with evacuated tube collectors. *Renewable Energy*, 1143-1159.
- Behar, O., Kellaf, A., Mohamedi, K., & Ait-Kaci, S. (2014). A review of Integrated Solar Combined Cycle System (ISCCS) with a parabolic trough technology. *Renew Sustain Energy*.
- Bellac, A. H., & Destefanis, R. (2002). *United States of America Patente nº US 6,484,506 B1*.
- Bellos, E., Tzivanidis, C., & Antonopoulos, K. A. (2016). Exergetic and comparison of LiCl-H₂O and LiBr-H₂O working pairs in a solar absorption cooling system. *Energy Conversion and Management*, 453-461.
- Bellos, E., Tzivanidis, C., & Antonopoulos, K. A. (2017). Parametric analysis and optimization of a solar assisted gas turbine. *Energy Conversion and Management*, 151-165.
- Bishoyi, D., & Sudhakar, K. (2017). Modeling and performance simulation of 100 MW PTC based solar thermal power plant in Udaipur India. *Case Studies in Thermal Engineering*, 10, 216–226. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2017.05.005>
- Cámara de diputados del H. congreso de la unión. (2014). *Ley de la Industria Eléctrica*. Ciudad de México, México.
- Cámara de diputados del H. congreso de la unión. (2015). *Ley de Transición Energética*. México.
- Cámara de diputados del H. congreso de la unión. (2015). *Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía*. México.
- Cámara de diputados del H. congreso de la unión. (2016). *Ley General de Cambio Climático*. México.
- Castro García, Y., Velázquez Limón, N., Villa Angulo, R., & Saucedo Carvajal, D. (2014). Análisis Termodinámico de un Sistema de Absorción Tipo GAX Enfriado por Aire, para Acondicionamiento Térmico de Espacios en Climas Cálidos Extremos. *Información Tecnológica*, 167-176.
- Celis Cuevas, M. D. (2013). *Tesis: Modelado del punto de equilibrio en plantas de Ciclo Combinado en base a curvas del régimen térmico y su uso en escenarios de planeación*. México D. F.: UNAM.
- Comisión Federal de Electricidad. (2008). MANIFESTACIÓN AMBIENTAL MODALIDAD PARTICULAR CC AGUA PRIETA II. México: SEMARNAT.
- Díaz Torres, Y. (2015). Análisis energético de un sistema híbrido de producción de frío. *Ingeniería Energética*, 38-49.
- Dossat, R. J. (1961). *Principios de refrigeración*. New York: Compañía Editorial Continental, S. A.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Durán-García, M. D., Almanza-Salgado, R., & Martínez-Cienfuegos, I. G. (2015). Estudio del acoplamiento de diferentes configuraciones de ciclo combinado con planta solar de canal parabólico. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, 253-264.
- Elmohlawy, A. E., Ochkov, V. F., & Kazandzhan, B. I. (2019a). Thermal performance analysis of a concentrated solar power system (CSP) integrated with natural gas combined cycle (NGCC) power plant. *Case Studies in Thermal Engineering*, 14. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2019.100458>
- Elmohlawy, A. E., Ochkov, V. F., & Kazandzhan, B. I. (2019b). Study and analysis the performance of two integrated solar combined cycle. *Energy Procedia*, 156, 79–84. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.096>
- SEMARNAT (2006). ESTUDIO DE RIESGO C.F.E. 171 CC AGUA PRIETA II CON CAMPO SOLAR.
- Figueredo, G. R. (2013). *Caracterización experimental y modelización de una enfriadora de absorción de simple/doble efecto de H₂O-LiBr con acondicionamiento a dos temperaturas para climatización de edificios*. Universitat Rovira I Vilgili.
- Gas Turbine World Handbook. (2017). 2017 Performance Specs. *Gas Turbine World*, 4.

- González-Díaz, A., Alcaraz-Calderón, A. M., González-Díaz, O., Méndez-Aranda, Á., Lucquiaud, M., & González-Santaló, J. M. (2016). Effect of the ambient conditions on gas turbine combined cycle power plants with post-combustion CO₂ capture.
- Google Company. (1 de Julio de 2021). *Google earth*. Obtenido de <https://earth.google.com/web/@22.72247785,-102.77481487,1895.01795526a,3857360.50006807d,35y,356.75290556h,0t,0r>
- Kerme, E. D., Chafidz, A., Agboola, O. P., Orfi, J., Fakeeha, A. H., & Al-Fatesh, A. S. (2017). Energetic and exergetic analysis of solar-powered lithium bromide-water absorption cooling system. *Journal of Cleaner Production*, 60-73.
- Luna, A., Velázquez, N., Gallegos, R., & Bojorquez, G. (2008). Aire Acondicionado Solar, para Conjunto de Viviendas en Mexicali, México. *Información Tecnológica*, 45-56.
- Maher A, E. (29-31 de Octubre de 2007). Desing of gas turbine combined cycle and cogeneration systems. Natick, Massachusetts, Estados Unidos de América: Thermoflow Inc.
- Méndez Soria, L. D., Sánchez Galindo, D. A., & Urbano Martínez, J. L. (s.f.). *Equipo solar de refrigeración por compresión*. México: Instituto Politécnico Nacional.
- Ming, L., Chengmu, X., Reda Hassanien, E. H., Yongfeng, X., & Binwei, Z. (2016). Experimental investigation on the performance of a solar powered lithium bromide-water absorption cooling system. *International Journal of Refrigeration*, 46-59.
- Montes, M. J., Rovira, A., Muños, M., & Martínez-Val, J. M. (2011). Performance analysis of an Integrated Solar Combined Cycle using Direct Steam Generation in parabolic trough collectors. *Applied Energy*, 3228-3238.
- National Aeronautics and Space Administration. (15 de 6 de 2020). *Data Access Viewer*. Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- National Renewable Energy Laboratory. (12 de Diciembre de 2020). *NSRDB Data Viewer*. Obtenido de <https://maps.nrel.gov/nsrdb->
- Nezammahalleh, H., Farhadi, F., & Tanhaemami, M. (2010). Conceptual desing and techno-economic assessment of solar combined cycle system with DSG technology. *Solar Energy*, 1696-1705.
- Organización de las Naciones Unidas. (1992). *Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático*.
- Organización de las Naciones Unidas. (2015). *Acuerdo de París*. París.
- SENER (2014). Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables 2014-2018. Gobierno de México.
- Secretaría de Energía. (2018) Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.
- CENACE (2019). *Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD 2019 - 2033*. Gobierno de México.
- Romero Álvarez, M. (2001). *Energía Solar Termoeléctrica*. Almería: Tabernas.
- Secretaría de Energía. (2014). *Estrategia Nacional de Transición Energética y Aprovechamiento Sustentable de la Energía*. México.
- SUGIMAT. (15 de Mayo de 2021.). *Sugimat forma parte del megaproyecto Agua Prieta II, la primera central híbrida solar-gas en México*. Obtenido de <https://www.sugimat.com/sugimat-forma-parte-del-megaproyecto-agua-prieta-ii-la-primera-central-hibrida-solar-gas-en-mexico/>
- Sunil Manoj , K. S., & Naveen, S. (2021). Exergo-Economic and Environmental Assessment of a Sub-critical Coal-Fired Power Plant Retrofitted with Solar Energy. *Solar Energy*.
- Valdés, M., Rovira, A., & Durán, M. (2006). On existence of trends applicable to thermoeconomic optimization of combined cycle gas turbine power plants, Int. *Journal of the Energy Institute*.

9 Anexos.

9.1 Anexo A: Recurso solar para un año típico de operación de la planta termo-solar acoplada a la central Agua Prieta II.

