



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN ENERGÍA – SOLAR FOTOTÉRMICA

VIABILIDAD DE UN SISTEMA OCEÁNICO-SOLAR PARA SUPLIR LA DEMANDA
HÍDRICA DE LA INDUSTRIA TURÍSTICA EN COZUMEL

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. JESÚS FLORIDO ORTEGA

TUTORES PRINCIPALES
DR. EDGAR GERARDO MENDOZA BALDWIN, INSTITUTO DE INGENIERIA
UNAM
DRA. ESTELA CEREZO ACEVEDO, UNIVERSIDAD DEL CARIBE

CIUDAD DE MÉXICO, OCTUBRE, 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. David Morillón Gálvez IINGEN, UNAM

Secretario: Dr. Rodolfo Silva Casarín. IINGEN, UNAM

1^{er.} Vocal: Dr. Edgar Gerardo Mendoza Baldwin IINGEN, UNAM

2^{do.} Vocal: Dr. Gabriel León De los Santos IINGEN, UNAM

3^{er.} Vocal: Dra. Estela Cerezo Acevedo UNICARIBE

Ciudad Universitaria, CDMX, 2023

TUTOR DE TESIS:

Dr. Edgar Gerardo Mendoza Baldwin

FIRMA

0.1. Agradecimientos

En el desarrollo de este trabajo han existido una gran cantidad de personas que me han alentado, ayudado a hacer realidad este escrito. En primera instancia quiero agradecer a Dios por la vida y la oportunidad de poder llegar a concluir esta etapa de mi vida, acto seguido agradezco a mis padres Guillermina Ortega Cabrera y Jesús Florido Díaz por su apoyo incondicional en mi formación y metas personales, también quisiera agradecer a mis hermanas Sara Maetzin Margarita Florido Ortega y Karla Paola Florido Ortega por su cariño, sus consejos y aliento incluso a la distancia. También quiero agradecer a mis primos José Roberto Macías Ortega y Jonathan Macías Ortega, así como a mi tía Rufina Ortega Cabrera, quienes han estado siempre presentes en nuestras vidas. Además, quisiera continuar con agradecer al resto de integrantes de mi familia que me han alentado durante el desarrollo de mi tesis y de mis decisiones. Así mismo, quisiera dedicarle también mi trabajo a la memoria de mi abuela María del Refugio Díaz Barragán, así como a mi tío José Carlos Ortega Cabrera quienes a pesar de no poder estar presentes, considero piezas clave para llegar al lugar en donde estoy.

Por otro lado, quisiera agradecer a mis tutores Dr. Edgar Gerardo Mendoza Balwin y Dra. Estela Cerezo Acevedo, quienes me orientaron y apoyaron exhaustivamente en el desarrollo de este trabajo. Así mismo, quiero agradecer a mi profesor de asignatura y amigo Mtro. Luis Fernández Gonzalez por sus consejos y enseñanzas otorgadas durante su clase y asesorías que fueron fundamentales para la elaboración del presente trabajo. Así mismo, quiero agradecer al Dr. Gabriel León de los Santos por su enorme apoyo y orientación en parte fundamental de esta investigación. También quiero agradecer a la Mtra. Monserrat Karina Ortiz Salcedo, quien me orientó y ayudó con temas cruciales de este trabajo. De igual forma, quisiera agradecer a todos mis profesores de la maestría, al personal de la UNAM y a mis compañeros de clases que conocí en el transcurso de mis estudios, destacando a Beatriz Brambilla Gonzalez quien me otorgó su amistad y confianza en varios proyectos juntos.

De igual manera, quisiera extender mis agradecimientos a las amistades que he hecho durante este tiempo, en primer instancia quiero agradecer a Selef García Orozco por su amistad incondicional, a Yesenia Morgado Peláez por su amistad y enumerables consejos sinceros, a Maday Dennise Pizano Arzate por su sincera amistad y compañía, a Jonathan Benitez Gallardo por su amistad, a mis compañeros de cubículo Víctor, Erick, Edgardo, Daniel y Pedro, quienes me alegraron mi estancia y área de trabajo dentro y fuera de la universidad. Al resto de personas que tuve la oportunidad de conocer y convivir en mis días de estudiante de maestría, quiero agradecerles por

permitirme días amenos y tranquilos en mi área de trabajo.

Por otro lado, quisiera agradecer al Centro Mexicano de Innovación en Energía del Océano Asociación Civil por las diversas oportunidades de congresos, charlas, talleres y demás oportunidades durante el desarrollo de mis estudios de maestría, considero que dichas experiencias me permitieron crecer más profesionalmente. De igual forma, quiero agradecer a la red de Pan-American Ocean Energy Student Network por la oportunidad y confianza otorgada a mi persona. También quisiera agradecer al Comité Estudiantil del CEMIE-Océano por su amistad y confianza durante este tiempo. Así mismo, quisiera agradecer al Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías por la beca otorgada durante el desarrollo de mis estudios, así como a la Universidad Nacional Autónoma de México por los conocimientos y experiencias que me han permitido desarrollarme de forma humana y profesional.

Finalmente, me gustaría agradecer a mi perrita Lila, quien me enseña a mí y a mi familia lo que es el amor incondicional.

0.2. Unidades

- °C-Grados Centígrados.
- Pa- Pascales.
- kPa- Kilo pascales.
- °-Grados.
- °'-Grados minutos y segundos.
- J-Jules.
- K-Grados Kelvin.
- s-Segundos.
- h-hora.
- %- Porcentaje
- kV- Kilo volts.
- L- Litros.
- m³- Metros cúbicos.
- dam³- Decámetros cúbicos.
- hm³- Hectómetros cúbicos.
- W-watts.
- kW-Kilowatts.
- MW-Megawatts.
- GW-Gigawatts.
- GWh- Gigawatts hora.
- TWh- Terawatts hora.
- MW_t- Megawatts hora térmicos.
- GW_t- Gigawatts hora térmicos.

- *cm*-Centímetros.
- *m*-metros.
- *km*-kilómetros.
- m^2 -metros cuadrados.
- km^2 - kilómetros cuadrados.
- *USD*- Dólares americanos.
- *MUSD*- Millones de dólares americanos.
- *MXN*- Pesos mexicanos.
- kg_{agua}/kg_{sal} - Kilogramos de agua por cada kilogramo de sal.
- m/s^2 Metros por segundos cuadrados.
- m/s -Metros por segundo.
- m^3/kg - Metros cúbicos por kilogramo.
- kg/m^3 -Kilogramos por metros cúbicos.
- m^3/s - Metros cúbicos por segundo.
- kg/ms - Kilogramos por metro por segundo.
- m^2/s - Metros cuadrados por segundo.
- kg/s - Kilogramos por segundo.
- J/m^2 - Joules por metro cuadrado.
- USD/kWh - Dólares americanos por kilowatt hora.
- USD/MWh - Dólares americanos por megawatt hora.
- USD/m^3 - Dólares americanos por metro cúbico.
- USD/kWh_t - Dólares americanos por kilowatts hora térmico.
- MXN/kWh - Pesos mexicanos por kilowatt hora.
- MXN/MWh - Pesos mexicanos por megawatt hora.
- MXN/m^3 - Pesos mexicanos por metro cúbico.

- MXN/kWh_t - Pesos mexicanos por kilowatt hora térmico.
- m^3/mes - Metros cúbicos al mes.
- kJ/kg - Kilojoules por kilogramo.
- kJ/kgK -Kilojoules por kilogramo Kelvin.
- $kJ/kg^{\circ}C$ -Kilojoules por kilogramo Grado centígrado.
- MJ/kg_{gasLP} - Megajoules por kilogramo de gas LP.
- W/m^2K - Watts por metro cuadrado Kelvin.
- L/dia - Litros por día.
- L/min - Litros por minuto.
- dam^3/mes - Decámetros cúbicos por mes.

0.3. Siglas

- OTEC- Ocean Thermal Energy Conversion
- DATATUR- Data Turística
- REPDA- Registro Público de Derechos de Agua
- SEN- Sistema Eléctrico Nacional
- SIN- Sistema Interconectado Nacional
- SIBC- Sistema Interconectado Baja California
- SIBCS- Sistema Interconectado Baja California Sur
- SIM- Sistema Interconectado Mulegé
- SAM- System Advisor Model
- ONU- Organización de las Naciones Unidas
- RHA- Región Hidrológico-Administrativa
- AR- Agua Renovable
- PIB- Producto Interno Bruto

- CONAGUA- Comisión Nacional del AGUA
- CONAPO- Comisión Nacional de Población
- ZM- Zona Metropolitana
- WEC- World Energy Council
- COP- Conferencia de Partes
- WECC- Western Electricity Coordinating Council
- CFE- Comisión Nacional de Electricidad
- RNT- Red Nacional de Transmisión
- RGD- Redes Generales de Distribución
- OMT- Organización Mundial del Turismo
- SECTUR- Secretaría de Turismo
- INEGI- Instituto Nacional de Estadística y Geografía
- ATTA- Adventure Travel Trade Association
- ODS- Objetivos de Desarrollo Sostenible
- GEI- Gases de Efecto Invernadero
- PROSECTUR-Programa Sectorial de Turismo
- CAPA- Comisión de Agua Potable y Alcantarillado
- UNESCO- Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura
- TIC- Tecnologías de la Información y la Comunicación
- SWAC- Sea-Water Air Conditioning
- CFE- Comisión Federal de Electricidad
- CRE- Comisión Reguladora de Energía
- MENA- Middle East and North Africa
- TRNSYS- Transient Systems Simulation Program

- INPC- Índice Nacional de Precios al Consumidor
- CPI- Consumer Production Index
- IPP- Índice de Precios al Productor
- PPI- Producer Price Index
- VPN- Valor Presente Neto
- TREMA- Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva
- VAE- Valor Anual Equivalente
- TIR- Tasa Interna de Retorno
- RCB- Razón Costo Beneficio
- PR- Periodo de Recuperación
- AEC- Anualidad Equivalente de Costos
- AEQ- Anualidad Equivalente de producción
- CN- Costo Nivelado
- O&M- Operación y Mantenimiento
- R&R- Reparación y Reemplazo de equipo
- CAPM- Capital Asset Pricing Model
- EMBI- Emerging Markets Bond Index
- TR- Tasa de Rendimiento
- EUA- Estados Unidos de América
- RCB- Razón de Cobertura de Deuda
- ISR- Impuesto Sobre la Renta
- LISR- Ley del Impuesto Sobre la Renta
- CONUEE- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
- GEBCO- The General Bathymetric Charts of the Oceans
- CEMIE-Océano- Centro Mexicano de Innovación en Energía Océano

- NREL- National Renewable Energy Laboratory
- SIMAR- Sistema de Información y Análisis Marino-Costero
- CONABIO- Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad
- WOD- World Ocean Database
- NOAA- National Oceanic and Atmospheric Administration
- IAPWS- International Association for the Properties of Water and Steam
- NSRDB- National Solar Radiation Database
- BANXICO- Banco de México
- GDMTH- Gran Demanda Mediana Tensión Horaria
- IVA- Impuesto sobre el Valor Agregado
- USA- United States of America
- MEX-México

0.4. Resumen

En este trabajo se realizó el estudio de viabilidad técnico-económica de un sistema oceánico-solar, integrado por tecnología OTEC ciclo abierto y sistemas termosolares, con la finalidad de suplir una fracción de la demanda de agua de uso municipal y de agua caliente del sector turístico hotelero de Cozumel.

Para efectuar este estudio, se caracterizaron y obtuvieron las curvas mensuales de demanda de agua del sector hotelero de Cozumel mediante el uso de simulaciones de Montecarlo. Al hacerlo, se determinó que existe una gran disparidad entre la demanda de agua en los meses de septiembre y octubre frente al resto del año.

Posteriormente, se seleccionó el sitio de instalación del sistema oceánico-solar y se caracterizó su recurso renovable solar y de gradiente térmico. Con esto, se dimensionó y simuló su operatividad a partir de las curvas de demanda, para lo cual fue necesario modificar dichos perfiles en los meses de mayor afluencia turística a fin de asegurar una mejor operación del sistema. De esta forma, de la demanda total, durante 10 de los 12 meses se logra cubrir la demanda de todos los hoteles, mientras que en el restante de meses sólo una fracción del agua demandada por el sector turístico pudo ser cubierta.

En comparación con la energía eléctrica generada por el sistema OTEC, del total de agua desalada, únicamente la demanda de agua de hoteles de tres, dos y una estrella pudo someterse a un postratamiento debido a la intensidad energética demanda por el sistema de ósmosis inversa, por lo que el tratamiento del agua suministrada a hoteles de mayor categoría se considera integrado dentro de sus instalaciones. De igual forma, la fracción de agua caliente que logra suministrarse por el sistema termosolar corresponde a la fracción de los hoteles de dos y una estrella, misma que es cubierta en un 70% de fracción solar durante el mismo periodo de cobertura estipulado en el sistema de suministro de agua desalada.

Por último, se efectuó la evaluación financiera del proyecto con dos metodologías de cálculo del costo nivelado: sin deuda y con deuda. De ambas evaluaciones, se obtuvo que el giro de negocio de venta de agua resulta ser el adecuado para el sistema y que además, los costos de desalación de agua OTEC y del agua con postratamiento resultan ser atractivas frente a las tarifas locales, mientras que el costo nivelado de calor del sistema termosolar logra ser competitivo en el primer método de cálculo, pero no para el segundo caso. Sin embargo, la presente evaluación no contempla un esquema de distribución de los productos a los lugares de consumo, con lo cual, sería necesario reevaluar la viabilidad financiera de la presente propuesta. Con esto, se puede concluir que el sistema oceánico-solar resulta ser viable en la

cobertura de la demanda de agua del sector turístico de Cozumel, pero no en la venta de agua caliente. De igual forma, se enuncia la gran rentabilidad de los sistemas OTEC para la venta de agua, que resultó ser muy superior a la que se obtiene para la electricidad.

Índice general

0.1. Agradecimientos	1
0.2. Unidades	3
0.3. Siglas	5
0.4. Resumen	9
1. Antecedentes	29
1.1. Agua	29
1.1.1. Agua en el mundo.	29
1.1.2. Agua en México	32
1.2. Energía	39
1.2.1. Energía en el mundo.	39
1.2.2. Energía en México	45
1.3. Turismo	49
1.3.1. Turismo en el mundo.	50
1.3.2. Turismo en México	51
1.3.3. Demanda de agua en el sector turístico.	57
1.4. Cozumel	58
1.4.1. Panorama general	58
1.4.2. Agua	60
1.4.3. Energía	62
1.4.4. Turismo	63
2. Fundamentos teóricos	67
2.1. Energía oceánica por gradiente térmico.	67
2.1.1. Historia y estatus actual.	67
2.1.2. Componentes principales.	70
2.1.3. Tipos de planta.	71
2.1.4. Productos	73
2.1.5. Eficiencia	74
2.1.6. Principales ciclos de potencia.	75
2.1.7. Ciclo abierto OTEC	77
2.2. Calor solar de baja temperatura	89

2.3.	Consideraciones financieras	97
2.3.1.	Valor del dinero en el tiempo	97
2.3.2.	Inflación	98
2.3.3.	Moneda corriente y constante	99
2.3.4.	Tasa real y nominal	100
2.3.5.	Indicadores de evaluación de proyectos	100
2.3.6.	Costo nivelado	104
2.3.7.	Costo de capital	106
2.4.	Evaluación financiera de proyectos	109
2.4.1.	Cálculo de impuestos sobre la renta	111
2.4.2.	Deducción fiscal del pago de intereses	113
3.	Hipótesis y objetivos	115
3.1.	Planteamiento del problema	115
3.2.	Hipótesis	117
3.3.	Objetivos de investigación	118
4.	Metodología	119
4.1.	Demanda de agua del sector hotelero.	119
4.1.1.	Datos de actividad hotelera (DATATUR).	119
4.1.2.	Demanda de agua en el sector hotelero.	120
4.1.3.	Demanda de agua caliente en el sector hotelero.	121
4.2.	Selección y caracterización del sitio.	123
4.2.1.	Selección del sitio de instalación.	123
4.2.2.	Caracterización del recurso renovable.	124
4.3.	Unión de datos de demanda de agua y de recurso renovable.	125
4.3.1.	Caudal de bombeo del Ciclo abierto OTEC	125
4.4.	Dimensionamiento y simulación del sistema oceánico-solar.	125
4.4.1.	Sistema OTEC de ciclo abierto	126
4.4.2.	Sistema termosolar	136
4.5.	Evaluación de la rentabilidad financiera del sistema.	145
4.5.1.	Indicadores inflacionarios y de tipo de cambio.	145
4.5.2.	Costo de capital	147
4.5.3.	Estimación de costos del sistema oceánico-solar	151
4.5.4.	Cálculo del costo nivelado	153
4.5.5.	Evaluación financiera del proyecto.	155
5.	Resultados y análisis.	159
5.1.	Perfiles de demanda de agua de uso municipal y caliente.	159
5.2.	Selección y caracterización del sitio	163
5.2.1.	Selección del sitio.	163

5.2.2. Caracterización del recurso renovable.	165
5.3. Dimensionamiento y simulación	166
5.3.1. Sistema OTEC	166
5.3.2. Sistema termosolar	172
5.4. Evaluación de rentabilidad financiera	176
5.4.1. Estimación de costos	176
5.4.2. Cálculo del costo nivelado	179
5.4.3. Evaluación financiera del proyecto.	188
6. Conclusiones	197
A. Agua	207
A.1. Claves de los subusos consuntivos contemplados por el REPDA	208
A.2. Mapas de gestión administrativa	209
A.3. Mapas de usos de agua.	210
B. Energía	213
B.1. Mapas de energía	213
B.2. Infraestructura del SEN	213
C. Turismo	217
C.1. Conceptos de turismo	217
C.2. Sostenibilidad turística.	219
C.3. Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en turismo.	219
C.4. Turismo ante el cambio climático.	222
C.4.1. Oportunidad.	223
C.4.2. Turismo sostenible en territorio nacional.	223
C.4.3. Estrategia México renace sostenible	224
C.4.4. Estrategia de turismo sostenible 2030 ante el agua y energía.	224
C.4.5. Alineación con el marco normativo y política nacional.	225
D. Cozumel	227
E. OTEC	229
E.1. Historia y estatus actual.	229
F. Evaluación financiera	231
G. Resultados	245

Índice de figuras

1.1. Ciclo hidrológico simplificado [1].	30
1.2. Distribución del agua en el mundo [2].	31
1.3. Grado de presión sobre los recursos hídricos[2].	32
1.4. Regiones Hidrológico-Administrativas en México [2].	33
1.5. Contraste entre agua renovable y desarrollo [2].	34
1.6. Distribución de volúmenes concesionados por sus usos agru- pados consuntivos, 2017 [2].	36
1.7. Grado de presión sobre el recurso hídrico, 2017 [2].	37
1.8. Agua renovable per cápita y grado de presión 2017 y 2030 [2].	38
1.9. Consumo histórico de la energía primaria global por tipo de fuente (1800-2021) [3].	40
1.10. Consumo de energía primaria global por tipo de fuente [4]. . . .	40
1.11. Emisiones de CO_2 per cápita en el mundo [5].	42
1.12. Incertidumbres globales en el mundo [6].	43
1.13. Estructura del Sistema Eléctrico Nacional [7].	46
1.14. Red Troncal de Transmisión 2021 [7].	47
1.15. Porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2021.[7].	48
1.16. Porcentaje de generación de energía eléctrica en México 2021 [7].	49
1.17. Participación del turismo en la economía mundial, 2016 (% del PIB)[8].	50
1.18. Análisis de impacto por el COVID-19 por industria [9].	51
1.19. Distribución porcentual de los visitantes en México, 2017 [8]. . .	52
1.20. Influencia del turismo en empleos indirectos [8].	53
1.21. Estructura de edad y sexo en las principales ramas económicas de México. Segundo semestre de 2018 [8].	54
1.22. Resultados del sector turístico antes y después de la pandemia por COVID-19 [10].	55
1.23. Ubicación de isla de Cozumel.[1].	58
1.24. Afluencia de turistas al Estado de Quintana Roo.[11].	64

1.25. Derrama económica turística en el Estado de Quintana Roo.[11].	64
1.26. Llegada de vuelos a los aeropuertos del Estado de Quintana Roo.[11].	65
1.27. Afluencia de cruceros en el Estado de Quintana Roo.[11]. . . .	66
2.1. Esquema temporal de la historia de grandes desarrollos y prototipos OTEC [12].	68
2.2. Proyectos presentes y futuros de OTEC/SWAC en el mundo [12].	69
2.3. Gradiente de temperatura medio anual entre profundidades típicas de OTEC de 20 m y 1000 m de profundidad [12]. . . .	70
2.4. Variación típica de la temperatura tropical del océano en función de la profundidad (termoclina) [12].	71
2.5. Principales componentes de un sistema OTEC, esquematizados en un ciclo cerrado OTEC[13].	72
2.6. Configuraciones de plantas OTEC sobre y fuera de costa. Esquema operativo en Hawaii, Estados Unidos de América [14]. .	73
2.7. Esquema de los subproductos que pueden ser obtenidos a partir de la operación de OTEC [12].	74
2.8. Esquema del ciclo cerrado OTEC [15].	75
2.9. Esquema del ciclo abierto OTEC [15].	76
2.10. Diagrama de temperatura-entropía del ciclo abierto OTEC [13].	77
2.11. Diagrama del ciclo abierto OTEC [13].	78
2.12. Diagrama de segunda configuración del evaporador en ciclo abierto OTEC [16].	80
2.13. Diagrama de la tercer configuración del evaporador en ciclo abierto OTEC [13].	81
2.14. Histórico de capacidad y generación de energía térmica global 2000-2020 [17].	89
2.15. Capacidad instalada de energías renovables en el mundo por tipo de tecnología (GW) [18].	90
2.16. Colectores solares de agua instalados en los 20 países con mayor capacidad adicionada en 2018 [18].	91
2.17. Sistemas de calefacción solar de gran escala en redes distritales de calor, grandes comercios, residenciales y edificaciones públicas a nivel mundial. Se muestra el histórico del número de proyectos operativos y del área acumulada de colectores termosolares [17].	92
2.18. Capacidades y áreas de colección instaladas y número de sistemas distritales de calor solar de gran escala en 2020[17]. . . .	93