9.1.1 Anexo A-1: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en enero.

ANEXO A-1: RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y CALOR PARA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN ENERO.			
Hora del día	Temperatura ambiente (°C)	Radiación directa sobre una superficie plana (W/m²).	Calor termo-solar disponible (KW-th)
0	3.68	0.00	0.00
1	3.16	0.00	0.00
2	3.10	0.00	0.00
3	2.74	0.00	0.00
4	2.42	0.00	0.00
5	2.16	0.00	0.00
6	2.32	0.00	0.00
7	4.23	35.34	2699.27
8	7.29	103.49	7903.97
9	10.71	164.20	12541.02
10	13.77	213.12	16277.47
11	15.39	246.74	18845.09
12	16.35	262.64	20059.68
13	16.90	259.69	19834.29
14	16.52	238.10	18185.47
15	15.29	199.43	15232.00
16	12.35	146.46	11186.39
17	9.74	83.00	6339.54
18	8.45	14.56	1111.95
19	7.35	0.00	0.00
20	6.35	0.00	0.00
21	5.45	0.00	0.00
22	4.68	0.00	0.00
23	4.16	0.00	0.00
Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA.			

9.1.2 Anexo A-2: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en febrero.

ANEXO A-2: RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y CALOR PARA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN FEBRERO.			
Hora del día	Temperatura ambiente (°C)	Radiación directa sobre una superficie plana (W/m²).	Calor termo-solar disponible (KW-th)
0	3.18	0.00	0.00
1	2.86	0.00	0.00
2	2.25	0.00	0.00
3	2.00	0.00	0.00
4	1.54	0.00	0.00
5	1.21	0.00	0.00
6	1.89	0.00	0.00
7	4.50	40.02	3056.80
8	8.07	117.53	8976.74
9	11.21	187.60	14327.99
10	13.32	245.78	18771.59
11	14.75	288.39	22026.16
12	15.64	312.74	23885.74
13	16.07	317.28	24232.82
14	15.93	301.74	23045.82
15	14.96	267.10	20400.39
16	12.61	215.57	16464.61
17	9.54	150.42	11488.26
18	7.57	75.77	5787.01
19	6.39	6.25	477.00
20	5.39	0.00	0.00
21	4.61	0.00	0.00
22	4.00	0.00	0.00
23	3.61	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA.

9.1.3 Anexo A-3: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en marzo.

ANEXO A-3: RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y CALOR PARA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN MARZO.			
Hora del día	Temperatura ambiente (°C)	Radiación directa sobre una superficie plana (W/m²).	Calor termo-solar disponible (KW-th)
0	3.18	0.00	0.00
1	2.86	0.00	0.00
2	2.25	0.00	0.00
3	2.00	0.00	0.00
4	1.54	0.00	0.00
5	1.21	0.00	0.00
6	1.89	0.00	0.00
7	4.50	40.02	3056.80
8	8.07	117.53	8976.74
9	11.21	187.60	14327.99
10	13.32	245.78	18771.59
11	14.75	288.39	22026.16
12	15.64	312.74	23885.74
13	16.07	317.28	24232.82
14	15.93	301.74	23045.82
15	14.96	267.10	20400.39
16	12.61	215.57	16464.61
17	9.54	150.42	11488.26
18	7.57	75.77	5787.01
19	6.39	6.25	477.00
20	5.39	0.00	0.00
21	4.61	0.00	0.00
22	4.00	0.00	0.00
23	3.61	0.00	0.00
Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA.			

9.1.4 Anexo A-4: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en abril.

ANEXO A-4: RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y CALOR PARA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN ABRIL			
Hora del día	Temperatura ambiente (°C)	Radiación directa sobre una superficie plana (W/m²).	Calor termo-solar disponible (KW-th)
0	11.10	0.00	0.00
1	10.50	0.00	0.00
2	10.00	0.00	0.00
3	9.47	0.00	0.00
4	9.00	0.00	0.00
5	9.53	0.00	0.00
6	12.13	57.29	4375.44
7	15.87	169.00	12907.68
8	19.13	272.27	20794.91
9	21.53	361.93	27643.04
10	23.17	433.51	33109.91
11	24.27	483.43	36922.43
12	25.30	509.19	38890.21
13	25.97	509.52	38915.10
14	26.03	484.39	36996.06
15	25.23	435.07	33229.21
16	24.07	364.03	27803.03
17	21.63	274.81	20988.90
18	18.53	171.88	13127.52
19	16.43	60.38	4611.90
20	15.10	0.00	0.00
21	13.93	0.00	0.00
22	12.97	0.00	0.00
23	12.10	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA.

9.1.5 Anexo A-5: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en mayo.

ANEXO A-5: RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y CALOR PARA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN MAYO.			
Hora del día	Temperatura ambiente (°C)	Radiación directa sobre una superficie plana (W/m²).	Calor termo-solar disponible (KW-th)
0	14.97	0.00	0.00
1	14.32	0.00	0.00
2	13.74	0.00	0.00
3	13.45	0.00	0.00
4	13.13	0.00	0.00
5	14.48	56.97	4350.91
6	17.74	168.21	12847.41
7	21.10	271.52	20737.66
8	23.97	362.01	27649.30
9	26.03	435.42	33256.21
10	27.65	488.29	37293.79
11	29.00	518.11	39571.54
12	30.03	523.49	39981.99
13	30.90	504.16	38505.78
14	30.77	461.04	35212.62
15	29.94	396.17	30257.92
16	28.87	312.60	23875.53
17	26.97	214.29	16366.65
18	23.71	105.87	8085.65
19	21.10	0.00	0.00
20	19.58	0.00	0.00
21	18.23	0.00	0.00
22	17.06	0.00	0.00
23	15.94	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA.

9.1.6 Anexo A-6: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en junio.

ANEXO A-6: RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y CALOR PARA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN JUNIO.			
Hora del día	Temperatura ambiente (°C)	Radiación directa sobre una superficie plana (W/m²).	Calor termo-solar disponible (KW-th)
0	19.67	0.00	0.00
1	19.03	0.00	0.00
2	18.63	0.00	0.00
3	18.23	0.00	0.00
4	18.17	0.00	0.00
5	19.57	50.06	3823.23
6	23.07	147.80	11288.76
7	26.70	238.56	18220.09
8	29.60	318.02	24289.22
9	31.80	382.43	29208.95
10	33.33	428.75	32746.48
11	34.53	454.78	34734.44
12	35.50	459.29	35078.77
13	36.03	442.06	33763.20
14	36.10	403.92	30850.02
15	35.27	346.67	26477.12
16	34.23	273.01	20851.48
17	32.13	186.44	14239.33
18	28.97	91.04	6953.59
19	26.17	0.00	0.00
20	24.43	0.00	0.00
21	23.00	0.00	0.00
22	21.77	0.00	0.00
23	20.77	0.00	0.00
Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA.			

9.1.7 Anexo A-7: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en julio.

ANEXO A-7: RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y CALOR PARA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN JULIO.			
Hora del día	Temperatura ambiente (°C)	Radiación directa sobre una superficie plana (W/m²).	Calor termo-solar disponible (KW-th)
0	22.77	0.00	0.00
1	22.35	0.00	0.00
2	21.84	0.00	0.00
3	21.39	0.00	0.00
4	21.23	0.00	0.00
5	21.97	42.50	3245.62
6	24.00	125.34	9573.07
7	26.58	201.86	15417.42
8	29.03	268.19	20483.76
9	30.58	320.99	24516.46
10	31.61	357.60	27312.09
11	32.58	376.16	28729.70
12	33.19	375.74	28697.90
13	33.23	356.37	27218.49
14	33.23	319.03	24366.35
15	32.74	265.60	20285.61
16	31.90	198.78	15182.44
17	30.26	121.96	9314.53
18	28.06	38.99	2978.17
19	26.19	0.00	0.00
20	25.29	0.00	0.00
21	24.58	0.00	0.00
22	23.77	0.00	0.00
23	23.32	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA.

9.1.8 Anexo A-8: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en agosto.

ANEXO A-8: RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y CALOR PARA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN AGOSTO.			
Hora del día	Temperatura ambiente (°C)	Radiación directa sobre una superficie plana (W/m²).	Calor termo-solar disponible (KW-th)
0	21.35	0.00	0.00
1	20.87	0.00	0.00
2	20.32	0.00	0.00
3	19.90	0.00	0.00
4	19.61	0.00	0.00
5	20.03	0.00	0.00
6	22.06	40.54	3096.09
7	25.16	119.31	9112.68
8	28.10	191.32	14612.49
9	30.00	252.48	19283.68
10	31.26	299.33	22861.46
11	32.06	329.20	25143.13
12	32.45	340.41	25999.59
13	32.58	332.34	25382.63
14	31.94	305.43	23327.68
15	31.16	261.23	19951.73
16	30.19	202.24	15446.71
17	28.55	131.83	10068.53
18	26.39	53.98	4122.53
19	24.84	0.49	37.12
20	24.10	0.00	0.00
21	23.26	0.00	0.00
22	22.48	0.00	0.00
23	21.97	0.00	0.00
Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA.			

9.1.9 Anexo A-9: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en septiembre.

ANEXO A-9: RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y CALOR PARA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN SEPTIEMBRE.			
Hora del día	Temperatura ambiente (°C)	Radiación directa sobre una superficie plana (W/m²).	Calor termo-solar disponible (KW-th)
0	20.07	0.00	0.00
1	19.77	0.00	0.00
2	19.23	0.00	0.00
3	18.90	0.00	0.00
4	18.63	0.00	0.00
5	18.60	0.00	0.00
6	20.20	45.35	3463.72
7	23.30	133.10	10165.90
8	26.50	212.20	16206.97
9	28.97	277.50	21194.14
10	30.43	324.75	24803.26
11	31.53	350.89	26799.90
12	32.13	354.23	27054.64
13	32.27	334.55	25551.42
14	31.93	293.13	22388.59
15	31.00	232.70	17772.46
16	29.67	157.17	12003.82
17	27.07	71.47	5458.30
18	24.80	2.53	193.20
19	23.60	0.00	0.00
20	22.73	0.00	0.00
21	21.93	0.00	0.00
22	21.17	0.00	0.00
23	20.57	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA.

9.1.10 Anexo A-10: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en octubre.

ANEXO A-10: RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y CALOR PARA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN OCTUBRE.			
Hora del día	Temperatura ambiente (°C)	Radiación directa sobre una superficie plana (W/m²).	Calor termo-solar disponible (KW-th)
0	13.74	0.00	0.00
1	13.42	0.00	0.00
2	12.87	0.00	0.00
3	12.55	0.00	0.00
4	12.23	0.00	0.00
5	12.06	0.00	0.00
6	12.87	49.98	3817.62
7	15.77	146.28	11172.71
8	19.29	231.85	17707.97
9	22.42	300.41	22943.90
10	24.39	346.92	26496.44
11	25.55	367.98	28105.14
12	26.45	362.05	27652.31
13	26.90	329.57	25171.58
14	26.52	272.93	20845.45
15	25.52	196.29	14991.84
16	23.42	105.28	8040.68
17	20.55	11.11	848.67
18	18.48	0.00	0.00
19	17.29	0.00	0.00
20	16.52	0.00	0.00
21	15.58	0.00	0.00
22	14.84	0.00	0.00
23	14.16	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA.

9.1.11 Anexo A-11: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en noviembre.

ANEXO A-11: RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y CALOR PARA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN NOVIEMBRE.			
Hora del día	Temperatura ambiente (°C)	Radiación directa sobre una superficie plana (W/m²).	Calor termo-solar disponible (KW-th)
0	8.10	0.00	0.00
1	7.67	0.00	0.00
2	7.37	0.00	0.00
3	7.30	0.00	0.00
4	6.83	0.00	0.00
5	6.67	0.00	0.00
6	6.73	0.00	0.00
7	8.83	45.81	3498.98
8	12.30	133.83	10221.64
9	15.53	211.32	16140.06
10	18.30	272.19	20788.57
11	19.93	311.63	23801.46
12	20.93	326.56	24941.69
13	21.53	315.80	24119.59
14	21.00	280.19	21399.89
15	19.80	222.54	16996.64
16	16.80	147.38	11256.34
17	13.40	60.63	4630.68
18	11.87	0.00	0.00
19	10.83	0.00	0.00
20	10.03	0.00	0.00
21	9.40	0.00	0.00
22	8.77	0.00	0.00
23	8.33	0.00	0.00
Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA.			

9.1.12 Anexo A-12: Recurso solar disponible y calor para repotenciación de la central Agua Prieta II en diciembre.

ANEXO A-12: RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y CALOR PARA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN DICIEMBRE.			
Hora del día	Temperatura ambiente (°C)	Radiación directa sobre una superficie plana (W/m²).	Calor termo-solar disponible (KW-th)
0	3.19	0.00	0.00
1	2.97	0.00	0.00
2	2.71	0.00	0.00
3	2.55	0.00	0.00
4	2.45	0.00	0.00
5	2.32	0.00	0.00
6	2.35	0.00	0.00
7	3.84	36.98	2824.62
8	6.35	108.05	8252.74
9	9.13	170.66	13034.79
10	11.81	219.92	16796.42
11	13.74	251.95	19243.16
12	14.77	264.26	20183.53
13	15.48	255.89	19543.96
14	15.16	227.49	17374.59
15	13.61	181.28	13845.34
16	10.48	120.88	9232.55
17	7.97	51.03	3897.43
18	6.61	0.00	0.00
19	5.65	0.00	0.00
20	5.00	0.00	0.00
21	4.35	0.00	0.00
22	3.81	0.00	0.00
23	3.42	0.00	0.00
Fuente: Elaboración propia con datos del NREL USA.			

9.2 Anexo B: Desempeño de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II para un año típico, operando sin el campo termo-solar y con el campo termo-solar acoplado al Ciclo de Vapor.

9.2.1 Anexo B-1: Desempeño de la central Agua Prieta II en enero.

ANEXO B-1: OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN ENERO.						
Hora del día	Potencia C.C caso base (MW).	Eficiencia C.C. caso base	Potencia C.C con planta T.S (MW).	Eficiencia C.C. con planta T.S.	Emisiones de CO₂ Caldera de gas (kg/h).	Repotenciación solar (MW)
0	409.31	0.5341	409.31	0.5341	0.00	0.00
1	409.53	0.5344	409.53	0.5344	0.00	0.00
2	409.57	0.5344	409.57	0.5344	0.00	0.00
3	409.71	0.5346	409.71	0.5346	0.00	0.00
4	409.94	0.5349	409.94	0.5349	0.00	0.00
5	410	0.5350	410.00	0.5350	0.00	0.00
6	409.99	0.5350	409.99	0.5350	0.00	0.00
7	409.01	0.5337	409.78	0.5347	979.26	0.77
8	407.54	0.5318	409.87	0.5348	2867.06	2.33
9	405.89	0.5296	409.57	0.5344	4548.94	3.68
10	404.36	0.5276	409.15	0.5339	5903.99	4.79
11	403.64	0.5267	409.19	0.5339	6835.34	5.55
12	403.06	0.5259	408.97	0.5336	7275.51	5.91
13	402.74	0.5255	408.60	0.5332	7193.44	5.86
14	402.98	0.5258	408.32	0.5328	6595.45	5.34
15	403.68	0.5267	408.16	0.5326	5524.58	4.48
16	405.09	0.5286	408.37	0.5329	4057.11	3.28
17	406.37	0.5302	408.23	0.5327	2299.67	1.86
18	407.07	0.5312	407.40	0.5316	403.33	0.33
19	407.48	0.5317	407.48	0.5317	0.00	0.00
20	408.04	0.5324	408.04	0.5324	0.00	0.00
21	408.45	0.5330	408.45	0.5330	0.00	0.00
22	408.84	0.5335	408.84	0.5335	0.00	0.00
23	409.07	0.5338	409.07	0.5338	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