2.19. Capacidades y áreas de colección instaladas y número de sistemas de calor solar en el sector residencial, comercial y edificaciones públicas de gran escala en 2020[17].	94
2.20. Configuración estándar del f -Chart para calentamiento de agua [19].	95
2.21. Determinación de flujos de efectivo netos asociados al capital propio	110
2.22. Determinación del monto de impuestos sobre la renta[20].	112
4.1. Diagrama del ciclo abierto OTEC y los puntos termodinámicos programados.	137
4.2. Datos de demanda diaria de agua caliente.	140
4.3. Datos generales del sistema termosolar.	141
4.4. Datos del colector solar.	141
4.5. Datos del termotanque.	142
4.6. Datos del sistema de bombeo.	144
4.7. Cálculo de tuberías en sistema termosolar.	144
4.8. Variación porcentual de la inflación en distintos índices de precios. Elaboración propia con información de [21], [22], [23] y [24].	145
4.9. Rendimiento de los Bonos del Tesoro de Estados Unidos a 20 años [20]. Las barras de color azul representan porcentajes no incluidos en el cálculo del valor promedio.	146
4.10. Índice de riesgo país de México durante el periodo de 2010 al 2023. Las barras en color azul claro no se contemplan en el cálculo del valor promedio [20].	147
4.11. Datos de beta apalancada, desapalancada y de estructura deuda-capital de empresas de energías renovables [25].	149
4.12. Datos de beta apalancada, desapalancada y de estructura deuda- capital de empresas de venta de agua [25].	150
4.13. Curvas de costo de capital, O&M y R&R OTEC (USD y %).	152
5.1. Demanda de agua de uso municipal y de agua caliente en el sector turístico de Cozumel.	160
5.2. Demanda atenuada de agua de uso municipal y de agua caliente en el sector turístico de Cozumel.	162
5.3. Perfil de los caudales de demanda de agua de uso municipal y de agua caliente en el sector turístico de Cozumel.	164
5.4. Batimetría y ubicación del sitio de instalación del sistema OTEC.	165
5.5. Ubicación de hoteles en Cozumel [26].	166

5.6.	Velocidades de flujo en tuberías OTEC. <i>velhw</i> refiere a la velocidad de flujo en el interior de la tubería de agua marina superficial, mientras que <i>velcw</i> refiere a las velocidades de flujo al interior de la tubería de agua marina fría.	168
5.7.	Temperaturas en los puntos de entrada y salida del sistema OTEC.	169
5.8.	Potencias generadas y demandadas en el sistema OTEC de ciclo abierto con la configuración de evaporador flash que contempla reinyección.	169
5.9.	Potencias generadas y demandadas en el sistema OTEC de ciclo abierto con la configuración de evaporador flash que no contempla reinyección.	170
5.10.	Demanda de agua del sector hotelero (percentil 95 y percentil 95 modificado) y desalación del sistema OTEC de ciclo abierto.	171
5.11.	Curva de fracción solar en función del número de colectores solares del sistema solar dimensionado.	173
5.12.	Valores ajustados al nuevo sistema termosolar.	174
5.13.	Generación, demanda y residual de calor en la operación del sistema termosolar.	175
5.14.	Demanda y cobertura de agua caliente por parte del sistema termosolar.	175
5.15.	Datos ingresados en software SAM para calcular el costo nivelado.	186
5.16.	Porcentajes de composición de cada concepto en los flujos de efectivo del sistema OTEC.	189
5.17.	Razón de cobertura de deuda del sistema OTEC.	190
5.18.	Retorno de inversión del capital propio invertido en el sistema OTEC.	190
5.19.	Porcentajes de composición de cada concepto en los flujos de efectivo del sistema de ósmosis inversa.	193
5.20.	Razón de cobertura de deuda del sistema de ósmosis inversa.	193
5.21.	Retorno de inversión del capital propio invertido en el sistema de ósmosis inversa.	194
A.1.	Regiones Hidrológicas, 2017 [2].	209
A.2.	Delimitación de acuíferos, 2017 [2].	209
A.3.	Condición de los acuíferos, 2016 [2].	210
A.4.	Usos consuntivos por municipio, 2017 [2].	210
A.5.	Fuente predominante para usos consuntivos por municipio, 2017 [2].	211
A.6.	Cambio de usos consuntivos por municipio 2005-2017 [2].	211

B.1. Consumo de energía primaria en el mundo 2021 [27].	213
B.2. Enlaces entre regiones de control 2021 [7].	214
B.3. Capacidad de las interconexiones internacionales 2021 [7].	214
C.1. Esquema de conceptos de turismo [8].	218

Índice de cuadros

1.1. Volumen concesionado de agua de usos consuntivos y no consuntivos de la clasificación del REPDA [2].	35
1.2. Condición del acuífero Península de Yucatán [1].	60
1.3. Enlace regional de Cozumel [7].	61
1.4. Capacidad instalada por tipo de tecnología de Quintana Roo (MW) de la CFE al 31 de diciembre 2021. ¹ incluye la capacidad instalada de tecnología de Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles [7].	62
1.5. Principales centrales eléctricas de la CFE, Productores Independientes y del Sector Privado en Gerencia de Control Regional Peninsular, al 31 de diciembre 2021 [7].	62
1.6. Generación neta op. comercial y pruebas ene-dic 2021 (GWh), Gerencia de Control Peninsular por tipo de tecnología. ¹ Se aplicó su factor de acreditación de energía limpia a las centrales COG-EF con base a la información actualizada por parte de la CRE. ² Incluye Lecho Fluidizado. ³ Incluye plantas móviles [7].	63
1.7. Estimación de consumo de agua en Quintana Roo, 2016 [1].	66
2.1. Rango de validez del método f -Chart [28, 19].	97
4.1. Consumo mínimo de agua huésped [29].	120
4.2. Temperatura de agua fría de la red promedio mensual [29].	122
4.3. Librerías utilizadas en la metodología de dimensionamiento y simulación del sistema OTEC de ciclo abierto.	127
4.4. Ecuaciones definidas. * Refiere al número de ecuación dentro del presente texto, ** Es la eficiencia de transmisión de un cable submarino de 60 kV en función de la distancia al punto de transmisión (d km).	127
4.5. Parámetros constantes de diseño del sistema OTEC de ciclo abierto.*GNC Gases no Condensables.	128

4.6. Variables dentro del cálculo OTEC de ciclo abierto.	129
4.7. Librerías utilizadas en la metodología de dimensionamiento y simulación del sistema termosolar.	137
4.8. Ecuaciones de metodología F-chart definidas. * Refiere al número de ecuación definida dentro del presente texto.	138
4.9. Parámetros constantes de diseño del sistema termosolar en la metodología F-chart. * Equivale al 10 por ciento de la demanda de agua caliente máxima diaria de los hoteles de pequeña escala. Esto se debe a que se optó por cubrir la demanda de agua caliente en 10 arreglos termosolares dadas las dimensiones del sistema equivalente. Se sugiere que el almacenamiento del termotanque sea igual al 70 % de la demanda total de agua diaria [30].	138
4.10. Datos de cálculo en distancia entre colectores.	144
4.11. Cálculo del premio por riesgo del mercado. Con información de la base de Indices S&P de final de año, en la versión de rendimiento total (TR) que incluye el pago de dividendos [20].	148
4.12. Costos de plantas de ósmosis inversa de pequeña escala.* Es la demanda de agua diaria de los hoteles de 2 y 1 estrella. ** Se calcularon a partir de ecuaciones de economía de escala. *** Tipo de Agua que acepta la planta de ósmosis [31]. Capacidad diaria expresada en m^3/dia	153
4.13. Factor de carga promedio de distintas categorías tarifarias [20].	154
4.14. Análisis tarifario en dólares constantes de marzo de 2023 de la tarifa GDMTH en la región Peninsular contemplando un factor de carga de 0.57. *CD- Cargo por distribución, CC- Cargo por capacidad, EP- Energía punta, EI- Energía intermedia, EB- Energía base, EPo- Energía ponderado, CyD- Capacidad y distribución, ED- Energía + Demanda.	155
4.15. Análisis tarifario en dólares constantes de marzo de 2023 de la tarifa GDMTH en la región Peninsular contemplando un factor de carga de 1. *CD- Cargo por distribución, CC- Cargo por capacidad, EP- Energía punta, EI- Energía intermedia, EB- Energía base, EPo- Energía ponderado, CyD- Capacidad y distribución, ED- Energía + Demanda.	155
4.16. Tarifas de agua en Cozumel y Cancún. *Pesos constantes.	156
4.17. Estimación de costos nivelados de energía térmica en la industria, promedio 2017 [32].	156
4.18. Consideraciones de evaluación financiera	157
4.19. Distribución porcentual de inversión en los sistemas evaluados.	157

4.20. Distribución porcentual de la inversión de sistemas OTEC contemplando su importación [33].	158
5.1. Parámetros de tendencia central de los perfiles de demanda de agua de uso municipal original y modificado. * dam^3 /mes. . .	161
5.2. Año típico de temperatura superficial nocturna del mar y de zonas profundas en el punto de instalación OTEC.	167
5.3. Resultados anuales del sistema termosolar obtenido a partir de la simulación F-chart.	173
5.4. Resultados anuales del sistema termosolar recalculado.	174
5.5. Estimación de costos de planta OTEC. *CBM- Capacidad máxima bruta, GN- Generación neta, CD- Capacidad de diseño, CC- Costo de capital, Inv.- Inversión, O&M- Operación y mantenimiento y R&R- Reparación y remplazo de equipo. **MUSD/MW- Millones de dólares americanos por megawatt.	176
5.6. Estimación de inversión de planta OTEC contemplando conceptos de importación.	177
5.7. Actualización de los costos del sistema termosolar. (1) Adquisidor de datos para monitoreo web modelo DL2. (2) Termotanque horizontal de 12,000 l de acero al carbón con recubrimiento epóxico para una presión de operación de 5 kg/cm ² . (3) Partida de Estructura hecha en obra a base de ángulo de acero de 1 1/2 "x 1 1/2 ".En la cotización no se incluye el IVA, sólo se deja indicado en qué productos aplicaría.	178
5.8. Estimación de la inversión total del sistema de ósmosis inversa contemplando importación.	179
5.9. Costos nivelados del sistema OTEC. * Contempla el cálculo del costo nivelado de un sistema OTEC que opera al 100 % de su capacidad de diseño durante todo el año.CN- Costo nivelado, AE- Anualidad equivalente, VP- Valor Presente, AEC- Anualidad equivalente de costos, AEQ- Anualidad equivalente del producto generado.	180
5.10. Costo nivelado del agua tratada por el sistema de ósmosis inversa. CN- Costo nivelado, AE- Anualidad equivalente, VP- Valor Presente, AEC- Anualidad equivalente de costos, AEQ- Anualidad equivalente del producto generado.	184
5.11. Costos nivelados de la propuesta de venta de agua. 1* Estos costos nivelados serían ofrecidos a los hoteles de 4 y 5 estrellas. 2* Estos costos nivelados serían ofrecidos a los hoteles de 3,2 y 1 estrella	185
5.12. Resultados del software SAM	187

5.13. Costo nivelado de calor de las 10 plantas termosolares.	187
5.14. Parámetros considerados en la evaluación financiera del sistema OTEC.	189
5.15. Parámetros considerados en la evaluación financiera del sistema de ósmosis inversa.	192
5.16. Costos nivelados de la propuesta de venta de agua contemplando deuda. 1* Estos costos nivelados serían ofrecidos a los hoteles de 4 y 5 estrellas. 2* Estos costos nivelados serían ofrecidos a los hoteles de 3,2 y 1 estrella	195
5.17. Parámetros predefinidos en el software SAM para la evaluación financiera del sistema termosolar.	196
A.1. Claves de los subusos consuntivos contemplados por el REPDA.	208
B.1. Infraestructura de líneas de transmisión por nivel de tensión 2021 [7].	215
B.2. Infraestructura de subestaciones eléctricas de la RNT y RGD 2021 [7].	215
B.3. a Capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2020. b Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos c Incluye Lecho Fluidizado d Incluye plantas móviles e Con base a la información del 21-mar-2021, se modificaron las Centrales Eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpiaa Cogeneración Eficiente. f Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2021	216
B.4. Evolución histórica de la generación de energía eléctrica 2018-2021 (GWh).	216
D.1. Proyecciones de población municipio de Cozumel, Quintana Roo, 2011-2030 [1].	227
D.2. Capacidad instalada por modalidad de Quintana Roo (MW), al 31 de diciembre 2021. ¹ Autoabastecimiento, ² Cogeneración, ³ Generación, ⁴ Generación CFE, ⁵ Pequeña Producción, ⁶ Producción independiente, ⁷ Usos Propios Continuos, ⁸ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE.UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 8,737 MW, Generación-SLP = 4,948 MW (Eólicas y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 385 MW [7].	227

D.3. Afluencia de Turistas al Estado de Quintana Roo, Enero a Diciembre.	228
D.4. Derrama económica turística en el estado de Quintana Roo en MDD.	228
D.5. Llegada de vuelos a los aeropuertos del Estado de Quintana Roo.	228
D.6. Afluencia de cruceros en el Estado de Quintana Roo.	228
E.1. Compendio de las investigaciones y proyectos desarrollados clave de OTEC [12].	229
F.1. Valores promedio anual de indicadores inflacionarios y del tipo de cambio FIX de dólar por pesos mexicano [21], [22], [23], [24] y [34].	232
F.2. Registro del INPC en México, Base marzo 2023 [21].	233
F.3. Índice de Precios al Consumidor (CPI, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos [22].	234
F.4. Índice de Precios al Productor de la Industria Manufacturera del set Turbina, Turbina-Generador (PCU333611333611) [23].	235
F.5. Índice de Precios al Productor de la Industria Manufacturera Química encargada de la fabricación de productos químicos diversos relacionados con el tratamiento del agua (PCU325998325998A) [24].	236
F.6. Rendimiento de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América expresado en puntos porcentuales para el periodo del 2000 al 2023 [20].	237
F.7. Índice de riesgo país en México y otros países de América Latina para el periodo de 2010 al 2023. Nota 1: Cifras 2023 comprenden hasta el mes de febrero. Nota 2: RP ajustado = Riesgo país ajustado por un factor multiplicativo de 1.16, recomendado por Damoradan, que corresponde al valor promedio en países emergentes del cociente de volatilidades del mercado accionario y el mercado de bonos [20].	238
F.8. Datos del giro de negocio de empresas de energías renovables [25].	238
F.9. Datos del giro de negocio de empresas de venta de agua [25]. .	239

- F.10. Costo de capital de sistemas OTEC para distintas capacidades nominales. * Se parte de la suposición de que los costos de capital del 2012 corresponden a valores de diciembre de dicho año, por lo que el factor de actualización del PCU333611333611 utilizado fue de 0.83. **CA- Capacidad neta, CCA- Costo de Capital, TP- Tipo de planta. 239
- F.11. Cálculo del porcentaje de los costos de remplazo y reparación de equipo, así como del concepto de operación y mantenimiento para sistemas OTEC. * C.C. -Costo de Capacidad. . . . 240
- F.12. Tasas de descuento contemplando una inversión cubierta en su totalidad con capital propio. Nota 1: El costo de capital aplica a flujos de efectivo expresados en dólares corrientes, después de impuestos. Nota 2: Se considera que la Tasa de Rendimiento Mínimo Atractiva (TREMA) en términos reales es la misma tanto para la divisa estadounidense como para la mexicana, haciendo la suposición de que el tipo cambiario se mantiene como la resta entre ambas inflaciones. 240
- F.13. Tasas de descuento contemplando una inversión con estructura de deuda y capital. Nota 1: El costo de capital aplica a flujos de efectivo expresados en dólares corrientes, después de impuestos y de pago de deuda. Representa el rendimiento mínimo que debe lograr el capital propio aportado para financiar una fracción de la inversión. Nota 2: Se considera el mismo supuesto que en el cuadro F.12. 241
- F.14. Cotización de los costos del sistema termosolar [30]. (1) Adquisidor de datos para monitoreo web modelo DL2. (2) Termotanque horizontal de 12,000 l de acero al carbón con recubrimiento epóxico para una presión de operación de 5 kg/cm². (3) Partida de Estructura hecha en obra a base de ángulo de acero de 1 1/2"x 1 1/2". En la cotización no se incluye el IVA, sólo se deja indicado en qué productos aplicaría. 242
- F.15. Actualización de los costos del sistema termosolar. (1) Adquisidor de datos para monitoreo web modelo DL2. (2) Termotanque horizontal de 12,000 l de acero al carbón con recubrimiento epóxico para una presión de operación de 5 kg/cm². (3) Partida de Estructura hecha en obra a base de ángulo de acero de 1 1/2"x 1 1/2". En la cotización no se incluye el IVA, sólo se deja indicado en qué productos aplicaría. 242
- F.16. Periodos horarios de la Tarifa GDMT [20]. 243

F.17. Análisis tarifario en la región Peninsular de la tarifa GDMTH, contemplando un factor de carga de 0.57. *CD- Cargo por distribución, CC- Cargo por capacidad, EP- Energía punta, EI- Energía intermedia, EB- Energía base, EPo- Energía ponderado, CyD- Capacidad y distribución, ED- Energía + Demanda. 243

F.18. Análisis tarifario en la región Peninsular de la tarifa GDMTH, contemplando un factor de carga de 1. *CD- Cargo por distribución, CC- Cargo por capacidad, EP- Energía punta, EI- Energía intermedia, EB- Energía base, EPo- Energía ponderado, CyD- Capacidad y distribución, ED- Energía + Demanda. 243

G.1. Perfiles de demanda mensual de agua de uso municipal y de agua caliente del sector turístico de Cozumel. Estos perfiles refieren al percentil 95 de los valores proyectados normalizados. 246

G.2. Perfiles modificados de demanda mensual de agua de uso municipal y de agua caliente del sector turístico de Cozumel. Estos perfiles refieren al percentil 95 modificado de los valores proyectados normalizados. 247

G.3. Potencias mensuales generadas y demandadas en el sistema OTEC de ciclo abierto, sujeto a la demanda de agua del sector hotelero de Cozumel. Wtp- Potencia real de la turbina, Wb1p- Potencia de bomba de agua desalada, Wb2p- Potencia de bomba de reinyección de agua marina no desalada, Wbcw y Whw - Potencias de bombeo de agua marina superficial y de bajans profundidades, aux- Potencia de consumo de los sistemas auxiliares del sistema OTEC, Wnetp y Wnetp- Potencia neta real de cada configuración y Wcable- Potencia transmitida en el cable submarino. 247

G.4. Demanda de agua del sector hotelero de Cozumel (percentil 95 y percentil 95 modificado) y desalación del sistema OTEC de ciclo abierto. 248

G.5. Resultados mensuales del sistema termosolar en Cozumel. Q auxiliar refiere al calor no cubierto por el sistema termosolar, por lo que tendría que ser cubierto por un sistema auxiliar de calentamiento. 248

G.6. Demanda y cobertura de agua caliente por parte del sistema termosolar.*UR- Unidades requeridas; refiere a la cantidad de unidades requeridas para cubrir la demanda de agua caliente del percentil 95 modificado con la capacidad del sistema termosolar planteado. ** Contempla el porcentaje de cobertura que tienen 7 unidades termosolares frente a la demanda de agua del percentil 95 modificado de cada mes.*** AT- Arreglo termosolar.	249
---	-----

Capítulo 1

Antecedentes

1.1. Agua

1.1.1. Agua en el mundo.

La Organización de las Naciones Unidas (ONU) ha estimado que en los 67 años más recientes, el crecimiento se ha concentrado principalmente en las regiones en vías de desarrollo [2]. A su vez, se ha observado una creciente concentración de la población en zonas urbanas, mientras que en las zonas rurales tiende a estabilizarse o a disminuir. Esto ha estado ocurriendo tanto en los países desarrollados como en vías de desarrollo, provocando un aumento en la presión que ejercen las ciudades sobre el ambiente de una manera importante. Por esta razón, además de erradicar el 26 % de personas sin acceso a este recurso vital que existe en la actualidad [35], en la medida en que los recursos hídricos disponibles sean menos accesibles, los países tendrán que obtener agua a mayores distancias, extraerla de mayores profundidades, o depender de tecnologías avanzadas para desalinización o reutilización de agua; y al mismo tiempo, buscar erradicar el 26 % de personas sin acceso a este recurso vital que existe en la actualidad.

Ciclo hidrológico del agua.

Este ciclo describe el movimiento continuo y cíclico del agua en el planeta Tierra, el cual no sostiene ni reconoce limitaciones territoriales establecidas por el ser humano. Para entenderlo mejor, es importante mencionar que el Sol es el responsable de efectuar dicho ciclo, ya que, al calentar las masas de agua, provoca que se evaporen. Este vapor de agua se eleva a las partes altas de la atmósfera, en donde gracias a la disminución de temperaturas que en ella ocurren se propicia la condensación de dicho vapor y se forman las



Figura 1.1: Ciclo hidrológico simplificado [1].

nubes. Estas nubes son desplazadas por las corrientes de aire sobre el globo terráqueo con la finalidad de que las partículas de nube colisionen, crezcan y caigan sobre la superficie terrestre y oceánica en forma de precipitación: nieve, granizo, hielo [1]. La mayor parte de la precipitación cae en los océanos, mientras que el resto se deposita sobre la superficie terrestre; en donde, debido a la gravedad ocurren escurrimientos que forman los ríos. En éstos, el agua es transportada a las depresiones del terreno o de vuelta a los océanos. En ambos procesos, parte del agua se infiltra hasta los acuíferos donde se conserva o puede brotar hacia la superficie como manantiales, ríos o lagos de agua dulce; otra parte de esta misma agua subterránea es descargada a los océanos [1].

El agua subterránea que se encuentra a poca profundidad es tomada por las raíces de las plantas y transpirada a través de la superficie de las hojas, regresando a la atmósfera como evapotranspiración. A lo largo del tiempo esta agua continúa moviéndose; parte regresando a los océanos, en donde se comienza nuevamente el ciclo [1]. Este proceso se encuentra ilustrado en la figura 1.1.