9.2.2 Anexo B-2: Desempeño de la central Agua Prieta II en febrero.

ANEXO B-2: OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN FEBRERO.						
Hora del día	Potencia C.C caso base (MW).	Eficiencia C.C. caso base	Potencia C.C con planta T.S (MW).	Eficiencia C.C. con planta T.S.	Emisiones de CO₂ Caldera de gas (kg/h).	Repotenciación solar (MW)
0	409.67	0.5346	409.67	0.5346	0.00	0.00
1	409.67	0.5346	409.67	0.5346	0.00	0.00
2	410.05	0.5350	410.05	0.5350	0.00	0.00
3	410.12	0.5351	410.12	0.5351	0.00	0.00
4	410.26	0.5353	410.26	0.5353	0.00	0.00
5	410.49	0.5356	410.49	0.5356	0.00	0.00
6	410.16	0.5352	410.16	0.5352	0.00	0.00
7	408.95	0.5336	409.85	0.5348	1108.95	0.90
8	407.17	0.5313	409.81	0.5347	3256.12	2.64
9	405.56	0.5292	409.77	0.5347	5196.72	4.21
10	404.62	0.5280	410.12	0.5351	6808.84	5.50
11	403.89	0.5270	410.38	0.5355	7986.41	6.49
12	403.38	0.5263	410.4	0.5355	8661.69	7.02
13	403.22	0.5261	410.35	0.5354	8787.22	7.13
14	403.24	0.5262	410.03	0.5350	8361.77	6.79
15	403.81	0.5269	409.81	0.5347	7399.83	6.00
16	404.93	0.5284	409.76	0.5347	5971.46	4.83
17	406.47	0.5304	409.84	0.5348	4166.88	3.37
18	407.39	0.5316	409.11	0.5338	2099.25	1.72
19	408.07	0.5325	408.2	0.5326	172.99	0.13
20	408.43	0.5329	408.43	0.5329	0.00	0.00
21	408.9	0.5335	408.9	0.5335	0.00	0.00
22	409.18	0.5339	409.18	0.5339	0.00	0.00
23	409.27	0.5340	409.27	0.5340	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

9.2.3 Anexo B-3: Desempeño de la central Agua Prieta II en marzo.

Anexo B-3: OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN MARZO.						
Hora del día	Potencia C.C caso base (MW).	Eficiencia C.C. caso base	Potencia C.C con planta T.S (MW).	Eficiencia C.C. con planta T.S.	Emisiones de CO ₂ Caldera de gas (kg/h).	Repotenciación solar (MW)
0	408.44	0.5329	408.44	0.5329	0.00	0.00
1	408.37	0.5329	408.37	0.5329	0.00	0.00
2	408.58	0.5331	408.58	0.5331	0.00	0.00
3	408.79	0.5334	408.79	0.5334	0.00	0.00
4	408.88	0.5335	408.88	0.5335	0.00	0.00
5	408.97	0.5336	408.97	0.5336	0.00	0.00
6	408.24	0.5327	409.35	0.5341	1378.46	1.11
7	406.49	0.5304	409.79	0.5347	4058.62	3.30
8	404.63	0.5280	409.92	0.5349	6513.38	5.29
9	402.98	0.5258	409.96	0.5349	8606.18	6.98
10	402.07	0.5246	410.37	0.5355	10217.46	8.30
11	401.47	0.5239	410.62	0.5358	11262.68	9.15
12	401.14	0.5234	410.63	0.5358	11686.32	9.49
13	400.79	0.5230	410.09	0.5351	11452.17	9.30
14	400.93	0.5231	409.53	0.5344	10587.39	8.60
15	401.41	0.5238	408.82	0.5334	9133.01	7.41
16	402.26	0.5249	408.08	0.5325	7172.92	5.82
17	404.04	0.5272	407.94	0.5323	4814.72	3.90
18	405.37	0.5289	407.14	0.5313	2189.65	1.77
19	406.13	0.5299	406.19	0.5300	75.98	0.06
20	406.65	0.5306	406.65	0.5306	0.00	0.00
21	407.2	0.5313	407.2	0.5313	0.00	0.00
22	407.43	0.5316	407.43	0.5316	0.00	0.00
23	407.89	0.5322	407.89	0.5322	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

9.2.4 Anexo B-4: Desempeño de la central Agua Prieta II en abril.

Anexo B-4: OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN ABRIL.						
Hora del día	Potencia C.C caso base (MW).	Eficiencia C.C. caso base	Potencia C.C con planta T.S (MW).	Eficiencia C.C. con planta T.S.	Emisiones de CO₂ Caldera de gas (kg/h).	Repotenciación solar (MW)
0	406.61	0.5306	406.61	0.5306	0.00	0.00
1	406.89	0.5309	406.89	0.5309	0.00	0.00
2	407.11	0.5312	407.11	0.5312	0.00	0.00
3	407.42	0.5316	407.42	0.5316	0.00	0.00
4	407.57	0.5318	407.57	0.5318	0.00	0.00
5	407.35	0.5315	407.35	0.5315	0.00	0.00
6	406.17	0.5300	407.45	0.5317	1586.84	1.28
7	404.23	0.5275	408.01	0.5324	4681.83	3.78
8	402.71	0.5255	408.81	0.5334	7542.85	6.10
9	401.51	0.5239	409.63	0.5345	10028.57	8.12
10	400.81	0.5230	410.53	0.5357	12009.78	9.72
11	400.21	0.5222	411.05	0.5364	13392.35	10.84
12	399.77	0.5216	411.18	0.5365	14107.47	11.41
13	399.44	0.5212	410.86	0.5361	14115.31	11.42
14	399.36	0.5211	410.23	0.5353	13417.09	10.87
15	399.84	0.5217	409.59	0.5344	12049.61	9.75
16	400.3	0.5223	408.46	0.5330	10084.09	8.16
17	401.47	0.5239	407.63	0.5319	7612.85	6.16
18	402.89	0.5257	406.74	0.5307	4761.13	3.85
19	403.94	0.5271	405.3	0.5289	1672.53	1.36
20	404.61	0.5279	404.61	0.5279	0.00	0.00
21	405.17	0.5287	405.17	0.5287	0.00	0.00
22	405.74	0.5294	405.74	0.5294	0.00	0.00
23	406.17	0.5300	406.17	0.5300	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

9.2.5 Anexo B-5: Desempeño de la central Agua Prieta II en mayo.

Anexo B-5: OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN MAYO.						
Hora del día	Potencia C.C caso base (MW).	Eficiencia C.C. caso base	Potencia C.C con planta T.S (MW).	Eficiencia C.C. con planta T.S.	Emisiones de CO ₂ Caldera de gas (kg/h).	Repotenciación solar (MW)
0	404.73	0.5281	404.73	0.5281	0.00	0.00
1	405.08	0.5286	405.08	0.5286	0.00	0.00
2	405.27	0.5288	405.27	0.5288	0.00	0.00
3	405.51	0.5291	405.51	0.5291	0.00	0.00
4	405.62	0.5293	405.62	0.5293	0.00	0.00
5	404.97	0.5284	406.24	0.5301	1578.21	1.27
6	403.36	0.5263	407.13	0.5312	4659.98	3.77
7	401.68	0.5241	407.77	0.5321	7521.73	6.09
8	400.34	0.5224	408.46	0.5330	10028.57	8.12
9	399.36	0.5211	409.13	0.5338	12063.49	9.77
10	398.66	0.5202	409.6	0.5345	13526.32	10.94
11	397.9	0.5192	409.62	0.5345	14351.88	11.72
12	397.46	0.5186	409.19	0.5339	14500.93	11.73
13	397.14	0.5182	408.46	0.5330	13966.25	11.32
14	397.17	0.5182	407.51	0.5317	12771.97	10.34
15	397.5	0.5187	406.39	0.5303	10972.41	8.89
16	398.12	0.5195	405.13	0.5286	8661.09	7.01
17	398.99	0.5206	403.78	0.5269	5936.34	4.79
18	400.51	0.5226	402.87	0.5257	2932.47	2.36
19	401.68	0.5241	401.68	0.5241	0.00	0.00
20	402.46	0.5251	402.46	0.5251	0.00	0.00
21	403.13	0.5260	403.13	0.5260	0.00	0.00
22	403.7	0.5268	403.7	0.5268	0.00	0.00
23	404.18	0.5274	404.18	0.5274	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

9.2.6 Anexo B-6: Desempeño de la central Agua Prieta II en junio.

Anexo B-6: OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN JUNIO.						
Hora del día	Potencia C.C caso base (MW).	Eficiencia C.C. caso base	Potencia C.C con planta T.S (MW).	Eficiencia C.C. con planta T.S.	Emisiones evitadas de CO ₂ (kg/h).	Repotenciación solar (MW)
0	402.41	0.5251	402.41	0.5251	0.00	0.00
1	402.75	0.5255	402.75	0.5255	0.00	0.00
2	402.84	0.5256	402.84	0.5256	0.00	0.00
3	403.03	0.5259	403.03	0.5259	0.00	0.00
4	403.18	0.5261	403.18	0.5261	0.00	0.00
5	402.45	0.5251	403.57	0.5266	1386.49	1.12
6	400.85	0.5230	404.17	0.5274	4094.71	3.32
7	399.13	0.5208	404.47	0.5278	6608.61	5.34
8	397.73	0.5190	404.84	0.5282	8810.15	7.11
9	396.63	0.5175	405.2	0.5287	10594.63	8.57
10	395.87	0.5165	405.48	0.5291	11876.42	9.61
11	395.33	0.5158	405.53	0.5292	12598.78	10.20
12	394.87	0.5152	405.16	0.5287	12724.30	10.29
13	394.57	0.5148	404.47	0.5278	12245.74	9.90
14	394.5	0.5148	403.56	0.5266	11190.87	9.06
15	395.05	0.5155	402.8	0.5256	9604.33	7.75
16	395.57	0.5162	401.69	0.5241	7563.37	6.12
17	396.52	0.5174	400.69	0.5228	5164.37	4.17
18	398.08	0.5194	400.12	0.5221	2522.11	2.04
19	399.34	0.5211	399.34	0.5211	0.00	0.00
20	400.2	0.5222	400.2	0.5222	0.00	0.00
21	400.92	0.5231	400.92	0.5231	0.00	0.00
22	401.45	0.5238	401.45	0.5238	0.00	0.00
23	402	0.5245	402	0.5245	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

9.2.7 Anexo B-7: Desempeño de la central Agua Prieta II en julio.

Anexo B-7: OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN JULIO.						
Hora del día	Potencia C.C caso base (MW).	Eficiencia C.C. caso base	Potencia C.C con planta T.S (MW).	Eficiencia C.C. con planta T.S.	Emisiones de CO ₂ Caldera de gas (kg/h).	Repotenciación solar (MW)
0	400.99	0.5232	400.99	0.5232	0.00	0.00
1	401.16	0.5234	401.16	0.5234	0.00	0.00
2	401.38	0.5237	401.38	0.5237	0.00	0.00
3	401.64	0.5241	401.64	0.5241	0.00	0.00
4	401.65	0.5241	401.65	0.5241	0.00	0.00
5	401.36	0.5237	402.31	0.5249	1177.32	0.95
6	400.36	0.5224	403.18	0.5261	3472.28	2.82
7	399.17	0.5209	403.69	0.5267	5591.99	4.52
8	398.01	0.5193	404.02	0.5272	7429.40	6.01
9	397.27	0.5184	404.46	0.5278	8889.81	7.19
10	396.72	0.5177	404.73	0.5281	9903.65	8.01
11	396.36	0.5172	404.79	0.5282	10421.43	8.43
12	396	0.5167	404.42	0.5277	10406.95	8.42
13	395.91	0.5166	403.9	0.5270	9871.67	7.99
14	395.91	0.5166	403.06	0.5259	8834.89	7.15
15	396.16	0.5169	402.1	0.5247	7358.19	5.94
16	396.59	0.5175	401.04	0.5233	5507.33	4.45
17	397.4	0.5185	400.12	0.5221	3378.68	2.72
18	398.48	0.5200	399.35	0.5211	1079.98	0.87
19	399.35	0.5211	399.35	0.5211	0.00	0.00
20	399.86	0.5218	399.86	0.5218	0.00	0.00
21	400.08	0.5220	400.08	0.5220	0.00	0.00
22	400.44	0.5225	400.44	0.5225	0.00	0.00
23	400.79	0.5230	400.79	0.5230	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

9.2.8 Anexo B-8: Desempeño de la central Agua Prieta II en agosto.

Anexo B-8: OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN AGOSTO.						
Hora del día	Potencia C.C caso base (MW).	Eficiencia C.C. caso base	Potencia C.C con planta T.S (MW).	Eficiencia C.C. con planta T.S.	Emisiones de CO₂ Caldera de gas (kg/h).	Repotenciación solar (MW)
0	401.62	0.5240	401.62	0.5240	0.00	0.00
1	401.95	0.5245	401.95	0.5245	0.00	0.00
2	402.16	0.5248	402.16	0.5248	0.00	0.00
3	402.33	0.5250	402.33	0.5250	0.00	0.00
4	402.46	0.5251	402.46	0.5251	0.00	0.00
5	402.3	0.5249	402.3	0.5249	0.00	0.00
6	401.3	0.5236	402.21	0.5248	1123.07	0.91
7	399.89	0.5218	402.57	0.5253	3305.00	2.68
8	398.4	0.5198	402.68	0.5254	5300.45	4.28
9	397.55	0.5187	403.21	0.5261	6993.69	5.66
10	396.84	0.5178	403.54	0.5266	8291.77	6.70
11	396.58	0.5175	403.96	0.5271	9117.92	7.38
12	396.39	0.5172	403.93	0.5271	9431.13	7.54
13	396.37	0.5172	403.8	0.5269	9203.62	7.43
14	396.6	0.5175	403.44	0.5264	8463.76	6.84
15	396.88	0.5179	402.73	0.5255	7236.29	5.85
16	397.44	0.5186	401.98	0.5245	5602.55	4.54
17	398.25	0.5197	401.19	0.5235	3652.24	2.94
18	399.26	0.5210	400.47	0.5225	1494.99	1.21
19	400.02	0.5220	400.03	0.5220	13.46	0.01
20	400.31	0.5223	400.31	0.5223	0.00	0.00
21	400.76	0.5229	400.76	0.5229	0.00	0.00
22	401.14	0.5234	401.14	0.5234	0.00	0.00
23	401.36	0.5237	401.36	0.5237	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

9.2.9 Anexo B-9: Desempeño de la central Agua Prieta II en septiembre.

Anexo B-9: OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN SEPTIEMBRE.						
Hora del día	Potencia C.C caso base (MW).	Eficiencia C.C. caso base	Potencia C.C con planta T.S (MW).	Eficiencia C.C. con planta T.S.	Emisiones de CO ₂ Caldera de gas (kg/h).	Repotenciación solar (MW)
0	402.58	0.5253	402.58	0.5253	0.00	0.00
1	402.36	0.5250	402.36	0.5250	0.00	0.00
2	402.67	0.5254	402.67	0.5254	0.00	0.00
3	402.79	0.5256	402.79	0.5256	0.00	0.00
4	402.84	0.5256	402.84	0.5256	0.00	0.00
5	402.92	0.5257	402.92	0.5257	0.00	0.00
6	402.19	0.5248	403.21	0.5261	1256.08	1.02
7	400.79	0.5230	403.75	0.5268	3687.00	2.96
8	399.23	0.5209	403.98	0.5271	5878.22	4.75
9	398.08	0.5194	404.29	0.5275	7687.08	6.21
10	397.39	0.5185	404.66	0.5280	8998.44	7.27
11	396.8	0.5178	404.66	0.5280	9722.00	7.86
12	396.52	0.5174	404.45	0.5277	9815.54	7.93
13	396.49	0.5174	403.99	0.5271	9266.38	7.50
14	396.6	0.5175	403.17	0.5261	8119.17	6.57
15	397.1	0.5182	402.31	0.5249	6446.03	5.21
16	397.67	0.5189	401.18	0.5235	4353.96	3.51
17	398.95	0.5206	400.54	0.5226	1979.82	1.59
18	400	0.5219	400.06	0.5220	70.08	0.06
19	400.55	0.5227	400.55	0.5227	0.00	0.00
20	400.98	0.5232	400.98	0.5232	0.00	0.00
21	401.34	0.5237	401.34	0.5237	0.00	0.00
22	401.73	0.5242	401.73	0.5242	0.00	0.00
23	401.99	0.5245	401.99	0.5245	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