Para ejemplificar mejor el ciclo hidrológico en cifras, se estima que la disponibilidad de agua promedio anual en el mundo es de aproximadamente 1386 billones de hm^3 , de los cuales el 97.5% es agua salada y sólo el 2.5%, es agua dulce, de esta cantidad casi el 70% no está disponible para consumo humano porque se encuentra en glaciares, nieve y hielo (ver figura 1.2). Del agua que técnicamente está disponible para consumo humano, sólo una pequeña porción se encuentra en lagos, ríos, humedad del suelo y depósitos

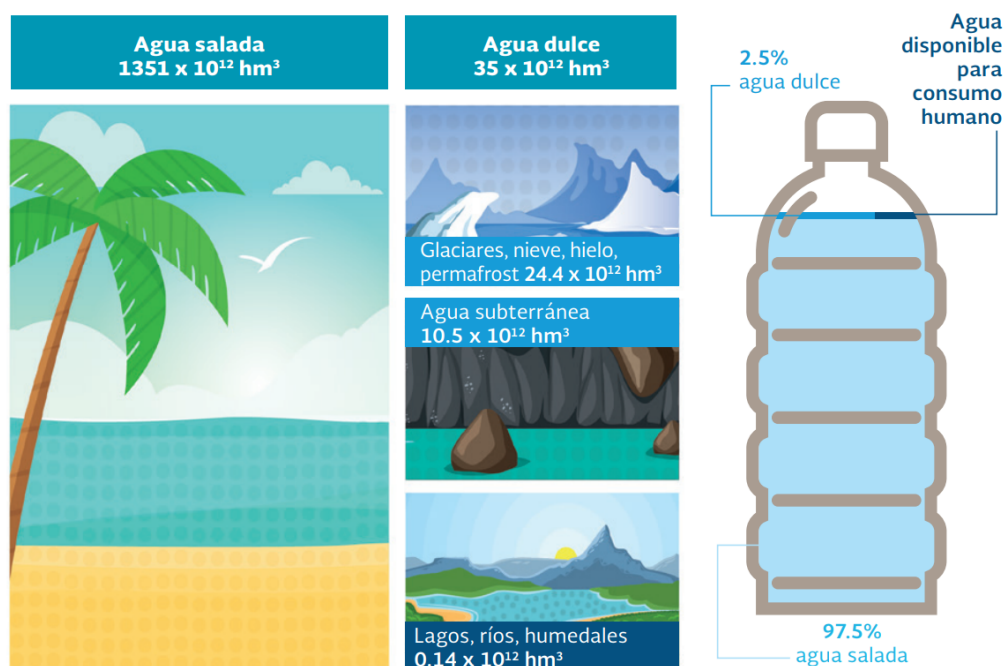


Figura 1.2: Distribución del agua en el mundo [2].

subterráneos relativamente poco profundos, cuya renovación es producto de la infiltración. Mucha de esta agua teóricamente utilizable se encuentra lejos de las zonas pobladas, lo cual dificulta o vuelve imposible su utilización efectiva. Se estima que solamente el 0.77% se encuentra como agua dulce accesible al ser humano (ver figura 1.2) [2].

Cambio climático

Los cambios en el ciclo del agua debidos al cambio climático no son uniformes. El contraste en la precipitación entre las regiones secas y húmedas, y entre las temporadas de lluvia y estiaje se incrementará, aunque es posible que haya excepciones regionales. Esto derivará en riesgos para la cantidad y calidad del agua disponible para la sociedad.

Se considera que los impactos de fenómenos hidrometeorológicos extremos recientes, entre ellos olas de calor, sequías, inundaciones, ciclones e incendios revelan la vulnerabilidad significativa y la exposición al riesgo de ciertos ecosistemas y muchos sistemas humanos ante la variabilidad climática [2].

En términos de agua dulce, se prevé que durante el siglo XXI se reduzca el agua renovable superficial y subterránea en la mayoría de las regiones subtropicales secas, lo que incrementará la competencia entre los usuarios. Los efectos del cambio climático se acentuarán en las zonas con rápidos procesos

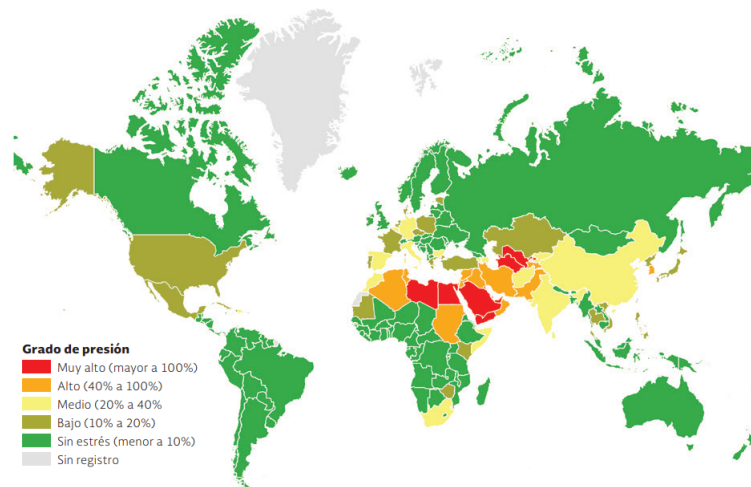


Figura 1.3: Grado de presión sobre los recursos hídricos[2].

de urbanización, sin dejar de lado los impactos en el medio rural por la disponibilidad del agua y los cambios de temperatura, que podría derivar en el desplazamiento de las zonas de cultivo y, por consiguiente, incidir tanto en la población rural como en la seguridad alimentaria en general [2].

Lo anterior se puede ejemplificar hoy en día mediante el grado de presión que existe sobre el recurso hídrico, el cual se determina al dividir la extracción del recurso entre el agua renovable (ver figura 1.3).

1.1.2. Agua en México

Regiones hidrológico-administrativas (RHA) para las gestión del agua.

La Comisión Nacional del Agua, como órgano administrativo, normativo, técnico y consultivo encargado de la gestión del agua en México, desempeña sus funciones a través de 13 organismos de cuenca, cuyo ámbito de competencia son las RHA, las cuales están formadas por agrupaciones de cuencas, consideradas unidades básicas para la gestión de los recursos hídricos. Los límites de las RHA respetan los municipales para facilitar la integración de la información socioeconómica.

Delimitar estas regiones respetando los límites municipales ayuda primordialmente a relacionar las variaciones importantes que existen a nivel regional en temas de población, agua renovable (AR) y el Producto Interno Bruto (PIB). En cuanto al término de agua renovable, ésta se entiende como la “Cantidad de agua máxima que es factible explotar anualmente en una

REGIONES HIDROLÓGICO-ADMINISTRATIVAS Y ENTIDADES FEDERATIVAS



Figura 1.4: Regiones Hidrológico-Administrativas en México [2].

región, es decir, la cantidad de agua que es renovada por la lluvia y el agua proveniente de otras regiones o países (importaciones). Se calcula como el escurrimiento natural medio superficial interno anual, más la recarga total anual de los acuíferos, más los flujos de entrada menos los flujos de salida de agua a otras regiones" [2].

Estos tres indicadores son importantes de correlacionar, dado que en México se presentan diferencias significativas a lo largo del país. Las regiones del sureste presentan dos terceras partes del agua renovable en el territorio nacional, con una quinta parte de la población que aporta la quinta parte del PIB nacional; mientras que las regiones del norte, centro y noroeste cuentan con una tercera parte del agua renovable en el país, cuatro quintas partes de la población y de la aportación regional al PIB. Esto implica que en las regiones del sureste, el agua renovable per cápita sea siete veces mayor que la disponible en el resto de las regiones hidrológico-administrativas en México. Al visualizar este panorama es posible apreciar los retos que enfrentan distintas RHA (ver figura 1.5).

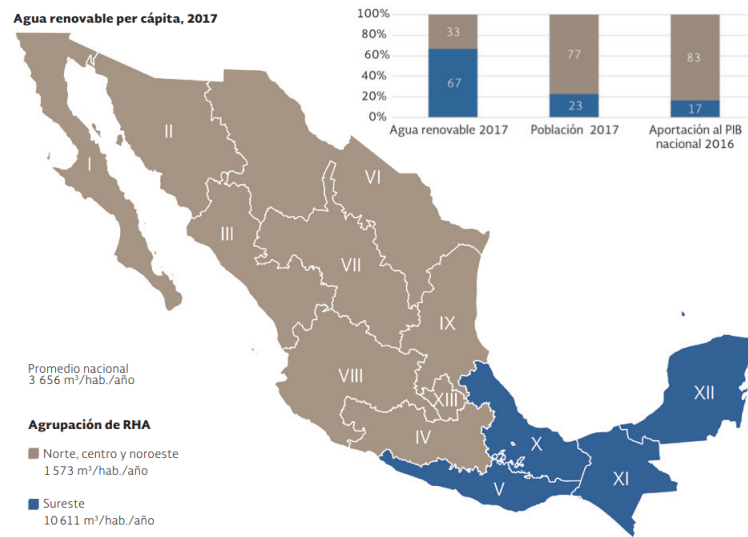


Figura 1.5: Contraste entre agua renovable y desarrollo [2].

Cuencas y aguas subterráneas

Las cuencas son unidades naturales del terreno definidas por la existencia de una división de las aguas superficiales debido a la conformación del relieve [2]. Para su gestión la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) ha definido 731 cuencas hidrológicas agrupadas en 37 regiones hidrológicas (ver figura A.1).

En relación con las aguas subterráneas, México está dividido en 653 acuíferos (ver figura A.2), mismos que de forma anual son monitoreados para reportar su disponibilidad y actualización. Siendo que desde que se publicaron sus delimitaciones geográficas en 2003 hasta la fecha, su estudio ha persistido en el tiempo [2].

Usos del agua

Clasificación de los usos del agua.

El agua es empleada de diversas formas en todas las actividades humanas, ya sea para subsistir o producir e intercambiar bienes y servicios. Es por esta razón por la cual CONAGUA creó el Registro Público de Derechos de Agua (REPDA), en donde se registran los volúmenes concesionados o asignados a los usuarios de aguas nacionales. Para ello, la REPDA agrupa en distintas categorías a los distintos usos en los que se concede el agua. Estos usos agrupados se encuentran definidos de acuerdo con la información contenida en los cuadros A.1 y 1.1.

Usos agrupados consuntivos	Definición	Vol. Concesionado (hm^3)	%
Agrícola	A+D+G+I+L	66799	76
Abastecimiento público	C+H	12628	14.4
Industrial integrado	B+E+F1+K	4267	4.9
Electricidad excluyendo hidroelectricidad	F2	4147	4.7
	Subtotal consuntivo	87842	100
Uso agrupado no consuntivo	Definición	Vol. Concesionado (hm^3)	%
Hidroeléctricas	J	183066	
Conservación Ecológica	N	9.46	
	Subtotal no consuntivo	183075	
	Total	270917	

Cuadro 1.1: Volumen concesionado de agua de usos consuntivos y no consuntivos de la clasificación del REPDA [2].

Para un mejor entendimiento de la información se entiende como volumen de agua concesionado o asignado a los volúmenes de agua destinados al uso público urbano o doméstico, mientras que los volúmenes de agua de uso consuntivo refieren a los volúmenes de este líquido con una calidad determinada que se consume al llevar a cabo una actividad específica, el cual se determina como la diferencia del volumen de una calidad determinada que se extrae, menos el volumen de una calidad también determinada que se descarga, y que se señalan en el título respectivo de la Ley de Aguas Nacionales [2].

De acuerdo con la evolución del volumen concesionado para usos consuntivos del periodo 2008 al 2017, el 60.9 % del agua utilizada para uso consuntivo proviene de fuentes superficiales (ríos, arroyos y lagos), mientras que el 39.1 % restante corresponde a fuentes subterráneas (acuíferos). Del total del volumen concesionado, el 76.04 % se destina a usos agrícolas, el 14.38 % para abastecimiento público y el resto se distribuye en la industria autoabastecida y para la generación de energía eléctrica excluyendo hidroelectricidad (ver figura 1.6)[2].

De forma complementaria en la figura A.4 se muestra el volumen concesionado por Municipio para usos consuntivos del año 2017, en la figura A.5 se puede distinguir la fuente principal o predominante para los volúmenes concesionados en cada Municipio, sea superficial o subterránea. Cuando existe una diferencia menor 5 % entre fuentes superficiales y subterráneas, se considera que no existe fuente predominante y se designan como fuentes

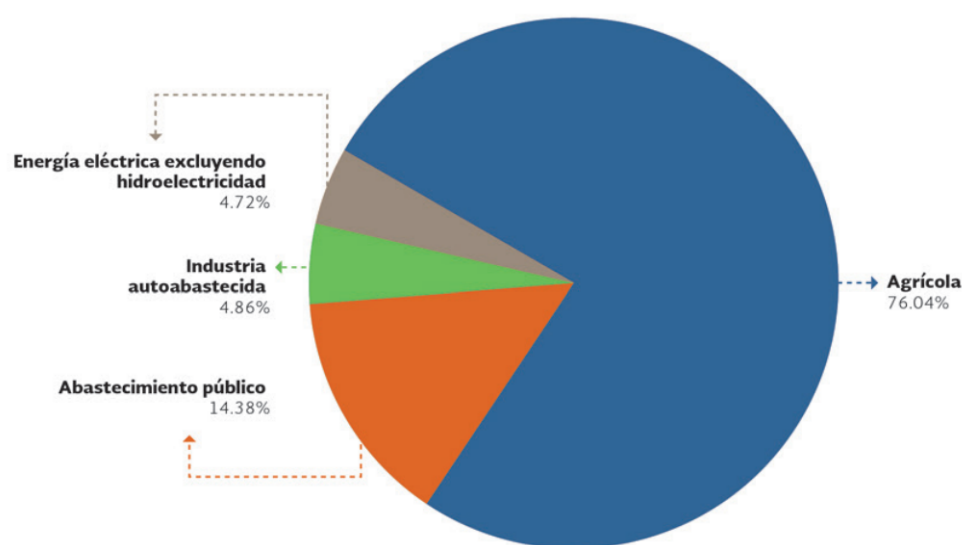


Figura 1.6: Distribución de volúmenes concesionados por sus usos agrupados consuntivos, 2017 [2].

similares, y en la figura A.6 se pueden visualizar las tendencias de cambio de los usos consuntivos, entre los años 2005 y 2017 en los municipios del país, donde se observan los rangos porcentuales de disminución o incremento [2].

Por otro lado, existe un indicador que permite conocer el grado de presión sobre el recurso hídrico el cual expresa el porcentaje del agua empleada en usos consuntivos respecto al agua renovable. A escala nacional, México experimenta un grado de presión del 19.5 %, lo cual se considera de nivel bajo; sin embargo, las zonas centro, norte y noroeste del país experimentan un alto grado de presión (ver figura 1.7)[2].

Condiciones de Acuíferos

El aumento en la demanda de agua es uno de las principales amenazas de la sustentabilidad en la explotación de acuíferos. En México se ha observado que el número de acuíferos en condiciones de sobreexplotación se ha incrementado en las últimas cuatro décadas, siendo que en 1975 el número registrado era 32, en 1981 un total de 36 y en 2015 se reportaron 105. La mayoría de ellos se concentran en la RHA I Península de Baja California, II Noroeste, VI Río Bravo, VII Cuencas Centrales del Norte y VIII Lerma-Santiago-Pacífico [2].

Del fenómeno de sobreexplotación ocurre que en algunos acuíferos se llega a presentar salinización por intrusión marina o aguas subterráneas salobres. Esto se ha presentado en gran medida en locaciones que sostienen extensas

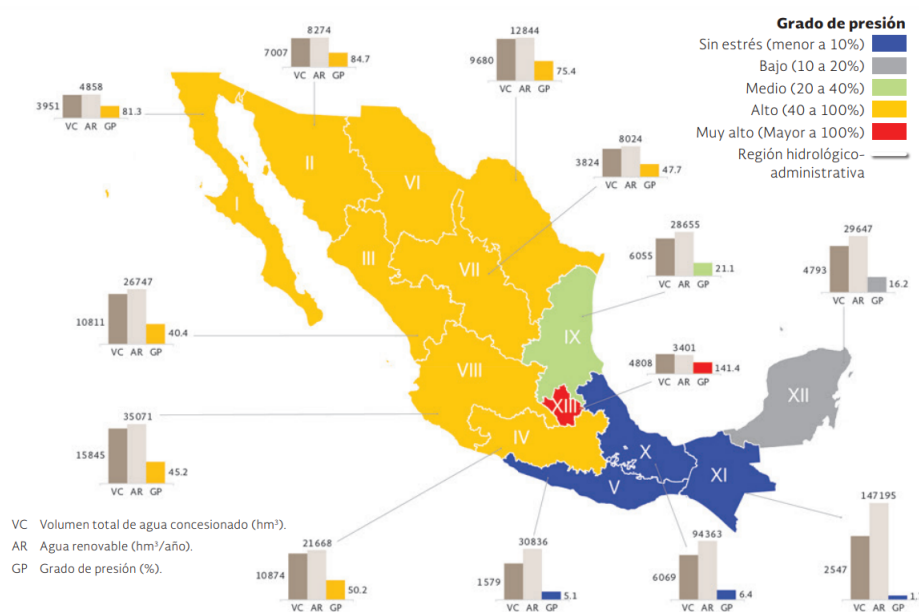


Figura 1.7: Grado de presión sobre el recurso hídrico, 2017 [2].

zonas de riego, sobre todo en áreas costeras, en donde se ha observado el descenso de varios metros en los niveles de agua subterránea, y con ello, se ha favorecido la intrusión del agua marina, con el consecuente deterioro de la calidad de sus aguas. Se han registrado problemas de intrusión salina son en la regiones: I Península de Baja California, II Noroeste y XII Península de Yucatán. Por otro lado, las regiones que presentan problemas de salinización y aguas subterráneas salobres son: I Península de Baja California, VI Río Bravo, VII Cuencas Centrales del Norte y XII Península de Yucatán (ver figura A.3-) [2].

Escenarios futuros

En el caso particular de México existen dos aspectos a considerar en los escenarios futuros, uno es el incremento de la población y su concentración en zonas urbanas y otro, los usos del agua derivados del crecimiento de las actividades económicas que efectúa dicha población. De acuerdo con las proyecciones de la Comisión Nacional de Población (CONAPO), entre 2017 y 2030 la población del país se incrementará en 13.9 millones de personas, aunque las tasas de crecimiento tenderán a reducirse [2].

El proceso de crecimiento y concentración de la población, principalmente urbana se ha venido dando en las denominadas zonas metropolitanas (ZM). Para 2030 se espera habiten en ZM 86.21 millones de personas, que corres-

ponden al 62.7% de la población nacional (4.84% rural y 57.86% urbana) [2].

El impacto del crecimiento de la población en los recursos hídricos disponibles de aguas superficiales y subterráneas, se ha venido observando a través del indicador agua renovable per cápita, que determina el volumen de agua disponible por habitante y es posible asociarlo con niveles de escasez y estrés, así considera escasez absoluta cuando el valor del indicador es menor de 500 y crónica cuando se encuentra entre 500 y 1 000, con estrés entre 1 000 y 1 700 y sin estrés cuando es mayor de 1 700. Además de este indicador, también es importante considerar el efecto de las actividades económicas de la población en los volúmenes concesionados para los diferentes usos, que pueden relacionarse con las aguas renovables mediante el indicador grado de presión, que viene siendo el porcentaje de agua concesionada respecto al agua renovable. A fin de visualizar los valores de los indicadores agua renovable per cápita y grado de presión, en la figura 1.8 se observan los mapas para 2017 y 2030.

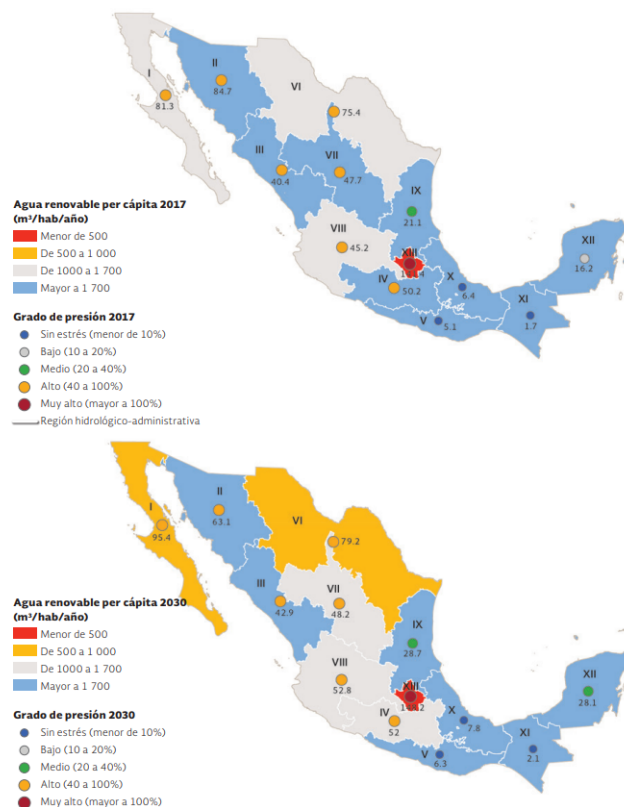


Figura 1.8: Agua renovable per cápita y grado de presión 2017 y 2030 [2].

1.2. Energía

1.2.1. Energía en el mundo.

Consumo global.