9.2.10 Anexo B-10: Desempeño de la central Agua Prieta II en octubre.

Anexo B-10: OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN OCTUBRE.						
Hora del día	Potencia C.C caso base (MW).	Eficiencia C.C. caso base	Potencia C.C con planta T.S (MW).	Eficiencia C.C. con planta T.S.	Emisiones de CO₂ Caldera de gas (kg/h).	Repotenciación solar (MW)
0	405.27	0.5288	405.27	0.5288	0.00	0.00
1	405.49	0.5291	405.49	0.5291	0.00	0.00
2	405.79	0.5295	405.79	0.5295	0.00	0.00
3	405.90	0.5296	405.90	0.5296	0.00	0.00
4	406.13	0.5299	406.13	0.5299	0.00	0.00
5	406.14	0.5299	406.14	0.5299	0.00	0.00
6	405.79	0.5295	406.90	0.5309	1384.80	1.11
7	404.28	0.5275	407.55	0.5318	4052.34	3.27
8	402.60	0.5253	407.80	0.5321	6422.86	5.20
9	401.10	0.5234	407.83	0.5322	8323.15	6.73
10	400.17	0.5222	407.95	0.5323	9612.17	7.78
11	399.71	0.5216	407.96	0.5323	10193.92	8.25
12	399.20	0.5209	407.32	0.5315	10028.57	8.12
13	399.04	0.5207	406.43	0.5303	9131.80	7.39
14	399.25	0.5210	405.35	0.5289	7560.96	6.10
15	399.69	0.5215	404.08	0.5273	5437.93	4.39
16	400.64	0.5228	403.00	0.5258	2916.60	2.36
17	402.09	0.5247	402.33	0.5250	307.85	0.24
18	402.95	0.5258	402.95	0.5258	0.00	0.00
19	403.51	0.5265	403.51	0.5265	0.00	0.00
20	403.89	0.5270	403.89	0.5270	0.00	0.00
21	404.37	0.5276	404.37	0.5276	0.00	0.00
22	404.77	0.5282	404.77	0.5282	0.00	0.00
23	405.10	0.5286	405.10	0.5286	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

9.2.11 Anexo B-11: Desempeño de la central Agua Prieta II en noviembre.

Anexo B-11: OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN NOVIEMBRE.						
Hora del día	Potencia C.C caso base (MW).	Eficiencia C.C. caso base	Potencia C.C con planta T.S (MW).	Eficiencia C.C. con planta T.S.	Emisiones de CO₂ Caldera de gas (kg/h).	Repotenciación solar (MW)
0	408.08	0.5325	408.08	0.5325	0.00	0.00
1	408.25	0.5327	408.25	0.5327	0.00	0.00
2	408.39	0.5329	408.39	0.5329	0.00	0.00
3	408.44	0.5329	408.44	0.5329	0.00	0.00
4	408.58	0.5331	408.58	0.5331	0.00	0.00
5	408.80	0.5334	408.80	0.5334	0.00	0.00
6	408.74	0.5333	408.74	0.5333	0.00	0.00
7	407.68	0.5320	408.70	0.5333	1269.29	1.02
8	406.07	0.5299	409.06	0.5338	3707.34	2.99
9	404.34	0.5276	409.08	0.5338	5853.78	4.74
10	403.07	0.5259	409.17	0.5339	7540.44	6.10
11	402.34	0.5250	409.33	0.5341	8630.32	6.99
12	401.79	0.5243	409.11	0.5338	9046.11	7.32
13	401.51	0.5239	408.59	0.5331	8747.39	7.08
14	401.73	0.5242	408.00	0.5324	7761.91	6.27
15	402.37	0.5250	407.37	0.5316	6165.05	5.00
16	403.75	0.5268	407.04	0.5311	4082.94	3.29
17	405.48	0.5291	406.83	0.5308	1679.60	1.35
18	406.23	0.5301	406.23	0.5301	0.00	0.00
19	406.77	0.5308	406.77	0.5308	0.00	0.00
20	407.14	0.5313	407.14	0.5313	0.00	0.00
21	407.49	0.5317	407.49	0.5317	0.00	0.00
22	407.74	0.5320	407.74	0.5320	0.00	0.00
23	408.01	0.5324	408.01	0.5324	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

9.2.12 Anexo B-12: Desempeño de la central Agua Prieta II en diciembre.

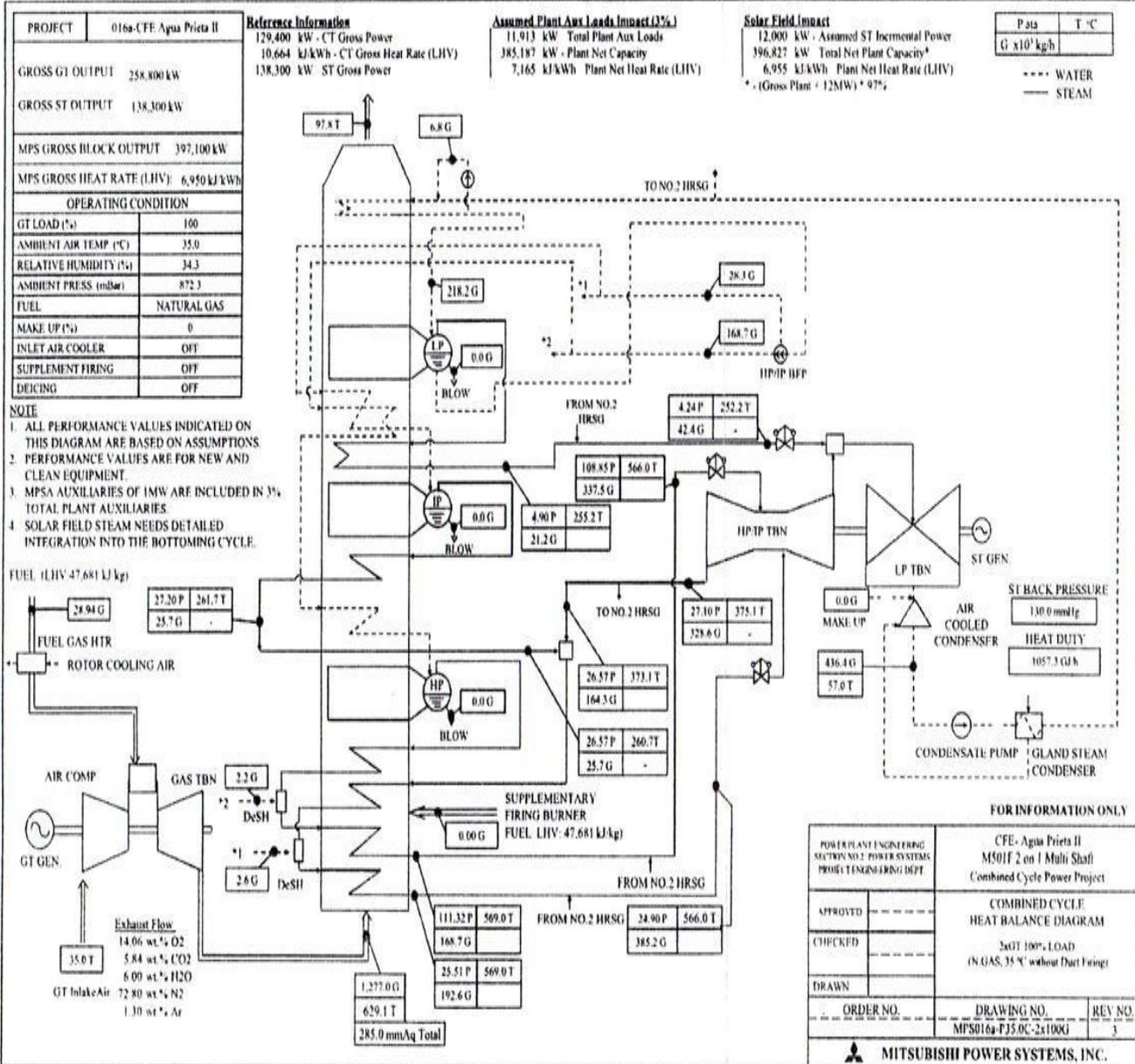
Anexo B-12: OPERACIÓN DE LA PLANTA TERMO-SOLAR DE LA CENTRAL AGUA PRIETA II EN DICIEMBRE.						
Hora del día	Potencia C.C caso base (MW).	Eficiencia C.C. caso base	Potencia C.C con planta T.S (MW).	Eficiencia C.C. con planta T.S.	Emisiones de CO ₂ Caldera de gas (kg/h).	Repotenciación solar (MW)
0	409.45	0.5343	409.45	0.5343	0.00	0.00
1	409.63	0.5345	409.63	0.5345	0.00	0.00
2	409.70	0.5346	409.70	0.5346	0.00	0.00
3	409.92	0.5349	409.92	0.5349	0.00	0.00
4	409.96	0.5349	409.96	0.5349	0.00	0.00
5	409.99	0.5350	409.99	0.5350	0.00	0.00
6	410.00	0.5350	410.00	0.5350	0.00	0.00
7	409.19	0.5339	410.02	0.5350	1024.76	0.83
8	408.04	0.5324	410.46	0.5356	2993.60	2.42
9	406.64	0.5306	410.47	0.5356	4727.45	3.83
10	405.39	0.5290	410.33	0.5354	6091.73	4.94
11	404.35	0.5276	410.00	0.5350	6979.81	5.65
12	403.81	0.5269	409.74	0.5346	7320.77	5.93
13	403.49	0.5265	409.25	0.5340	7088.43	5.76
14	403.72	0.5268	408.83	0.5335	6301.92	5.11
15	404.37	0.5276	408.44	0.5329	5021.59	4.07
16	405.96	0.5297	408.68	0.5333	3348.81	2.72
17	407.21	0.5313	408.35	0.5328	1413.82	1.14
18	407.89	0.5322	407.89	0.5322	0.00	0.00
19	408.36	0.5328	408.36	0.5328	0.00	0.00
20	408.62	0.5332	408.62	0.5332	0.00	0.00
21	408.97	0.5336	408.97	0.5336	0.00	0.00
22	409.18	0.5339	409.18	0.5339	0.00	0.00
23	409.37	0.5342	409.37	0.5342	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia.

9.3 Anexo C: Diagrama de bloques de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II de acuerdo a su fabricante.



MPS016a-P35C-2x100g



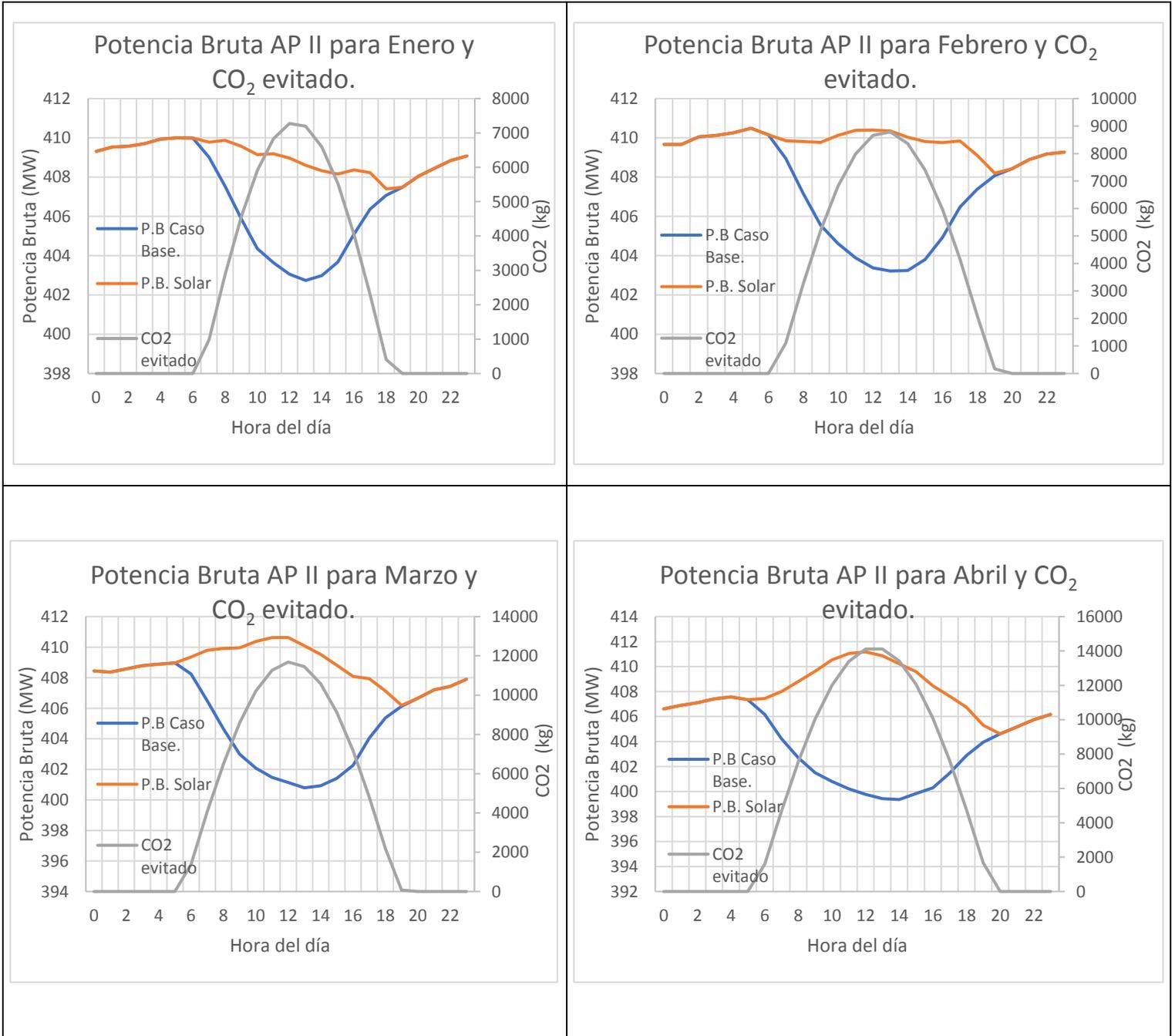
Project No.
 Specification No. 0907-016a-MPSA