Existen diversas fuentes de energía como es el carbón, el petróleo, gas, nuclear, hidroenergía, eólica, solar, oceánica y biocombustibles; sin embargo, al analizar el pasado unos cuantos siglos atrás, es evidente que las fuentes de energía implementadas se reducen a prácticamente tres biomasa tradicional, hidráulica y carbón. Por su parte, la hidráulica fue implementada por diversas civilizaciones para el transporte de este recurso, saneamiento, entre otros usos. Durante el siglo XIX, la principal fuente de energía alrededor del mundo fue la biomasa tradicional, misma que se utilizaba como fuente de calor para diversos procesos. Esto permaneció así hasta el surgimiento de la Revolución Industrial en donde el aprovechamiento del carbón, como fuente energética, llegó a implementarse en la mayoría de los procesos innovadores para la época; aun así, el uso de biomasa tradicional seguía representando un poco más de la mitad de los usos energéticos mundiales de ese entonces [3]. Fue hasta el siglo XX que el mundo comenzó a explotar otras fuentes de energía. En primer instancia el petróleo, seguido de la hidroenergía, para que años después (1960) fuera incluida la energía nuclear y lo que hoy en día se conocen como fuentes de energía renovable en 1980 [3]. Lo anterior evidencia el tiempo el tiempo que ha tomado esta transición energética; alrededor de 200 años de historia tuvieron que transcurrir para que diversas fuentes de energía a nivel global pudieran establecerse (ver figura 1.9). Afortunadamente, esta tendencia en recientes años muestra un patrón de transición más acelerado. Como se puede apreciar en la figura 1.10 el consumo de energía por tipo de energía primaria en el mundo sigue recayendo en los combustibles fósiles (84.2 %) y el resto en fuentes de energía como la nuclear (4.4 %) y energías renovables (11.4 %) [4]. Cabe señalar que estos valores no incluyen a la biomasa tradicional, debido a la dificultad que existe en cuantificarla, por lo que únicamente las fuentes comerciales de energía son las que se encuentran incluidas dentro de los datos de dicha imagen.

A nivel global, el consumo de energía primaria registró un total de 165,320 TWh. Los países con mayor consumo resultaron ser China (43,791 TWh), Estados Unidos de América (25,825 TWh), India (9,841 TWh) y Brazil (3,490 TWh) [27]; de los cuales, los primeros dos países mencionados sostienen consumos exuberantes en comparación con el resto del mundo (ver figura B.1).

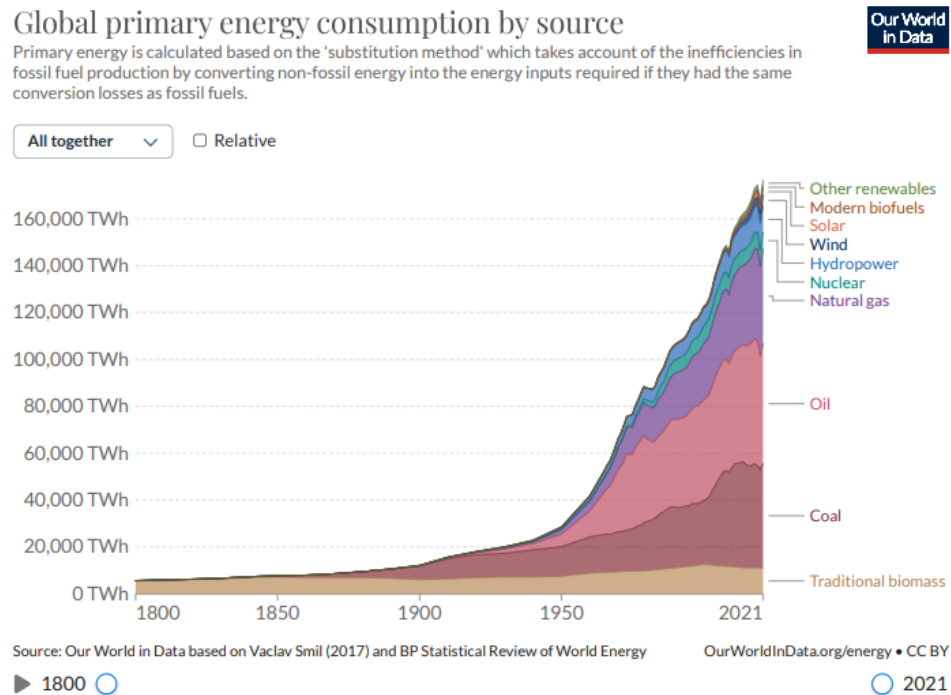


Figura 1.9: Consumo histórico de la energía primaria global por tipo de fuente (1800-2021) [3].

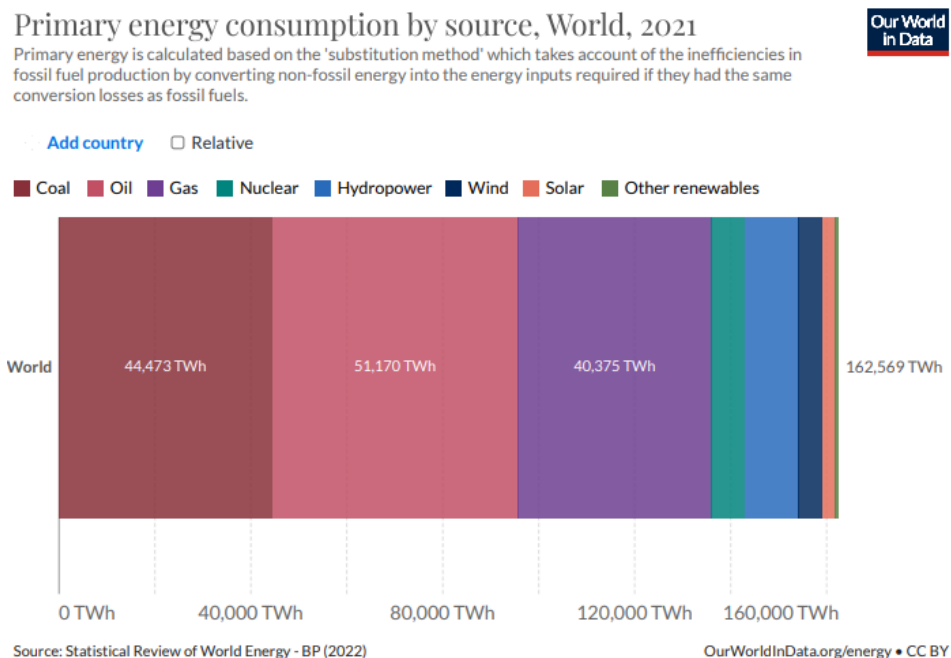


Figura 1.10: Consumo de energía primaria global por tipo de fuente [4].

Problemática e incertidumbres

El problema central que persiste a nivel mundial, es el cambio climático, el cual, debido a la actual crisis climática, pone en riesgo al planeta entero. Todo esto sin olvidar que quienes existimos actualmente somos responsables de preservar el planeta a través de acciones presentes que aseguren nuestro bienestar actual, pero que también procure por el bienestar de futuras generaciones.

Cabe señalar que, a la producción de energía se le atribuye la responsabilidad del 87% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero [5]. De forma general, se ha identificado que esto yace en dos problemáticas cruciales: gran parte de los procesos de producción de energía siguen emitiendo gases de efecto invernadero y, por otro lado, existen cientos de millones de personas que no tienen acceso completo a la energía. De este último, es una realidad que los habitantes de países con menor desarrollo sostienen las menores emisiones, en comparación con aquellos que viven en países desarrollados en donde las emisiones de unos cuantos días pueden representar el total de emisiones anuales de un país en condiciones de desarrollo; esto se debe a la falta de acceso a la energía y tecnologías modernas. Lamentablemente, cuando el acceso a la energía no está garantizado, las personas optan por utilizar biomasa tradicional, provocando que la pobreza esté ligada con la deforestación y condiciones de vida deficientes que así mismo pueden repercutir en problemas de salud relacionados con la calidad de aire en interiores. Por otro lado, en el caso de los países desarrollados, las emisiones de gases de efecto invernadero son significativamente altas con una característica marcada, el poder adquisitivo es directamente proporcional a la contribución de gases de efecto invernadero [5]. Esto demuestra que en el mundo actual, una mayor calidad de vida implica mayores emisiones asociadas. Todo lo descrito anteriormente se encuentra ilustrado en la figura 1.11.

Para poder atender las problemáticas del mundo de la energía actual, se ha identificado la enorme necesidad de llevar a cabo una transición energética a nivel mundial, misma que en años recientes ha tomado gran relevancia. Para ello, es indispensable identificar que cada país sostiene un enfoque distinto derivado de sus contextos energéticos; más aún, teniendo en cuenta que la matriz de sistemas energéticos se ha diversificado en los últimos 50 años. Por esta razón, hoy en día ocurre que mientras en América Latina se despliegan importantes recursos hidroeléctricos, en Asia se sigue utilizando una alta proporción de carbón para la generación de electricidad y en Europa tanto la energía nuclear como la presencia de energías renovables se vuelven cada vez más presentes [6].

Dentro de la perspectiva a nivel global, el 2021 resultó ser un año cru-

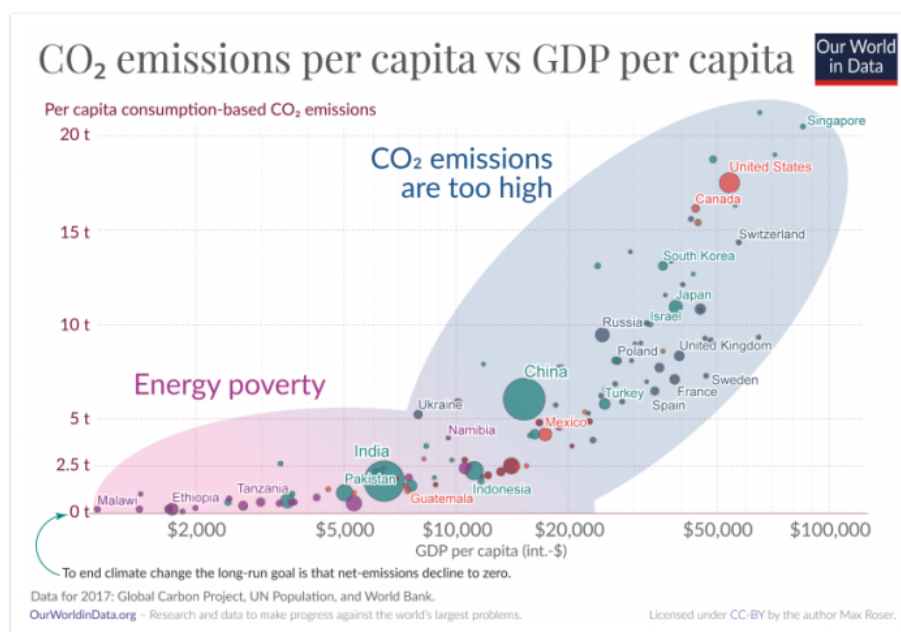


Figura 1.11: Emisiones de CO_2 per cápita en el mundo [5].

cial para las transiciones energéticas. Las repercusiones de la pandemia del COVID-19 siguen presentes dentro de las economías mundiales, por lo que se reconoce que el camino hacia la recuperación de dichos efectos continúa en proceso; prueba de ello, recae en la gran incertidumbre que existió en las perspectivas de demanda de la energía durante 2021 y 2022 luego de que ocurriera el mayor descenso absoluto de la historia del 4.5% de la demanda mundial de energía en 2020, misma que se logró recuperar durante el 2021 al levantarse las restricciones de la pandemia y con la recuperación parcial de las economías [6]. Sin embargo, las sucesivas oleadas de la pandemia provocadas por las variantes víricas y el despliegue mundial desigual de vacunas siguen generando incertidumbre del panorama energético actual. Dentro de las estimaciones del consumo de energía en el mundo, se espera un aumento del 4 y el 5%. Esto implica que el consumo se reubique en valores por arriba de los niveles anteriores al periodo del COVID-19 [6].

Reforzando lo anterior, el Issues Map global 2022 del Consejo Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés) reporta un elevado nivel de incertidumbre en casi todos los asuntos evaluados por los líderes energéticos que fueron consultados en la elaboración de dicho estudio. Este documento, explica que durante el primer año de la pandemia el grado de incertidumbre tuvo un aumento significativo y que a pesar de la relajación de las restricciones del COVID-19 y la reapertura del comercio mundial, durante el 2022 se

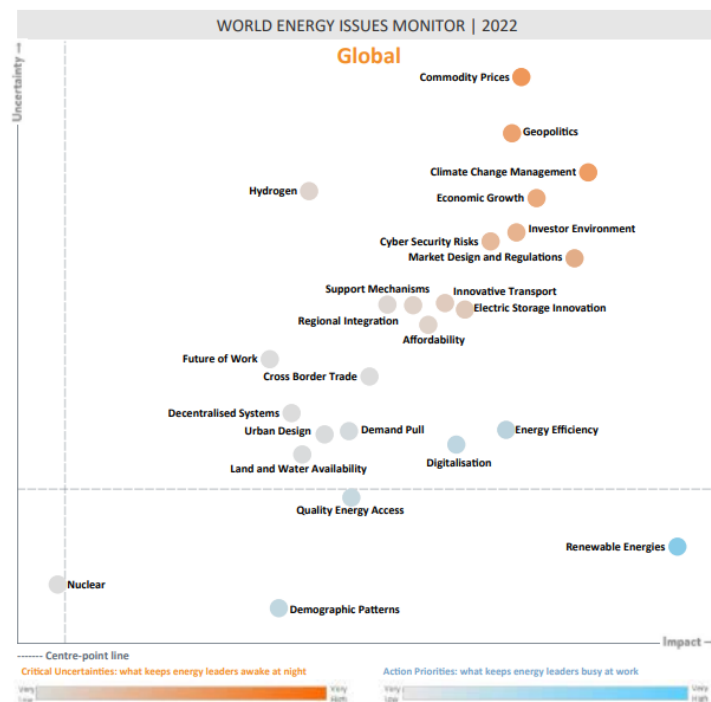


Figura 1.12: Incertidumbres globales en el mundo [6].

registró un aumento adicional en la incertidumbre alrededor de los temas de interés energéticos globales. Dentro de los temas destacados se encuentran [6]:

- **Crecimiento económico:** La ruta para salir de la perturbación causada por la pandemia de COVID-19 sigue sin ser clara ya que se han acentuado tanto retos sociales existentes como impactos de carácter material a corto plazo en la productividad mundial, regional y nacional.
- **Precios de las materias primas:** Se postura como la incertidumbre crítica más clara a nivel mundial y en todas las regiones, con excepción de América del Norte en donde la gestión del cambio climático encabeza la lista.
- **Precios de productos básicos:** La incertidumbre alrededor de este tema presenta aumentos considerables a nivel mundial principalmente por la volatilidad de los mercados energéticos mundiales, regionales y nacionales.

- **Geopolítica:** El impacto en la incertidumbre relacionada con este tema a nivel mundial resultó enaltecerse sustancialmente en 2020, sin embargo, la continua interdependencia energética de los países, a pesar del crecimiento récord de la capacidad renovable, las tensiones comerciales y las presiones ejercidas sobre los líderes mundiales por la pandemia contribuyen la permanencia de este tema dentro del área de incertidumbre.

Así mismo, los asuntos que afectan la equidad energética también han reportado aumentos significativos en el impacto e incertidumbre en comparación con 2020. Los temas más críticos en este ámbito son [6]:

- **Diseño del mercado:** A pesar de parecer una cuestión técnica, el profundo efecto que tiene en la naturaleza del negocio energético resulta crucial y si contemplamos que en los últimos años se han presentado una serie de fallos dramáticos del mercado energético, se hace posible visualizar su relación con las repercusiones sociales que se han derivado de ello.
- **Incertidumbre en torno a lo esencial:** Derivado de las crisis actuales a nivel mundial esta incertidumbre resulta ser aquella que más afecta a las personas, resaltando la necesidad de humanizar la energía con la finalidad de ser capaces de prever crisis y comprender cuáles son los puntos de mayor impacto.
- **Resiliencia de la equidad:** De lo anterior, se aclara la importancia de gestionar las crisis futuras para que el impacto social y económico en todos los sectores y regiones sea mínimos.

En contraste con todo lo enunciado anteriormente, el reporte del Consejo Mundial de la Energía establece que en este año el área de acciones prioritarias cuenta con pocas secciones en comparación con años anteriores, lo cual destaca la necesidad de estabilizar las incertidumbres críticas y de encontrar formas prácticas de alcanzar un panorama de mayor confianza. Dentro de las acciones prioritarias más importantes se encuentran [6]:

- **Energías Renovables:** A nivel mundial se sostiene esta prioridad de manera sostenida debido a la ferviente necesidad de transición energética del panorama global.
- **Patrones demográficos:** Siendo una prioridad de acción específica desde el punto de vista geográfico, se reconoce que en las regiones con

poblaciones urbanas y jóvenes sostienen una demanda energética creciente existe una mayor prioridad en comparación con aquellas con poblaciones envejecidas y una demanda plana o en declive.

Por estas y más razones (ver figura 1.12), durante la Conferencia de las Partes COP26 se le pidió a los países atender dichas incertidumbres y al mismo tiempo reducir progresivamente la energía del carbón y los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles, poner fin y revertir la deforestación, disminuir la emisiones a cero en 2050 y acordar un plan para acelerar la implantación de tecnologías limpias y asequibles para 2030, incluidos vehículos de emisiones cero.

1.2.2. Energía en México

Dada la perspectiva actual, México reconoce las problemáticas globales que en materia de sustentabilidad y energía existen, por lo que se comprometió a efectuar el cúmulo de cambios dentro de su matriz energética para encaminarla hacia soluciones que atiendan sus requerimientos propios, con la finalidad de contribuir de manera positiva en la transición energética global. Esto se debe a que el 1.2 % de las emisiones de CO_2 acumuladas desde 1850 a 2021 se le atribuyen a nuestro país. Lo anterior toma sentido si se contempla que durante el 2020 México demandó el 1.7 % del total del consumo mundial de petróleo como fuente de energía primaria [7].

En congruencia con lo anterior, el Gobierno de México a través de la política de transición energética busca reducir y eliminar los gases de efecto invernadero generados en la operación del sistema energético nacional. Para ello, se reconocen diversas acciones clave. La primera recae en lograr la autosuficiencia energética, misma que de acuerdo con la administración actual fue comprometida desde 2013 y que a partir del 2019 comenzó a recuperarse hasta alcanzar niveles del 87 % en 2021; con lo que existe todavía un remanente importado del 13 % de la energía que se consume actualmente [7]. Otro tema central identificado por el Gobierno de México es el almacenamiento de energía, mediante el cual se busca consolidar la participación confiable de las energías renovables intermitentes para que éstas puedan contribuir dentro de la confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad en la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Para esto, se tiene identificada la enorme importancia de incorporar generación distribuida planificada con soporte en redes eléctricas inteligentes que permitan gestionar de forma armónica y programada, la demanda y oferta de energía eléctrica.

Dentro de las opciones de tecnologías renovables, la geotermia y la bioenergía se identifican como aquellas con un esquema de posibilidad de apro-



FUENTE: SENER con información de CENACE, 2022

Figura 1.13: Estructura del Sistema Eléctrico Nacional [7].

vechamiento a corto plazo. Esto se debe a los más de 60 años de experiencia en el desarrollo de proyectos geotérmicos que tiene México, así como la gran oportunidad de diversificar y fortalecer el sector agroindustrial mediante la tecnificación del campo mexicano para que contribuya en la soberanía energética, de oxigenantes importados y de etanol a nivel nacional. De forma adicional, el Gobierno de México ha identificado la necesidad de implementar sistemas de cogeneración eficiente por ser una tecnología que permite obtener electricidad y calor de una forma más eficiente que la generación independiente de electricidad y calor; además de que es posible desarrollarla en cualquier tipo de edificación brindándole la oportunidad de volverse autosuficiente en gran medida e independiente energéticamente [7].

Estructura actual del Sistema Eléctrico Nacional

A nivel nacional, la República Mexicana se encuentra conformada, desde el ámbito energético, por el Sistema Eléctrico Nacional, mismo que a su vez está integrado por nueve regiones de control y un sistema eléctrico aislado de menor escala (ver figura 1.13). Así mismo, estas nueve regiones de control no se encuentran interconectadas en su totalidad unas con otras, lo que provoca una gestión de las regiones en función de su interconexión. Dentro del SEN, existen cuatro sistemas interconectados. El primero y más grande de ellos es el Sistema Interconectado Nacional (SIN), el cual está integrado por siete regiones de control: la Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular; el segundo es el Sistema Interconectado Baja California (SIBC), el tercero es el Sistema Interconectado Baja California Sur (SIBCS)

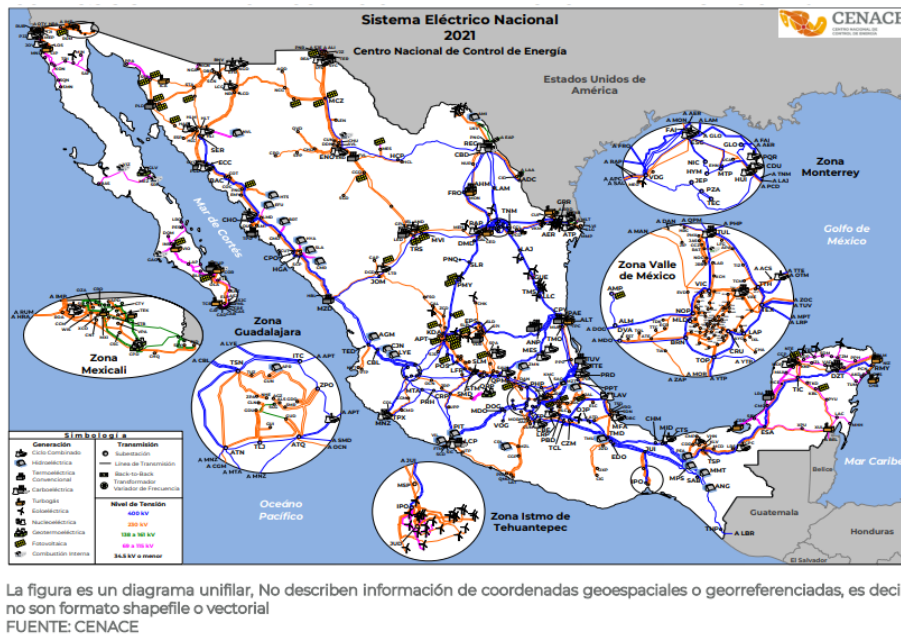


Figura 1.14: Red Troncal de Transmisión 2021 [7].

y el último y más pequeño es el Sistema Interconectado Mulegé (SIM). En el caso particular del SIN, las regiones de control que lo conforman tienen la característica de compartir entre ellas sus recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas, permitiendo el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable como conjunto. Esto se hace posible a través de los enlaces entre regiones (ver figura B.2). Además, el SIN cuenta con enlaces internacionales que permiten importar y exportar energía dependiendo el caso, en Matamoros, Tamaulipas, se cuenta con dos enlaces que operan con carga aislada con Brownsville, Texas; entre Ciudad Juárez y El Paso, Texas existen dos enlaces en el nivel de tensión de 115 kV que operan con carga aislada; también con Texas se tienen dos enlaces asíncronos, un transformador variable de frecuencia de 100 MW en la región de Laredo, y dos Back-to-Back con tecnología LCC que operan en paralelo de 150 MW cada uno en la región de Reynosa y por último con Centroamérica se tienen dos enlaces internacionales síncronos, uno con Guatemala en 400 kV y el otro con Belice en 115 kV. En cuanto al SIBC, éste opera interconectado a la Red Eléctrica de la región Oeste de EE UU. Western Electricity Coordinating Council (WECC) por medio de dos líneas de transmisión. Por su parte, tanto el SIBCS y el SIM se encuentran eléctricamente aislados entre sí, así como del SIN y SIBC (ver figura B.3) [7].

PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 31 DE DICIEMBRE 2021

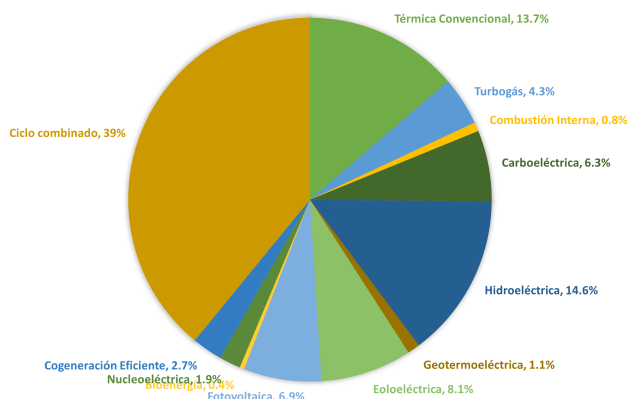


Figura 1.15: Porcentaje de la capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2021.[7].

Infraestructura de transmisión y transformación.

Para poder garantizar los flujos de energía requeridos por el Mercado Eléctrico Mayorista en México, atender el suministro de energía eléctrica, garantizar la confiabilidad del SEN y poder aprovechar los recursos energéticos a lo largo del país es necesario contar con una red de transformación y transmisión en el SEN (ver figura 1.14). Dicha red, ha sido desarrollada principalmente por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), mismo que la ha constituido en diferentes niveles de tensión:

- * Red Nacional de Transmisión (RNT): Son todas aquellas redes eléctricas implementadas para transportar energía a los sistemas de interconexión extranjeros determinados por la Secretaría de Energía (SENER), a los usuarios finales que por las características de sus instalaciones lo requieran y a la Red General de Distribución. Se caracterizan por sostener tensiones mayores o iguales a 69 kV [7].
- * Redes Generales de Distribución (RGD): Son todas aquellas redes eléctricas en mediana (de 1 kV a 69 kV) y baja tensión (≤ 1 kV) que se encargan de distribuir la energía eléctrica al público en general.

Los cuadros B.1 y B.2 muestran que la Red Nacional de Transmisión al 31 de diciembre de 2021 registró una longitud de 11,549 km, mientras que la longitud de las líneas de media tensión en distribución registraron una longitud de 542,129 km y la de distribución en baja tensión 335,920 km [7].

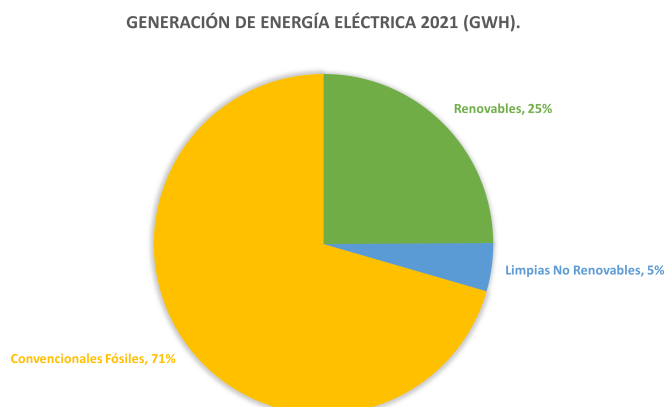


Figura 1.16: Porcentaje de generación de energía eléctrica en México 2021 [7].

Capacidad instalada y generación

Como se puede apreciar en la figura 1.15 y en el cuadro B.3 la capacidad instalada en México a finales del 2021 fue de 86,153 MW, en donde 26,899 MW corresponden a energías renovables. Esto permite determinar que México aún sostiene una gran dependencia con los combustibles fósiles ya que su porcentaje de participación asciende al 66.8%. De este porcentaje, el 39% está constituido por centrales de ciclo combinado, el 13.7% corresponde a centrales térmicas convencionales, 6.3% a carboeléctricas, 4.3% a centrales de turbogás y el porcentaje remanente corresponde a centrales de combustión interna. El restante de capacidad se distribuye en nuclear y cogeneración eficiente con el 1.9% de participación y fuentes renovables con el 31.3% restante. Un patrón similar se presenta en la generación de energía eléctrica. Se puede apreciar tanto en la figura 1.16 como en el cuadro B.4 que existe una gran dependencia con las fuentes de energía fósil; siendo que 64% (55,341 GWh) de la energía fue generada a partir de tecnologías convencionales, mientras que el 31.2% (26,899 GWh) se debieron a fuentes renovables y el restante a partir de tecnologías como la nuclear y la cogeneración eficiente [7].

1.3. Turismo

En este capítulo se enuncian generalidades del turismo en el Mundo y México. Para un mejor entendimiento de algunos términos relacionados con este tema, se le sugiere al lector consultar la sección C.1 del Anexo.

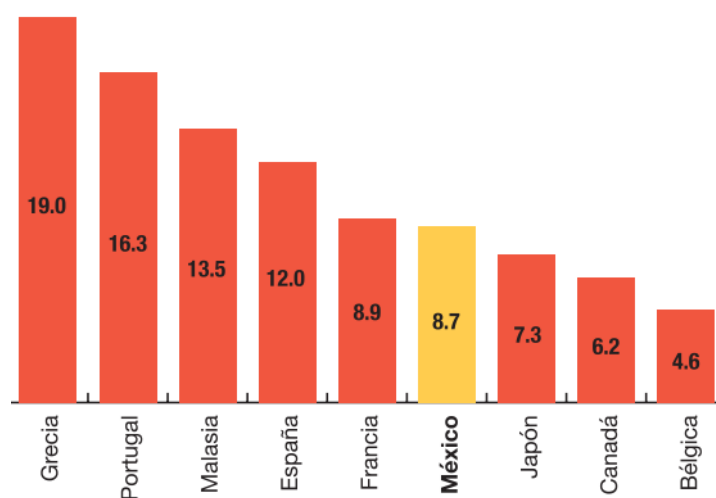


Figura 1.17: Participación del turismo en la economía mundial, 2016 (% del PIB)[8].

1.3.1. Turismo en el mundo.

A nivel mundial, en periodos previos a la pandemia, la Organización Mundial del Turismo(OMT) declaró que este sector se llegó a posicionar como una de las principales actividades económicas a nivel mundial, ya que durante varios años se le había podido atribuir el 10 % del PIB mundial, logrando ser la fuente de 1 de cada 100 empleos en el mundo, representando una parte importante del PIB de los países más visitados por turistas a nivel internacional como es el caso de Grecia, Portugal (ver Figura 1.17) y de igual forma porque se le atribuía la producción de una derrama económica superior a un millón de millones de dólares [8].

Sin embargo, las cifras de relevancia mencionadas anteriormente fueron afectadas por a la pandemia por COVID-19, durante la cual, de acuerdo con la OMT, el turismo mundial sufrió una de las mayores afectaciones en su historia con caídas del 73 % en la llegada de turistas internacionales y del 64 % en los ingresos derivados de esta actividad [10].

Esto se debió principalmente a que ante las olas de contagios, muchos países adoptaron medidas restrictivas adicionales o actualizadas a las nuevas circunstancias, dentro de las cuales fue afectada directamente la industria turística.

Como respuesta a los impactos ocasionados por la pandemia, se han realizado análisis de impacto por tipo de industria con la finalidad de dar frente a estos efectos adversos; como se puede apreciar en la figura 1.18, la industria del turismo es la que presenta los mayores impactos ocasionados por la

ANÁLISIS DE IMPACTOS POR INDUSTRIA

CARACTERÍSTICAS DE LA INDUSTRIA
 Si la característica se presenta en tu negocio, el impacto es negativo (a menos que pivotees exitosamente)

	Grandes aglomeraciones son necesarias	La interacción humana cercana es esencial	La higiene y su percepción son críticas	Dependencia de viajes negocio/ocio	Servicio o producto es postergable o reemplazable	Impacto resultante del análisis
Turismo	Muy alto	Muy alto	Alto	Muy alto	Alto	Muy alto
Deportes	Muy alto	Muy alto	Medio	Bajo	Medio	Alto
Música	Alto	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
Automotriz	Bajo	Bajo	Medio	Bajo	Muy alto	Alto
Bebidas (Alcohol)	Alto	Alto	Medio	Medio	Bajo	Medio
Retail	Alto	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio
Farmacéutica	Bajo	Bajo	Alto	Bajo	Bajo	Bajo

Figura 1.18: Análisis de impacto por el COVID-19 por industria [9].

pandemia de COVID-19. A pesar de ello, este sector ha permanecido en su gran mayoría con la esperanza de poder retomar la importancia conseguida en tiempos anteriores a la pandemia.

1.3.2. Turismo en México

Turismo internacional

De acuerdo con lo reportado por la Secretaría de Turismo (SECTUR) el mayor porcentaje de turistas internacionales que visitan a México sostienen la característica de ser excursionistas (60 %); mientras que el porcentaje restante resultan ser turistas fronterizos y de internación (40 %); de los cuales el 26 % suele reservar en servicios hoteleros, mientras que el 14 % restante opta por hospedaje extrahotelero (ver figura 1.19); este último porcentaje está conformado en su gran mayoría por turistas estadounidenses, seguidos por los latinoamericanos, europeos y canadienses, quienes solían visitar a México durante las temporadas altas de marzo, junio a julio y durante el mes de diciembre en condiciones previas a la pandemia [8].

La importancia de destacar este tipo de turistas yace en que solían llegar a México por vía aérea y erogar un monto significativo de dinero que representaba un 79 % de la derrama total por divisas turísticas internacionales, seguidos por los excursionistas (10.1 %), turistas vía terrestre (6.2 %) y turistas fronterizos (4.6 %) en años anteriores al COVID 19.

Derivado de lo anterior, desde 2017 México adquirió relevancia en temas de turismo internacional, ya que a partir de ese año se consolidó como el primer destino en Latinoamérica, mientras que en la escala global regresó desde



Figura 1.19: Distribución porcentual de los visitantes en México, 2017 [8].

2014 al Top 10 del Turismo Mundial de la OMT en donde logró ocupar el séptimo lugar por llegada de turistas en 2019, mismo año en el cual también logró posicionarse en el puesto número diecisiete en la clasificación relacionada a ingresos de divisas por turismo [8, 10]. Sin embargo, es importante señalar que el crecimiento en la derrama económica se generó en un contexto de depreciación del peso mexicano frente al dólar. Por lo que se estipula que el tipo de cambio definitivamente es uno de los factores que tiene un impacto en el turismo internacional [8].

Turismo nacional

Durante el periodo anterior a la pandemia e incluso durante ella, la importancia del turismo nacional sostiene un papel crucial desde el punto de vista económico dado que la derrama generada por este representa el 82 % del gasto turístico total de México, seguido por la derrama económica proveniente de visitantes internacionales (16 %) y en último lugar el turismo egresivo en el extranjero (8 %); este último corresponde al gasto que hacen los mexicanos en el extranjero, por lo que los dos primeros conceptos mencionados anteriormente se quedan en México [8].

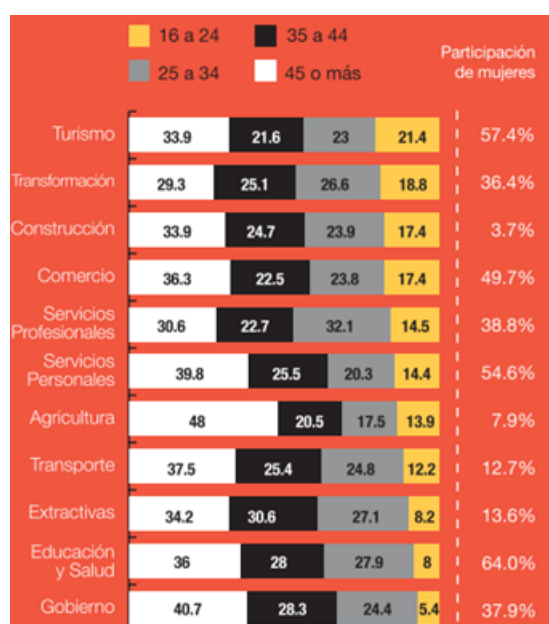


Figura 1.21: Estructura de edad y sexo en las principales ramas económicas de México. Segundo semestre de 2018 [8].

el impacto de esta actividad en la economía nacional. De hecho, el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) generó la cuenta satélite del Turismo, la cual consolida todas las actividades económicas que son impactadas por el turismo como la del transporte, construcción, establecimientos comerciales, entre otros; con la finalidad de conocer con mayor precisión el impacto de este sector en la economía del país. Al hacerlo, se ha concluido que el turismo ha representado alrededor del 8.4% de la economía nacional de manera sostenida durante las últimas décadas [8, 10].

Porcentaje de participación a partir del cual la OMT ubicó a México como uno de los más vulnerables a la pandemia.

Resultados de la pandemia en México

Como se aprecia en los resultados obtenidos por la SECTUR para el periodo de septiembre de 2020 a junio de 2021 en comparación con el mismo periodo previo, se registró una disminución de 20.3% en la llegada de turistas internacionales, se obtuvo un ingreso de divisas 18.9% menor, también se registró una reducción de 21.2% en los ingresos de turistas por vía aérea impactando a su vez en una reducción de 18% en las divisas turísticas internacionales y de igual manera la ocupación hotelera de 70 destinos importantes fue 8.3% menor. El único concepto que presentó un incremento

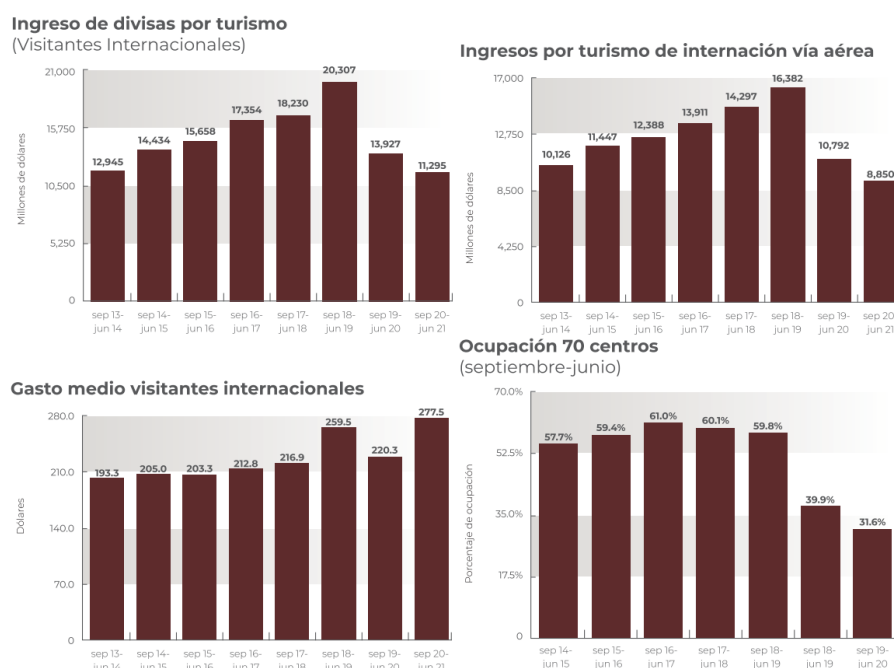


Figura 1.22: Resultados del sector turístico antes y después de la pandemia por COVID-19 [10].

fue el gasto medio de los visitantes internacionales a México con un 25.9% mayor respecto al periodo anterior (ver figura 1.22).

Problemáticas del turismo en México.

Dentro del desarrollo habitual del turismo en México han prevalecido tres problemáticas principales desde sus inicios, mismos que se han intensificado y se han vuelto más evidentes por motivos de la crisis causada por la pandemia de COVID-19. Estos problemas se desglosan a continuación:

Distribución de ingresos en pocas manos.

Como se expuso anteriormente, es cierto que el sector turístico representa un papel crucial dentro del sector económico mexicano, sin embargo, también es cierto que estos recursos se distribuyen entre pocas manos. Esto se ha puesto en evidencia en el Global Report on Adventure Tourism de la Adventure Travel Trade Association (ATTA) y la OMT, en donde se estipula que el modelo de turismo tradicional existente en México, ocasiona que el 80% del gasto del turista termine en empresas internacionales y nacionales como son

aerolíneas, hoteles y operadores de turismo, mientras que sólo cinco de cada 100 dólares americanos (USD) son captados dentro de la economía local. De esta forma, los consorcios extranjeros y nacionales se quedan con la mayor parte del ingreso que genera el turismo en México [9].

Como consecuencia de lo anterior, a finales del 2019 México registró una tasa de informalidad laboral de 56.3% en este sector. Esto se debe principalmente a que la mayoría de los empleados de este sector no cuentan con contratos ni prestaciones mínimas por ley, seguridad social, infonavit, afo-re, aguinaldo; por lo que se genera una trágica amalgama entre opulencia turística rodeada de marginación social [9].

Aglomeración de viajeros en pocos lugares.

Uno de los graves problemas del turismo en México, de acuerdo con la SECTUR, es el exceso de turistas en un mismo destino turístico. En 2018 se reportó que el 76.7% de todos los turistas se concentraron en sólo cinco destinos turísticos: Cancún-Riviera Maya en Yucatán y Quintana Roo, la Ciudad de México, Los Cabos en Baja California Sur, Puerto Vallarta-Riviera en Nayarit y Mazatlán en Sinaloa. Destinos que se caracterizan por ser de alta afluencia; lamentablemente la sobrecarga de turistas genera descontrol dado que la capacidad natural de estos destinos es superada; cuestión que ha generado grandes impactos ambientales severos como el inadecuado manejo de grandes cantidades de residuos sólidos, la contaminación por aguas residuales al no contar con infraestructura de drenaje y alcantarillado suficiente así como plantas de tratamiento de aguas residuales y la sobreexplotación del agua. Todo esto, ha ocasionado una mayor destrucción de los ecosistemas para ampliar o crear nuevos destinos turísticos, entre otros y ha ocasionado también que las comunidades cercanas a los destinos turísticos se queden sin agua [9].

Por otro lado, desde el punto de vista social, estas aglomeraciones han generado problemas como la exclusión o en su caso, la falta de atención y consulta de las comunidades indígenas y comunidades locales que pertenecen a dichos territorios. Asimismo, la trata de personas sobre todo con niñas, niños, adolescentes y mujeres, quienes son las principales víctimas de la trata, la explotación sexual y la explotación laboral infantil [9].

Poca integración de iniciativas locales.

Desde la última década del siglo pasado, muchos pueblos indígenas y comunidades han buscado la manera de introducirse en el mercado turístico al optar por turismo de baja escala (turismo comunitario, biocultural, eco-

turismo, entre otros), como una alternativa para el desarrollo y conservación de sus territorios. Con el paso del tiempo, estas iniciativas han demostrado que el aprovechamiento turístico sostenible es una vía para la conservación y preservación de la cultura, las lenguas, la identidad, los conocimientos, la gastronomía, la disminución en la migración, la dinamización de la economía local y el fortalecimiento del tejido comunitario [9].

Lastimosamente, la afluencia de estos destinos de baja escala no superan el 30 % de ocupación anual y, en promedio, no reciben más del 7 % de lo que gastan los viajeros; ya que el turismo de masas ha incrementado su dependencia de suministros de insumo desde otros estados e incluso desde otros países; provocando una baja oportunidad de participación para los productores locales en la cadena de valor turística [9].

1.3.3. Demanda de agua en el sector turístico.

El suministro adecuado de agua, tanto en cantidad como en calidad, se ha identificado como un factor determinante en el modelo del ciclo de vida del turismo. Además, el acceso al agua en destinos turísticos suele estar condicionado por operadores turísticos internacionales que exigen condiciones de suministro adecuado de agua a través del cumplimiento de estrictos estándares negociados con el destino receptor. En el caso de no cumplir con dichos estándares, el servicio turístico ya no puede ofrecerse por el operador turístico. Esto provoca que el suministro de agua sostenga un papel crucial en la viabilidad y sostenibilidad de cualquier destino turístico [1].

El consumo de agua en el turismo depende de diversos factores como: el clima del destino, grado de desarrollo y facilidades asociadas del destino turístico, tipo de destino turístico, etc. Esto provoca que las magnitudes de consumo presenten gran variabilidad. De manera general, se estima que en países desarrollados, el consumo de agua turístico per cápita es entre dos y tres veces la demanda local de agua, mientras que en los países en vías de desarrollo esta proporción alcanza valores de hasta 15 veces el consumo local. Para ilustrar más la amplitud de las tasas de consumo se estima que el consumo de agua en el sector turístico se encuentra dentro de un intervalo que va desde los 84 litros por turista al día hasta un valor de 2,000 [1].