6-16

2 x M501F Project

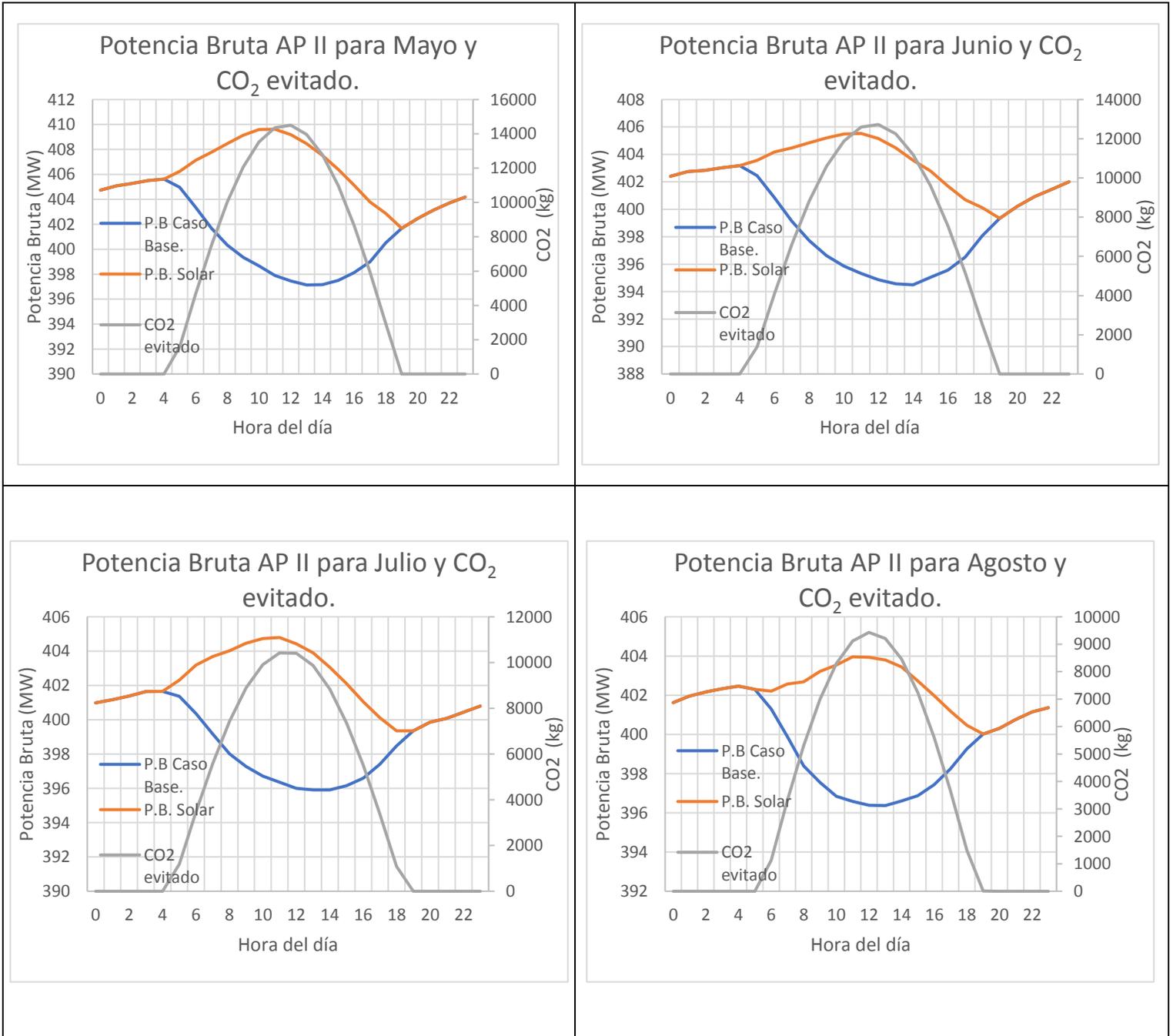
9.4 Anexo D: Desempeño de la central de Ciclo Combinado Agua Prieta II para un año típico, operando sin el campo termo-solar y con el campo termo-solar acoplado al Ciclo de Vapor.

9.4.1 Anexo D-1: Desempeño de la central Agua Prieta II para los meses de Enero a Abril.



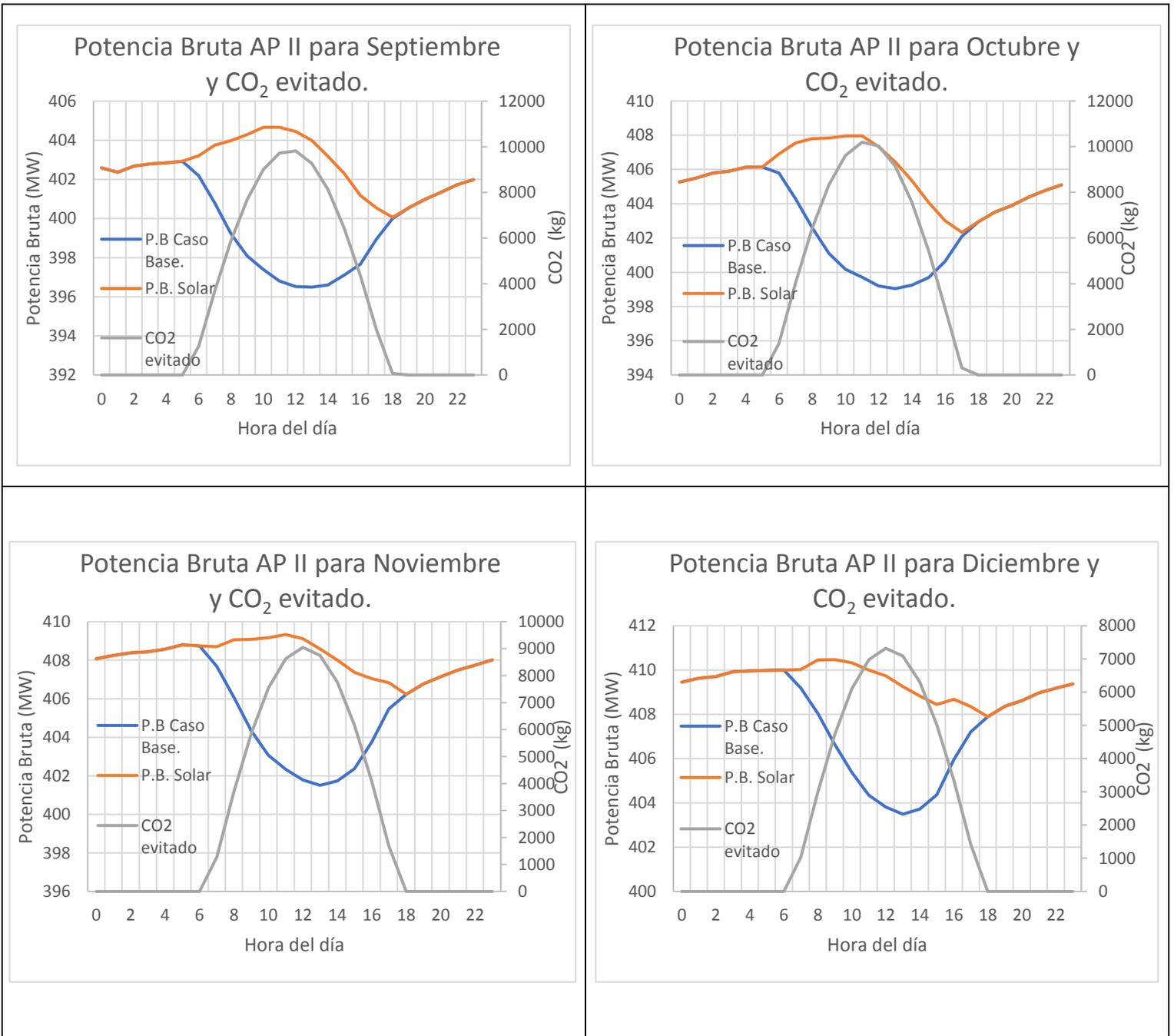
Anexo D-1: Desempeño de la central Agua Prieta II para los meses de Enero a Abril.

9.4.2 Anexo D-2: Desempeño de la central Agua Prieta II para los meses de Mayo a Agosto.



Anexo D-2: Desempeño de la central Agua Prieta II para los meses de Mayo a Agosto.

9.4.3 Anexo D-3: Desempeño de la central Agua Prieta II para los meses de Septiembre a Diciembre.



9.4.3 Anexo D-3: Desempeño de la central Agua Prieta II para los meses de Septiembre a Diciembre.