En cuanto a los destinos turísticos que se encuentran en zonas costeras, las problemáticas relacionadas con la disponibilidad de recursos hídricos suelen ser aún más limitadas, provocando conflictos con los sectores productivos que coexisten en la misma zona en la que se desenvuelven e incluso con la población local. Esto se debe a que en la mayoría de los casos las características geológicas de zonas costeras hacen que las fuentes subterráneas sean de sus principales fuentes naturales de agua de primer uso, provocando que surja



Figura 1.23: Ubicación de isla de Cozumel.[1].

el riesgo de sobreexplotación junto con sus consecuencias asociadas como la salinización del agua subterránea, subsidencia de la tierra, disminución del nivel freático, disposición de basuras sin el debido control, contaminación del agua por pesticidas y fertilizantes utilizados para mantener campos de golf, contaminación por la descarga de aguas residuales sin tratamiento y degradación de ecosistemas acuáticos como resultado de las actividades de turismo acuático (fondeo, buceo, yates, etc.) [1], entre otros. Como ejemplo particular del consumo de agua en sectores turísticos costeros que ocurre en la mayoría de destinos tropicales o de Sol y playa, es la disponibilidad de alimentos y provisiones como parte importante del atractivo tropical en donde la abundancia es la principal característica publicitaria. Esto hace que los requisitos de agua para apoyar las dietas turísticas sean del orden de hasta 5,000 litros por turista por día [1].

1.4. Cozumel

1.4.1. Panorama general

La isla de Cozumel es un territorio insular ubicado al este de México en el mar Caribe a una distancia aproximada de 62 km de Cancún. Este territorio, forma parte de uno de los 11 municipios del Estado de Quintana Roo con una extensión territorial de 647.33 km². Su delimitación geoespacial está comprendida entre las coordenadas geográficas 20°25'00" de latitud

norte y $86^{\circ}55'00$ de longitud oeste [1]. En dicho territorio, existen cinco localidades mayormente rurales, con excepción de San Miguel de Cozumel, en donde se cuenta con un aeropuerto internacional con vuelos nacionales e internacionales. De igual manera, parte de su infraestructura primordial yace en terminales y muelles de cruceros. Cabe señalar que la mayor parte del territorio al centro de la isla sigue siendo virgen y cubierto de selva y lagunas cenagosas. Considerada como la isla más grande del Caribe Mexicano, se caracteriza por ser un tesoro de biodiversidad en la que están presentes todos los ecosistemas de la península de Yucatán: arrecife, duna costera, selvas y humedales. Dentro de su fauna alberga 23 especies de anfibios y reptiles, 224 aves, 15 mamíferos terrestres y 24 de murciélagos. En cuanto a su flora, cerca del 40 por ciento de la flora de Quintana Roo se encuentra en la isla, con 542 especies [36]. Es por esto por lo que dentro del territorio insular están reconocidos dos sitios Ramsar: el Parque Nacional Arrecife de Cozumel y Manglares y Humedales del Norte de Isla Cozumel. Además, la riqueza de su sistema arrecifal está conformado por más de 1100 especies marinas, de las cuales 403 son algas, 62 corales, 293 peces, 301 invertebrados y 67 esponjas. Por estas razones, la isla de Cozumel es famosa por ser uno de los primeros sitios de buceo a nivel mundial y por ofrecer una enorme variedad de deportes acuáticos como la pesca deportiva, snorkel, kayak y más [1, 36].

Población y vivienda.

En 2010 la población del Municipio fue de 79,535 habitantes, misma que de acuerdo con las proyecciones municipales de la Comisión Nacional de Población (CONAPO) del 2011 al 2030, para el 2023 se proyectó 109,904 habitantes (ver cuadro D.1)[1].

Respecto al número de viviendas, en el Censo de Población y Vivienda 2010, Cozumel contaba con 21,904. De las cuales, 98.43 % contaban con electricidad, 94.01 % sostenían agua entubada y 98.29 % contaban con excusado o sanitario [1].

Actividades económicas.

En la isla, la agricultura, ganadería, apicultura se explotan en una pequeña escala; existen algunas pequeñas industrias de materiales de construcción, talleres mecánicos, etc; también se desenvuelve la actividad comercial, la cual es de importancia considerando la disponibilidad de artículos de importación y artesanías disponibles para los turistas; además existen tiendas departamentales, mercados públicos, tiendas privadas y del sector oficial para la distribución de los productos básicos y de consumo, establecimientos

de alimentos y bebidas, agencias de viajes, sucursales bancarias, servicios de transportación turística y arrendadoras de automóviles. Sin embargo, la actividad económica más importante de la isla es el turismo, en donde el turismo de cruceros es la principal fuente de ingreso del municipio dado que actualmente ocupa el primer lugar en destinos de cruceros a escala internacional [1].

Hectómetros cúbicos anuales						Condición
R	DNCOM	VCAS	VEXTET	Disponibilidad	Déficit	
208.7	160.4	16.89	8.2	31.41	0.00	Subexplotado

R: Recarga media anual
 DNCOM: Descarga natural comprometida
 VCAS Volumen concesionado de agua subterránea
 VEXTE Volumen de extracción de agua subterránea consignados en estudio técnico

Cuadro 1.2: Condición del acuífero Península de Yucatán [1].

1.4.2. Agua

Por su localización geográfica, la isla de Cozumel recibe ciclones tropicales durante la temporada de mayo a noviembre, provenientes generalmente al este del mar Caribe, del Océano Atlántico. Esto hace que la abundancia de agua pluvial se favorezca en la isla, dentro de la cual se encuentra el único acuífero que forma parte de una de las ocho unidades hidrogeológicas del acuífero Península de Yucatán. En contra parte, los meses con menor recarga pluvial en la isla son los meses de febrero y marzo [1].

El acuífero de Cozumel se caracteriza por ser kárstico, muy permeable, insular y notablemente heterogéneo con respecto a sus propiedades hidráulicas. Su recarga es por infiltración directa del agua de lluvia. Lamentablemente, su calidad de agua subterránea es el factor que limita el aprovechamiento ya que existe una cuña de agua marina que lo subyace, provocando que el espesor saturado de agua dulce se vea reducido de 14 a 28 m, encontrándose el máximo valor hacia el centro de la isla. Lo anterior implica un riesgo de propiciar un ascenso del agua salada durante la extracción de agua dulce; imponiendo así una severa restricción a los abastecimientos permisibles en los pozos y por lo tanto a sus caudales de extracción.

Como se mencionó anteriormente, el agua subterránea es la única fuente de abastecimiento en la isla de Cozumel, y está destinada principalmente al abastecimiento público urbano; cuestión que con el crecimiento de la isla y el aumento en afluencia del turismo han incrementado considerablemente la demanda de agua potable. Para afrontar esta demanda, se tiene el registro de

que el acuífero cuenta con 486 captaciones de agua subterránea; del total, 264 están concesionadas para el uso público urbano, 59 se utilizan en servicios, 21 son destinadas al uso industrial, 130 a uso agrícola, dos a usos domésticos y nueve al abrevadero [1].

Enlace/Subestación		No. de Circuito	Tensión (kV)
Playa del Carmen (67)	Cozumel (68)	-	34.5

Cuadro 1.3: Enlace regional de Cozumel [7].

En el cuadro 1.2 se encuentra el estado de condición del acuífero de Cozumel, en éste se puede apreciar que la recarga total anual es de 208.7 hm³ provenientes del agua de lluvia, la salida anual subterránea hacia el mar se estima en un valor de 200.5 hm³ y la extracción de agua subterránea es de 8.2 hm³ anuales. Cabe señalar que el almacenamiento del acuífero es nulo. Del volumen total extraído, 62.5 % se destinan al uso público urbano, 24.1 % a servicios, 13.3 % al uso industrial y, a pesar del número de captaciones destinadas a los usos agrícola, doméstico y abrevadero, sólo el 0.1 % se destina a estos tres usos [1].

Desde el punto de vista cuantitativos, existe disponibilidad para nuevas concesiones debido a que el estatus del acuífero se encuentra subexplotado. Sin embargo, su aprovechamiento se encuentra limitado por el problema de calidad y posibilidad de salinización. Por otro lado, a pesar de que se cuenta con disponibilidad, en algunos casos se presentan problemas de abastecimiento de agua potable debido a que la infraestructura de captación, potabilización y distribución no es suficiente para cubrir la demanda local. La gestión actual de los servicios de agua y saneamiento están a cargo de la Comisión de Agua Potable y Alcantarillado (CAPA) quien es el organismo operador de Cozumel. Dicho organismo cuenta con plantas de tratamiento de aguas residuales municipales, pero no cuenta con plantas desalinizadoras, sin embargo, el sector privado principalmente en hoteles si cuentan con este tipo de plantas. De acuerdo con el Gobierno del Estado y CAPA, el destino turístico cuenta con más del 90 % de la infraestructura de abastecimiento de agua potable necesaria para garantizar la demanda de la población y sus actividades; entre ellas, las asociadas al sector turístico. En cuanto al saneamiento de agua residuales generadas por las actividades y servicios turísticos, la mayor parte son recolectadas y tratadas para ser reutilizadas en el riego del campo de golf y áreas verdes dentro de la isla.

Estado	Combustión Interna	Eólica	Turbogás ¹	Total
Q.Roo.	3	2	284	288

Cuadro 1.4: Capacidad instalada por tipo de tecnología de Quintana Roo (MW) de la CFE al 31 de diciembre 2021. ¹ incluye la capacidad instalada de tecnología de Turbogás/Cogeneración, y unidades móviles [7].

1.4.3. Energía

Como se describió anteriormente, el territorio nacional se encuentra gestionado a partir de sistemas eléctricos interconectados. La isla de Cozumel, forma parte de la Gerencia de Control Peninsular, misma que está conformada por las entidades federativas de Yucatán, Campeche y Quintana Roo. Como se puede apreciar en la figura B.2, esta región de control cuenta con 11 nodos de interconexión de los 89 totales que existen a nivel nacional. El correspondiente a la isla de Cozumel es el número 68, mismo que se encuentra interconectado únicamente con el nodo de interconexión de Playa del Carmen (67). Dicha interconexión se lleva a cabo a través de un cable submarino con un nivel de tensión de 34.5 kV (ver cuadro 1.3).

Estado	Municipio	Tecnología
Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
Yucatán	Mérida	Ciclo combinado
Campeche	Palizada	Ciclo combinado
Yucatán	Valladolid	Ciclo combinado
Yucatán	Mérida	Eólica

Cuadro 1.5: Principales centrales eléctricas de la CFE, Productores Independientes y del Sector Privado en Gerencia de Control Regional Peninsular, al 31 de diciembre 2021 [7].

Por otro lado, una característica fundamental de esta gerencia de control, yace en que la modalidad de centrales instaladas en ella están asociadas únicamente con la Comisión Nacional de Electricidad (ver cuadro D.2). Organismo que sostiene una capacidad instalada de 288 MW en dicha región de control. Las centrales con mayor capacidad instalada son las de turbogás con 284 MW, seguidas por las centrales de combustión interna con 3 MW y en última instancia las de energía eólica con 2 MW instalados. Sin embargo, es importante señalar que las centrales con mayor importancia en la Gerencia de Control Peninsular no son las de turbogás. Como se puede apreciar en el cuadro 1.5, de acuerdo con la Secretaría de Energía, las centrales de ciclo combinado sostienen una mayor importancia con cuatro de las 5 centrales

Tecnología	Generación (GWh)
Eoloeléctrica	832
Fotovoltaica	118
Suma Limpia renovable	951
Cogeneración Eficiente ¹	6
Suma Limpia no renovable	6
Total Energía Limpia	39
Porcentaje	11.72
Ciclo Combinado	6,465
Térmica convencional ²	501
Turbogás ³	192
Combustión Interna	47
Total	8,161

Cuadro 1.6: Generación neta op. comercial y pruebas ene-dic 2021 (GWh), Gerencia de Control Peninsular por tipo de tecnología. ¹ Se aplicó su factor de acreditación de energía limpia a las centrales COG-EF con base a la información actualizada por parte de la CRE. ² Incluye Lecho Fluidizado. ³ Incluye plantas móviles [7].

eléctricas principales, resaltando la participación de la central eólica ubicada en Mérida, Yucatán.

En cuanto a la generación de energía, las centrales de ciclo combinado sostienen una contribución muy importante con 6,465 GWh, siendo precedidas por la fuente de energía renovable eoloeléctrica con 832 GWh, misma que representa la participación mayoritaria de las fuentes de energía limpia renovable de la región de control. Por otro lado, es importante recalcar que las centrales térmicas convencionales logran superar en participación a la sostenida por las centrales de turbogás, a pesar de ser la tecnología con mayor capacidad instalada.

1.4.4. Turismo

Como se mencionó anteriormente, el turismo representa la principal actividad económica de la isla por lo que su desarrollo al interior de la misma busca actualizarse continuamente y adaptarse a la comunidad turística. Como prueba de esto, Cozumel se caracteriza por ser la primera isla a nivel mundial en recibir la distinción *Isla de Paz* por parte del Comité Internacional ONG-ONU, además forma parte de la Red Mundial de Reservas de la Biósfera y la Red de Ciudades Sustentables de la UNESCO destacando

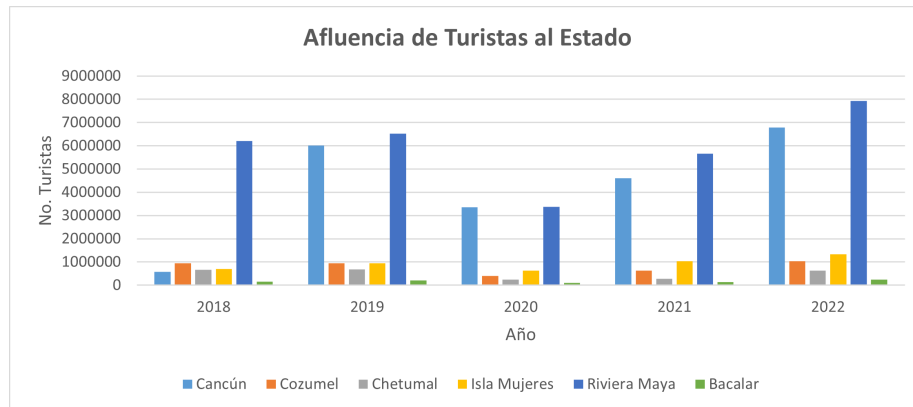


Figura 1.24: Afluencia de turistas al Estado de Quintana Roo.[11].

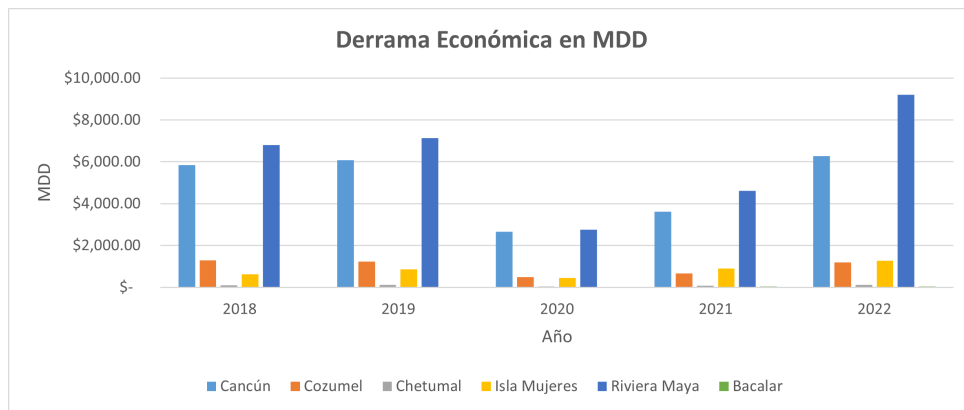


Figura 1.25: Derrama económica turística en el Estado de Quintana Roo.[11].

su compromiso en la preservación del medio natural en el que el turismo se desenvuelve. Por último, esta isla también cuenta con el distintivo de ser la *Primer Isla Inteligente* de México [36]. Lo que significa que Cozumel es parte de la red de islas alrededor del mundo que son capaces de gestionar inteligentemente infraestructuras y servicios en función de las condiciones que se desenvuelven en su territorio insular en cada momento; tales como: movilidad, urbanismo, gobierno, economía, energía, medio ambiente, seguridad, educación y salud. Todo esto, a través de la integración de las Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC)[37]. Como se puede apreciar tanto en la figura 1.24, como en el cuadro D.3, la isla de Cozumel suele competir por el tercer y/o cuarto puesto con Isla Mujeres en sus indicadores turísticos como es el caso de la afluencia de turistas. Ambos destinos turísticos llegan a recibir cerca de 700 mil a un millón de turistas al año en los últimos 5 años. Algo similar ocurre con el comportamiento registrado en la derrama

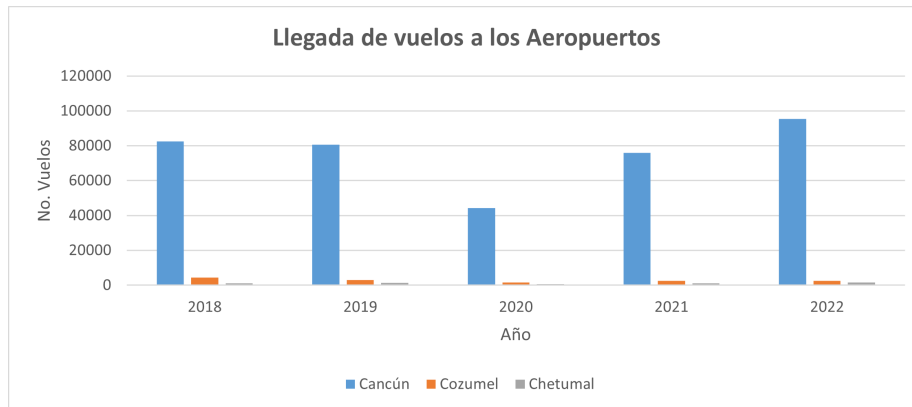


Figura 1.26: Llegada de vuelos a los aeropuertos del Estado de Quintana Roo.[11].

económica, ya que aunque la isla de Cozumel llegaba a generar un mayor ingreso turístico durante los años del 2018, 2019 y 2020; Isla Mujeres ha logrado captar una mayor derrama turística en los últimos dos años (ver figura 1.25 y cuadro D.4). Sin embargo, Cozumel sostiene mejores participaciones en cuanto a llegada de vuelos dentro de su aeropuerto, colocándose como el segundo destino aeroportuario más importante del Estado de Quintana Roo; aunque es imprescindible resaltar que la cantidad de vuelos con destino a Cancún superan en demasía al resto de destinos aéreos dentro de Quintana Roo, incluidos varios a nivel nacional (ver figura 1.26 y cuadro D.5). Finalmente, el indicador turístico que se encuentra ubicado en el primer puesto es el relacionado con el movimiento de cruceros, en donde su única competencia recae en Costa Maya (ver figura 1.27 y cuadro D.6). Es preciso recalcar que de acuerdo con lo mostrado en los indicadores turísticos, se observan los estragos de la pandemia por COVID-19 en los destinos turísticos; sin embargo, es posible denotar que en los resultados reportados durante el año 2022, pareciera identificarse una tendencia de recuperación a los valores reportados durante años previos a la pandemia.

En cuanto a datos relacionados entre el turismo y el consumo de agua, en el cuadro 1.7 se puede apreciar que la isla de Cozumel sostiene una dotación de agua turística que es tres veces la dotación municipal con un volumen turísticos de $1,254,273.6 \text{ m}^3/\text{año}$. Dicha proporción, es bastante similar a la de la Riviera Maya y Tulum donde a pesar de que el resto de indicadores reportados son mayores, la proporción de dotación es bastante parecida.

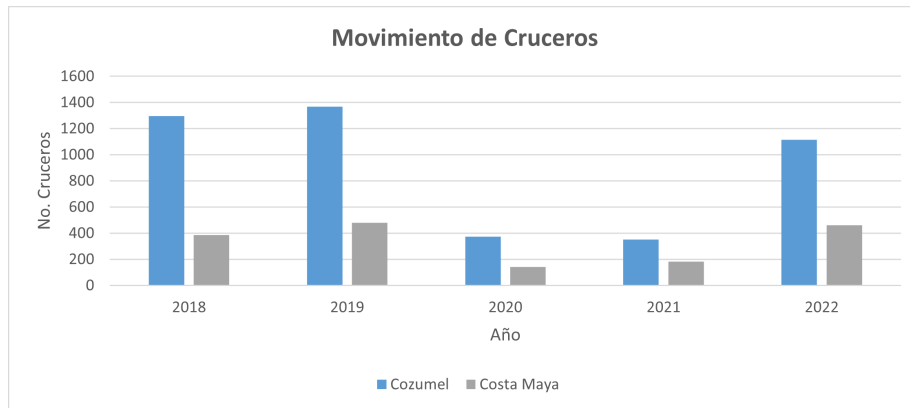


Figura 1.27: Afluencia de cruceros en el Estado de Quintana Roo.[11].

Estado	Destino	Tnoc ¹	Vol tur. ²	Con. l/hab/d ³	Dif. l/d ⁴	Dot. tur./ Dot. mun. ⁵
Q. Roo.	Cancún	26,985,467	16,191,280.2	106.4	493.6	563.9%
	Cozumel	2,090,456	1,254,273.6	189.5	410.5	316.6%
	Riv. Maya, Tulum	23,720,775	14,232,465.0	163.7	436.3	366.5%

¹ Turistas noche 2016, ² Volumen turístico (m^3 /año), ³ Consumo l/hab/d (municipal)

⁴ Diferencia l/d, ⁵ Dotación turística/ Dotación municipal.

Cuadro 1.7: Estimación de consumo de agua en Quintana Roo, 2016 [1].

Capítulo 2

Fundamentos teóricos

2.1. Energía oceánica por gradiente térmico.

2.1.1. Historia y estatus actual.

La historia del aprovechamiento de los gradientes térmicos se remonta al siglo XIX, específicamente en el año de 1881 cuando el físico francés Arsène d'Arsonval sugirió la operación de un sistema de ciclo cerrado con un fluido de trabajo con bajo punto de ebullición que lograra aprovechar la diferencia de temperatura natural que ocurre en los océanos. Tiempo después, se percató que esta idea se podía implementar en una gran cantidad de locaciones alrededor del mundo, específicamente dentro de la región tropical del planeta. Sus ideales y esfuerzos fueron heredados y explorados por el ingeniero francés, George Claude, quien era estudiante y amigo de d'Arsonval. Ambos dedicaron sus vidas y esfuerzos a desarrollar esta idea; ideales que fueron adoptados por la comunidad científica a lo largo del mundo y que hoy en día han sido exploradas principalmente en los países de Corea del Sur, Japón, India, Malasia, Francia, China y Estados Unidos de América. En la figura 2.1, como en el cuadro E.1 se puede apreciar la secuencia histórica de los proyectos y/o acontecimientos más importantes a lo largo de la historia de OTEC. Dentro de este listado, el proyecto con un significado particular es el desarrollado por el Departamento de Energías de Estados Unidos (US Department of Energy's) nombrado OTEC-1. Su relevancia recae en que fue un prototipo exitoso implementando la tecnología de inicio de la década de los 80 para un sistema OTEC flotante de gran escala cuya capacidad de prueba fue de 1 MW. A partir de este proyecto se pudo comprobar que la experiencia existente en la industria del petróleo puede utilizarse para diseñar e instalar satisfactoriamente las tuberías de gran tamaño implementadas para el bombeo de agua marina fría [12].

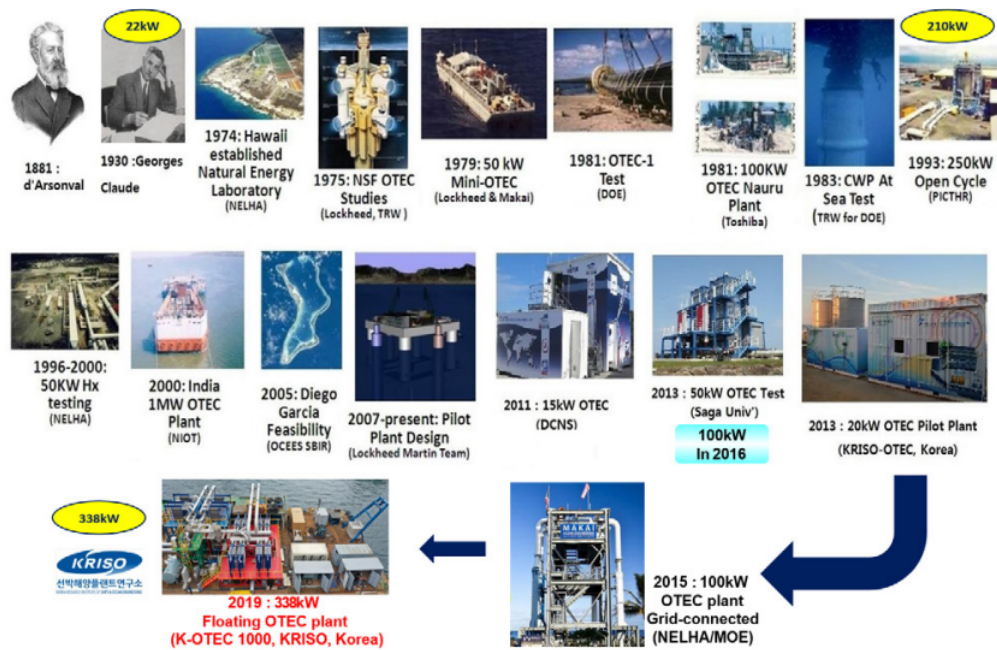


Figura 2.1: Esquema temporal de la historia de grandes desarrollos y prototipos OTEC [12].

Por otro lado, en el panorama actual la institución de KRISO, con sede en Corea del Sur, publicó en 2019 un mapa global en el que se encuentran plasmados los proyectos operacionales y planeados relacionados con energía oceánica por gradiente térmico (ver 2.2). El rango operacional de la capacidad de los proyectos plasmados en dicho mapa van desde los 15 kW a los 20 MW netos; en donde además se puede destacar que el interés a nivel mundial recae en sistemas OTEC, pero también en Aire Acondicionado utilizando agua fría de mar, mayormente conocidos como (SWAC, Sea-Water Air Conditioning). En dicha imagen, también se pueden apreciar los proyectos operacionales que existen en la actualidad, como es el caso del proyecto de la isla de la Reunión, Francia con una capacidad de 15 kW, el de Qingdao, China con dos plantas de 10 y 15 kW, en Gosung, Korea con un proyecto de 20 kW, en la isla de Kumejia ubicada en Okinawa, Japón con una capacidad instalada de 100 kW, también está la planta de 30 kW en Saga, Japón y finalmente el proyecto instalado en Big Island, Hawaii en los Estados Unidos de América con una capacidad operacional de 105 kW [12].

Es importante señalar que en el caso particular de México, existen dos proyectos que, se planean instalar tanto en la isla de Cozumel, como en Cancún cuyas capacidades serían de 50 kW y 1kW respectivamente. Mientras que, sólo se ha propuesto instalar una planta con una capacidad de entre los

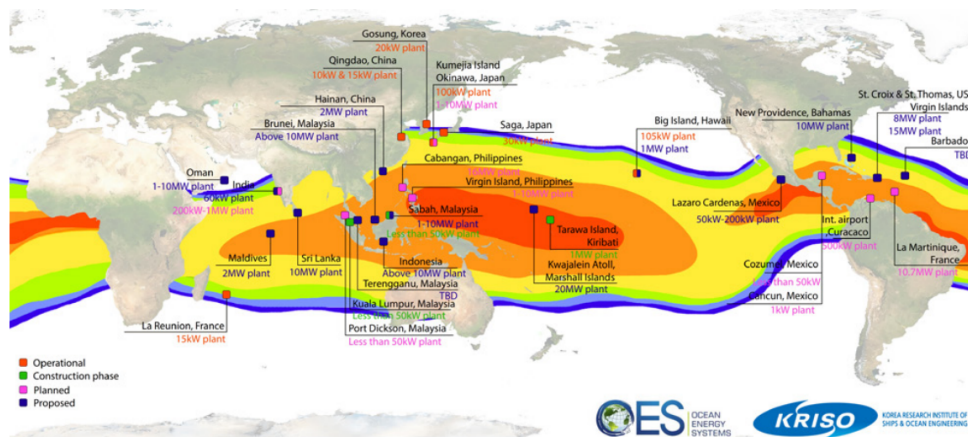


Figura 2.2: Proyectos presentes y futuros de OTEC/SWAC en el mundo [12].

50 y 200 kW de potencia en Lázaro Cárdenas Michoacán [12].

En la región tropical del planeta Tierra ocurre naturalmente una mayor incidencia de energía solar por unidad de área, lo cual permite que la masa de agua oceánica ubicada dentro de esta zona absorba una porción de energía térmica que propicia el calentamiento de su capa superficial. Esto provoca naturalmente una zona de mezcla en la superficie con un espesor de 35 a 100 m dependiendo la zona, en donde el actuar del viento, del oleaje y de las corrientes oceánicas mantienen a la temperatura y salinidad superficial cerca de valores constantes [13]. A lo largo de la zona tropical se pueden identificar valores promedio superiores o iguales que $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Adicional a lo anterior, por debajo de la zona de mezcla el agua marina se caracteriza por disminuir su temperatura al incrementarse la profundidad a la que esta se encuentre. En profundidades de 800 a 1000 metros la temperatura promedio suele sostener valores de $4.4\text{ }^{\circ}\text{C}$ (ver figura 2.3) [13]. A este proceso oceanográfico se le conoce como termoclina y se encuentra ilustrado en la figura 2.4.

La energía oceánica por gradiente térmico (Ocean Thermal Energy Conversion, OTEC por sus siglas en inglés) consiste en el aprovechamiento de los gradientes térmicos de temperatura entre la capa superficial del mar y zonas de gran profundidad marina que existen en las regiones tropicales mediante la implementación de una máquina térmica que opera dentro de los rangos térmicos disponibles naturalmente en el océano. Por otro lado, si se considera que algunas de las alternativas de energías renovables que existen hoy en día sostienen la característica de variabilidad y dependencia ante el tiempo y la estacionalidad como son la energía solar, eólica, el oleaje, las mareas, así como las corrientes marinas y oceánicas, etc; en el caso de la energía oceánica por gradiente térmico esto no ocurre ya que los gradien-

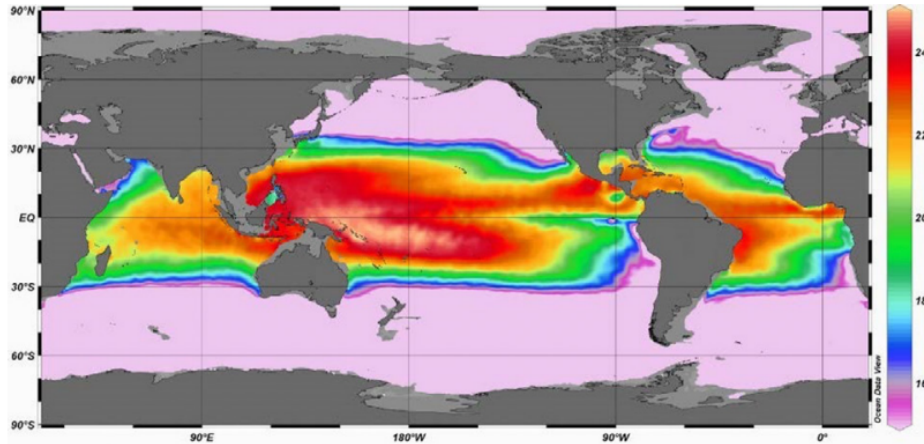


Figura 2.3: Gradiente de temperatura medio anual entre profundidades típicas de OTEC de 20 m y 1000 m de profundidad [12].

tes de temperatura que permiten su operación se mantienen dentro de los márgenes operativos necesarios a lo largo de todo el año. Esto permite ofrecer una alternativa energética que se puede considerar como una fuente de energía de base, al ser confiable las 24 horas del día durante los 365 días del año. Su potencial ha sido evaluado bajo consideraciones conservadoras en un valor máximo aprovechable de 8,000 GW, cifra que es mayor a la capacidad instalada implementada en la producción actual de electricidad, razón por la cual esta fuente de energía renovable sostiene un potencial significativo en la descarbonización y transición energética que se requiere a nivel mundial [12].

2.1.2. Componentes principales.

Los sistemas OTEC se caracterizan por implementar componentes mayormente conocidos en diversas industrias, por lo que sus grados de desarrollo se encuentran en un punto bastante avanzado. De acuerdo con el esquema de la figura 2.5 los principales componentes de un sistema OTEC son [13]:

- Sistema térmico y de potencia: Compuesto por los intercambiadores de calor (evaporador, condensador), la turbina, el generador eléctrico y el sistema de bombeo compuesto por las bombas de agua marina y el sistema de control de operación.
- Sistema de tuberías de agua: Incluye la tubería de agua superficial como de agua marina fría. En ambos casos se incluye se incluye la tubería de entrada y descarga.

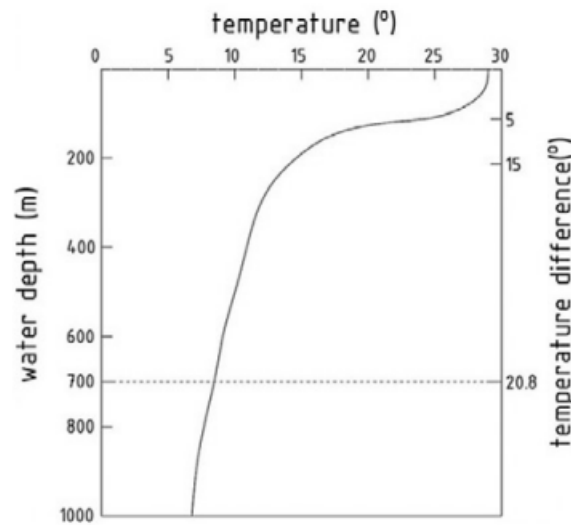


Figura 2.4: Variación típica de la temperatura tropical del océano en función de la profundidad (termoclina) [12].

- Sistema electrónico de potencia: incluye el sistema de control de potencia, así como aquellos componentes eléctricos necesarios para transmitir la energía eléctrica generada por el sistema.
- Sistema de posicionamiento y control: Compuesto por el sistema de propulsión, equipamiento de anclaje, sus componentes de control y aquellos requeridos en la fijación.
- Plataforma: Aquel componente que le da el soporte a toda la infraestructura y componentes necesarios para la operación del sistema OTEC. Este componente debe de asegurar la integridad tanto del personal operativo y de los equipos bajo las condiciones locales del sitio de instalación.

2.1.3. Tipos de planta.

Al igual que ciertas tecnologías renovables, la instalación en tierra o mar a dentro de las tecnologías depende de diversos factores. En el caso de OTEC estos pueden llegar a ser: la distancia que existe entre la línea de costa y el gradiente térmico disponible, en donde influye la batimetría de la zona y el espesor de la zona de mezcla; una zona con gradiente térmico estable con una diferencia de temperatura mínima de 20 °C; poco riesgo o afluencia

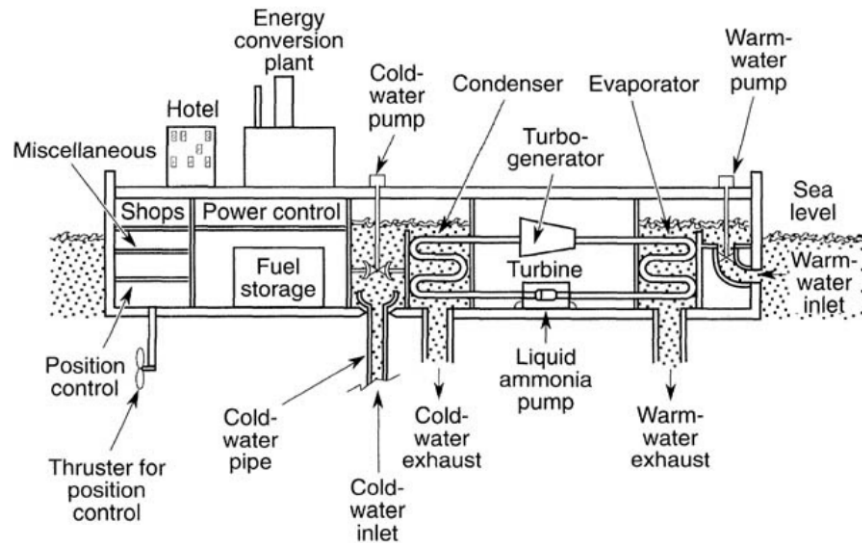


Figura 2.5: Principales componentes de un sistema OTEC, esquematizados en un ciclo cerrado OTEC[13].

de huracanes (cuestión que pocas veces ocurre en zonas tropicales) y que la región costera sostenga una demanda de electricidad y/o de agua que permitan costos de transmisión aceptables de cada uno de los productos generados por esta tecnología [12]. Los tipos de planta OTEC que existen son:

- **Planta en la costa:** Este tipo de planta es viable cuando la fuente de agua fría se encuentra disponible a una distancia relativamente cerca de la costa, de tal forma que la tubería de la misma, como del agua marina superficial son económicamente viables. Esta configuración no requiere de un sistema de anclaje, sus costos operativos y de mantenimiento son bajos en comparación con las otras configuraciones de planta, provocando que el suministro y transporte de los productos obtenidos a partir de la operación de la planta sean aún menores debido a encontrarse en tierra y no mar adentro.
- **Planta sobre plataforma continental:** Esta configuración de planta se caracteriza por sostener la capacidad de ser ubicada sobre costas en las que la plataforma continental sostiene una pendiente batimétrica bastante moderada, haciendo que puedan ser colocadas en plataformas ubicadas a profundidades del lecho marino no mayores a 1000 metros. Esta configuración tiene la ventaja de compartir el tipo de infraestructura normalmente implementada en la industria petrolera. Este diseño,

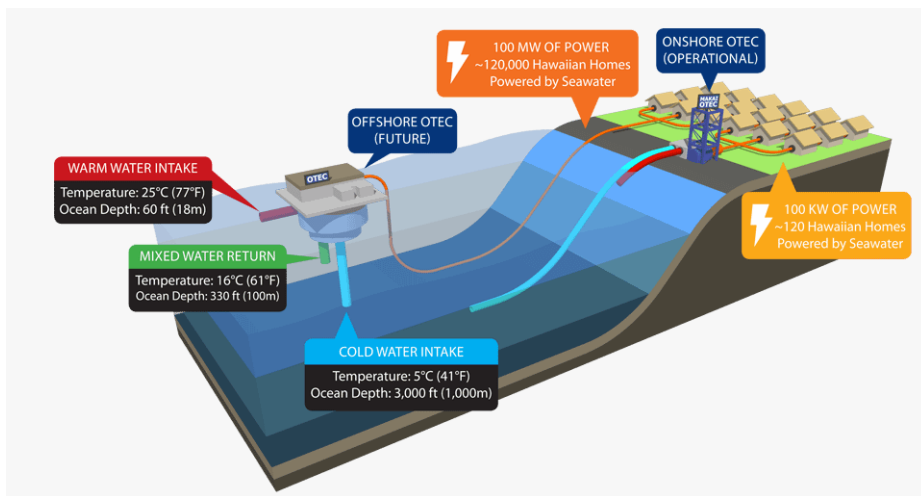


Figura 2.6: Configuraciones de plantas OTEC sobre y fuera de costa. Esquema operativo en Hawaii, Estados Unidos de América [14].

permite disminuir los costos de inversión en la longitud de las tuberías de agua marina fría y superficial. Sin embargo, este tipo de plantas implican costos no explorados en la actualidad, por lo que su viabilidad económica podría estar comprometida en un gran número de casos.

- Plantas flotantes:** En el caso de que el recurso renovable térmico oceánico se encuentre lejano a la costa a una distancia que permita la viabilidad económica del proyecto, las plantas suelen instalarse sobre plataformas flotantes o sobre barcos con la finalidad de ubicarse mar adentro en el punto que permita el aprovechamiento del gradiente térmico oceánico. Esto implica una menor inversión en la longitud de las tuberías de agua marina fría y caliente que el sistema OTEC necesita para poder operar. Lamentablemente, los costos de inversión y de operación y mantenimiento son los más altos en comparación con el resto de configuraciones.

2.1.4. Productos

Al igual que otros procesos como la cogeneración, plantas de bioenergía, de energía geotérmica, entre otras; la generación de electricidad no es el único producto que puede ser obtenido a partir del proceso productivo de dichas fuentes de energía. En el caso de la energía oceánica por gradiente térmico el listado de subproductos que pueden derivarse de la operación de una planta OTEC son bastantes, un esquema que busca englobarlos se muestra en la

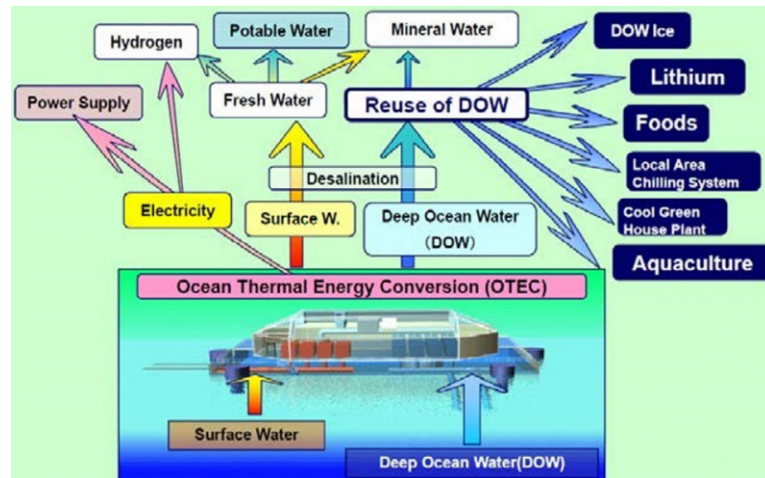


Figura 2.7: Esquema de los subproductos que pueden ser obtenidos a partir de la operación de OTEC [12].

figura 2.7. Como se puede apreciar ahí, los productos potenciales son generación de energía eléctrica, agua desalada que puede potabilizarse o utilizarse para usos municipales y/o obtención de hidrógeno. Por otro lado, también existe la posibilidad de reutilizar el agua marina fría para obtener hielo, litio o para utilizarse en refrigeración de espacios (habitationales o invernaderos), para el desarrollo e implementación de acuicultura, etc. Todo esto provoca que la energía oceánica por gradiente térmico sostenga versatilidad de mercado en la zona costera en la que se desenvuelva, sin embargo, la gran mayoría de estudios son enfocados en la venta prioritaria de energía eléctrica como fuente de ingresos principal.

2.1.5. Eficiencia

El límite teórico de una máquina térmica y por ende de un sistema OTEC, está definido por la ecuación propuesta por Sadi Carnot en 1824:

$$\eta_{max} = \frac{T_w - T_c}{T_w} \quad (2.1)$$

De acuerdo con esta ecuación, la eficiencia teórica máxima que puede ocurrir en un sistema de energía oceánica por gradiente térmico es de entre 7.5 y 8%, sin embargo, conviene recordar que este valor se refiere a una máquina térmica ideal. Este valor cambia al contemplar irreversibilidades dentro de la operación del práctica del sistema reduciendo esta eficiencia a valores de entre el 2 y 4% [13].

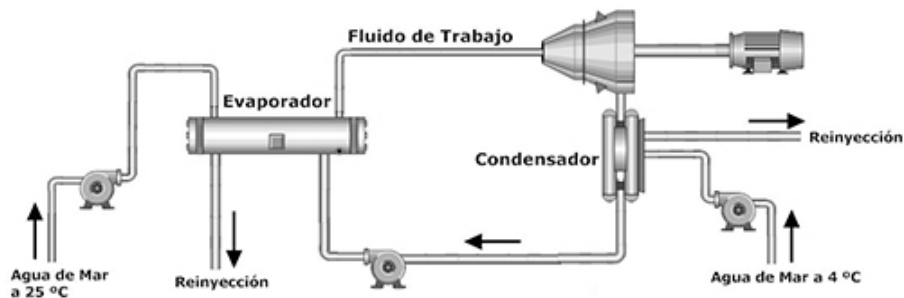


Figura 2.8: Esquema del ciclo cerrado OTEC [15].

Debido a que los valores de eficiencia resultan muy inferiores respecto de los obtenidos en otros procesos térmicos que operan con mayores temperaturas y presiones, se ha llegado a mencionar en el ramo energético que la generación de energía a partir de gradientes térmicos resulta muy costosa en comparación con el resto de métodos implementados en la generación de energía [13].

2.1.6. Principales ciclos de potencia.

De forma general, existen tres tipos de ciclos de potencia OTEC para la generación de energía: ciclo cerrado, ciclo abierto y ciclo híbrido el cual es básicamente una combinación de los dos primeros.

Ciclo cerrado

El ciclo cerrado sostiene el principio y componentes de operación que utiliza un ciclo Rankine convencional con la excepción de que la fuente de calor resulta ser el agua marina superficial del mar en lugar de una caldera, por lo que en su lugar se tiene un intercambiador de calor que funge como evaporador. Además, dos componentes adicionales son las bombas de agua marina superficial y de bajas profundidades (ver figura 2.8). Este ciclo contempla como fluido de trabajo, en particular amoníaco o alguna mezcla de amoníaco con otro fluido con mejor desempeño en diversos criterios como el ambiental, térmico, entre otros.

Este ciclo comienza con el bombeo del fluido de trabajo hacia el evaporador en donde el agua superficial del mar bombeada provoca el cambio de estado del fluido de trabajo para que éste ingrese a una turbina en donde al expandirse genera energía eléctrica, acto seguido el fluido de trabajo ingresa al condensador en donde cambia de fase a líquido saturado gracias al intercambio de calor con el agua marina fría bombeada desde bajas profundi-

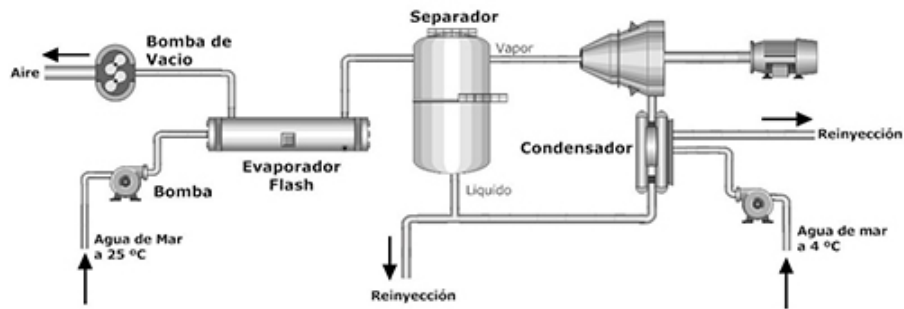


Figura 2.9: Esquema del ciclo abierto OTEC [15].

dades. Finalmente, el fluido de trabajo es bombeado al evaporador de nuevo para completar el ciclo.

Ciclo abierto

La principal diferencia existente con el ciclo cerrado yace en el fluido de trabajo utilizado en el proceso. En el ciclo abierto, el agua marina superficial es bombeada a un evaporador flash en donde parte de su volumen es evaporado al someterse a presiones de vacío y separado del resto del volumen que permanece en estado líquido, el cual es reinyectado al mar. Acto seguido, el vapor es ingresado a una turbina en donde se expande para generar energía; a su salida el fluido de trabajo es ingresado a un condensador para obtener líquido saturado. Dependiendo de los intereses y necesidades, el tipo de intercambiador de calor que se puede llegar a implementar puede ser de dos tipos: de contacto directo o indirecto, lo que permite obtener agua desalada o agua marina fría a la salida del condensador. En cualquier caso, este fluido es bombeado para su aprovechamiento o para su reinyección al lecho marino, terminando el ciclo e iniciando de nuevo con el bombeo de un nuevo caudal de agua marina superficial (ver figura 2.9).

Ciclo híbrido

Como se mencionó anteriormente, este ciclo resulta de la combinación de los dos ciclos anteriores, en éste el agua marina superficial es bombeada e ingresada el evaporador flash para que intercambie calor con el fluido de trabajo del ciclo cerrado provocando su evaporación. El fluido de trabajo cumple el ciclo interno del ciclo cerrado y junto con el vapor de agua ambos son condensados por separado al intercambiar calor con el agua marina fría.

Es importante recalcar que, en la literatura actual, existen un gran número de ciclos propuestos en diversos artículos en donde la principal motivación

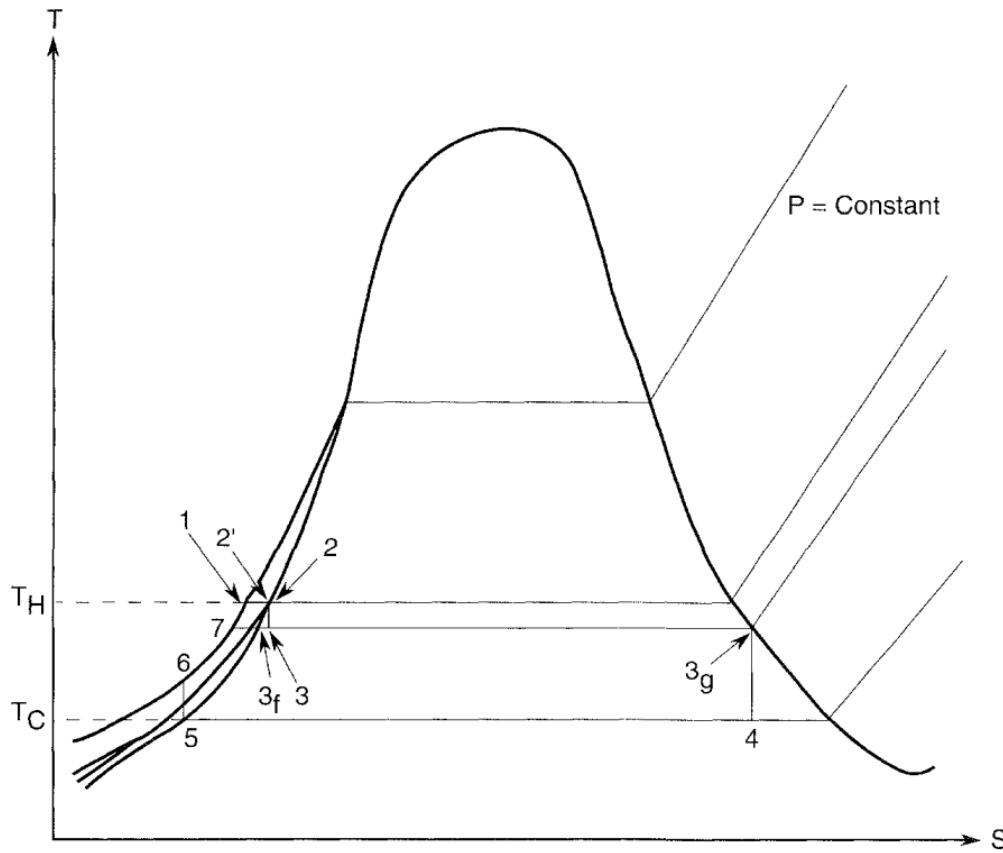


Figura 2.10: Diagrama de temperatura-entropía del ciclo abierto OTEC [13].

de propuesta es la de aumentar la eficiencia térmica del ciclo OTEC, ya sea modificando la fuente térmica de calor, integrando procesos o componentes varios, así como proponiendo su operación integrada o asociada con otras fuentes de energía o procesos. En este trabajo no se abordarán esas propuestas.

2.1.7. Ciclo abierto OTEC

Para efectos del presente trabajo en este apartado se abunda con mayor detalle en el ciclo abierto OTEC, haciendo énfasis en los procesos termodinámicos y consideraciones de simulación contempladas en la elaboración de esta tesis.

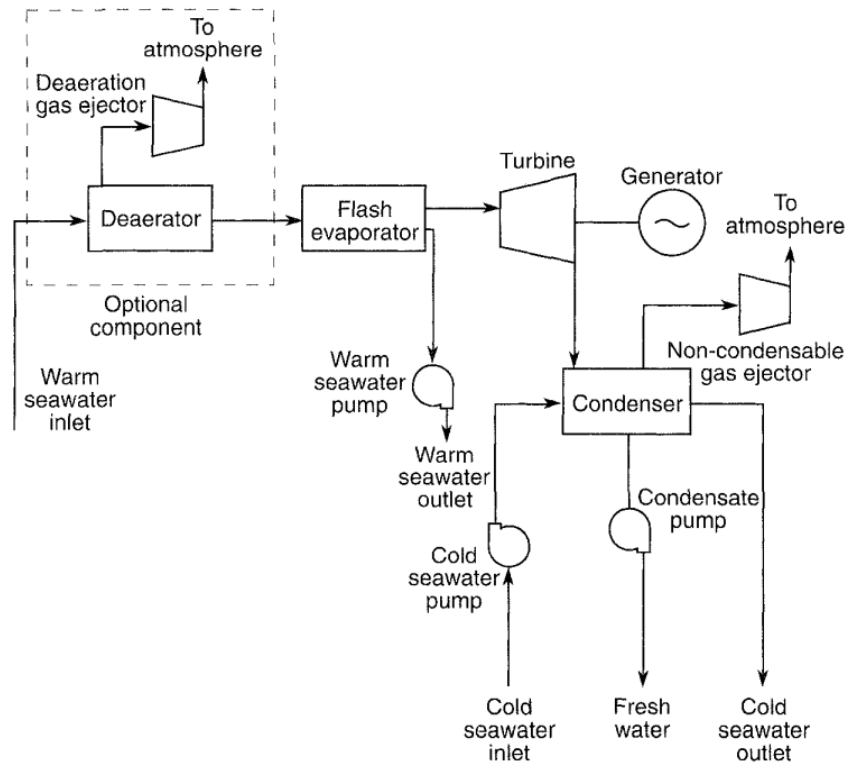


Figura 2.11: Diagrama del ciclo abierto OTEC [13].

Proceso termodinámico

Como fue descrito en apartados anteriores, el ciclo abierto OTEC sostiene la posibilidad de desalinización dentro de su proceso operativo. Para describir mejor cómo ocurre esto, en el diagrama de la figura 2.10 se pueden apreciar los puntos termodinámicos de este ciclo, mismo que está basado en el diagrama esquemático de la figura 2.11. Todo comienza en el punto termodinámico número 1 con el bombeo del agua marina superficial con un valor de temperatura determinado a una presión igual a la suma de la presión atmosférica mas la hidrostática correspondiente a la profundidad de extracción del agua marina. Acto seguido, en el estado 2 el agua marina superficial ingresa a un desaireador en el que la presión es disminuida a la presión de saturación del agua de mar correspondiente con su temperatura de entrada, en donde los gases disueltos no condensables contenidos en la mezcla del agua marina tienden a evaporarse debido al cambio súbito de presión. Estos últimos son expulsados al ambiente mediante un eyector de gases.

Posteriormente, en el punto 3 el agua marina ingresa a un evaporador

flash en donde la presión disminuye aún más hasta una isobara que corresponde al valor de saturación de una temperatura menor que la temperatura del agua superficial del mar. Esto hace que parte de la energía interna contenida en la mezcla de agua marina experimente un cambio de estado en una fracción másica del total de agua marina bombeada, fracción que es equivalente a la calidad de la mezcla sometida a esas condiciones operativas. Esto provoca dos subpuntos termodinámicos, el primero es el 3_f que hace referencia a la fracción másica que no cambió de fase y permanece en estado líquido saturado, mientras que el subestado 3_g corresponde a la fracción másica que logró cambiar de estado y desalinizarse. Cabe señalar que a este efecto se le conoce como evaporación flash. Efecto en el que dentro de los márgenes operativos de un sistema OTEC sólo se logra evaporar cerca de 0.005 kg agua desalada por cada kg de agua marina del flujo másico bombeado [13]. El flujo másico no evaporado es reinyectado al mar a través de una bomba, mientras que el vapor de agua (estado 3_g) es conducido a una turbina de baja presión en donde se expande para generar energía mecánica que a su vez es transformada en energía eléctrica gracias al generador eléctrico acoplado a dicha turbina. Ocurrido esto, el fluido de trabajo ingresa al condensador en el punto termodinámico 4 en donde intercambia calor con el agua marina fría de bajas profundidades para cambiar de estado a líquido saturado (estado 5). Después, el agua desalinizada es bombeada a una presión de servicio obteniendo así el punto 6. En cuanto al estado número 7, éste ocurre únicamente en aquellos casos en donde el agua desalada no es aprovechada y se reinyecta al mar, provocando que la dinámica térmica marina sea la responsable de recombinar el agua desalada con la masa oceánica obteniendo así el punto 7.

Evaporador flash

Dentro de la literatura relacionada con el ciclo abierto OTEC, se sugiere que la presión de operación de este componente se caracteriza por sostener valores por debajo de la presión atmosférica dividida por 30. Lo que implica que su operación requiere de condiciones de vacío. Esto permite que se logre una diferencia de temperatura alrededor de los 3 °C entre el agua superficial del mar y el agua a la salida del evaporador flash. Por su parte, este gradiente de temperatura puede ser implementado en un parámetro de diseño de los evaporadores flash conocido como *efectividad*, el cual refiere a un rendimiento del proceso de flasheo. Su ecuación es la siguiente:

$$\eta_E = \frac{(T_H - T_W)}{(T_H - T_e)} \quad (2.2)$$

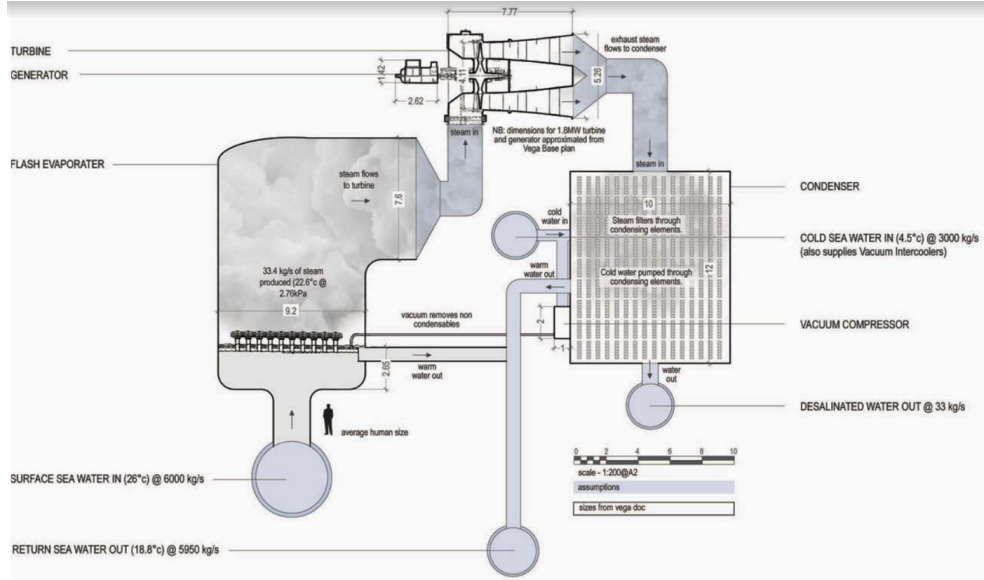


Figura 2.12: Diagrama de segunda configuración del evaporador en ciclo abierto OTEC [16].

En donde T_H es la temperatura del agua de mar superficial a la entrada, T_W es la temperatura del agua de mar no desalada a la salida del evaporador flash, T_e es la temperatura de saturación a la presión de operación del evaporador flash y η_E su efectividad. De este último parámetro, se reporta que los valores recurrentes en evaporadores flash suelen ser del orden de los 0.75 a los 0.97, en donde 0.95 suele ser el más representativo [13].

Conocer el parámetro de efectividad y la presión de operación del evaporador flash es crucial debido a que se puede determinar la temperatura de saturación (T_e) y junto con el dato de temperatura de entrada del agua superficial del mar (T_H), se puede calcular el valor de temperatura de los efluentes del evaporador flash (T_W). De esta forma, se puede calcular el flujo másico del agua de mar desalada a partir de la siguiente ecuación:

$$Mhsw_{vapor} = \frac{MhswC_P(T_H - T_W)}{H_{fg} - C_P(T_W - T_e)} \quad (2.3)$$

En donde $Mhsw$ es el flujo másico del agua de mar superficial, $Mhsw_{vapor}$ es el flujo másico del vapor de agua generado durante el proceso de flasheo, H_{fg} es la entalpía de cambio de fase de las condiciones operativas del evaporador, C_P es el calor específico promedio del agua marina bajo las condiciones de temperatura correspondientes y las variables T_H , T_W y T_e son las mismas que enunciaron anteriormente.

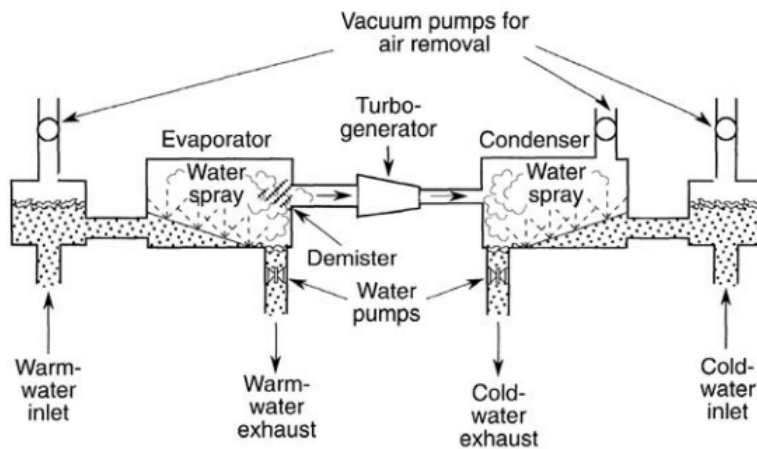


Figura 2.13: Diagrama de la tercer configuración del evaporador en ciclo abierto OTEC [13].

Adicional a todo lo anterior, es importante recalcar que dentro de la tecnología de evaporadores flash existen tres configuraciones posibles, la primera contempla el ingreso de todo el caudal de agua superficial del mar al interior del componente, dentro del cual el proceso de flasheo se lleva a cabo. Esto hace que el vapor de agua obtenido sea dirigido a la turbina de baja presión, mientras que el agua marina no evaporada sea reinyectada al mar mediante el uso de una segunda bomba que eleve la presión desde el vacío que existe al interior del evaporador flash hasta una presión de reinyección (ver figura 2.9). Por otro lado, la segunda alternativa de configuración es aquella en la que sólo una parte del flujo másico bombeado logra ingresar al evaporador flash, mientras que el caudal restante continúa su circulación a lo largo de la tubería de agua superficial, cuyo final resulta en la reinyección al mar (ver figura 2.12). La última posible configuración, es aquella en la que el sistema de vacío del ciclo abierto OTEC se encarga del bombeo del agua de mar para que ingrese al evaporador flash y a su salida exista una bomba de reinyección del agua marina superficial no evaporada (ver figura 2.13).

Condensador

Como se describió anteriormente, en este ciclo termodinámico existe la posibilidad de implementar dos tipos de intercambiadores de calor, aquellos de contacto directo en donde se pueden implementar cámaras mezcladoras; y los intercambiadores de calor de contacto indirecto, que contemplan la aplicación de los intercambiadores de coraza y tubo en la mayoría de los

casos.

En el caso particular de los intercambiadores de calor de contacto directo, se tiene registrado que el rango operativo de dichos componentes dentro del ciclo abierto OTEC suele ser entre los 10 y 15 °C, lo que corresponde a presiones operativas de 1.2 kPa y 1.7 kPa respectivamente. Por su parte, los intercambiadores de calor de contacto indirecto suelen operar normalmente a presiones alrededor de los 1.5 kPa, lo que implica una temperatura de saturación de 12 °C [13].

Por otro lado, en la literatura relacionada con los ciclos abiertos OTEC se sugiere que para conocer las temperaturas de operación en un condensador de contacto directo se implemente el cálculo de la efectividad:

$$\eta_C = \frac{(T_L - T_C)}{(T_S - T_C)} \quad (2.4)$$

En donde T_L es la temperatura del agua marina fría a la salida del condensador, T_S es la temperatura de saturación del vapor en el condensador y T_C es la temperatura de entrada del agua de mar del lecho profundo.

En cuanto a los intercambiadores de calor de contacto indirecto, se sugiere implementar el método de la temperatura media logarítmica para calcular las temperaturas de operación:

$$\Delta T_{ml} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} \right)} \quad (2.5)$$

En donde ΔT_{ml} es la temperatura media logarítmica, ΔT_1 y ΔT_2 representan la diferencia de temperatura entre los dos fluidos que ingresan al intercambiador de calor en sus dos extremos (entrada y salida). Para el caso de este método no importa cuál extremo se escoja como entrada o salida.

En sistemas abiertos OTEC, el valor de la temperatura media logarítmica suele ser de 4 °C; valor que en comparación con los reportados en plantas convencionales de 5 a 7 °C, es menor. Cuestión que, en ambos tipos de intercambiador de calor (directo/indirecto), también ocurre en la diferencia de temperatura total entre el vapor y el agua marina fría (pinch de diseño) en donde para la tecnología OTEC se recomiendan valores dentro del rango de 5 y 7 °C, a diferencia de los 10 a 12 °C que suelen considerarse en la industria [13].

Sistema de bombeo

Dentro de los componentes del ciclo abierto, aquellos a los que se les atribuye el mayor consumo de energía que presenta el ciclo OTEC son a las

bombas de agua marina superficial y de bajas profundidades. Para efectuar su cálculo, en la literatura especializada existen diversas ecuaciones propuestas por lo que para efectos del presente trabajo se implementaron las ecuaciones sugeridas por *Bernardoni* para el cálculo del bombeo total [38]:

$$\dot{W}_{swpump} = \frac{(\dot{W}_{id,hx,c} + \dot{W}_{id,hx,w})}{(\eta_{hydr}\eta_{mech}\eta_{el})} + \frac{g [m_{c,sw}(\Delta H_{C,sw} + \Delta H_{\rho,c}) + m_{w,sw}\Delta H_{W,sw}]}{(\eta_{hydr}\eta_{mech}\eta_{el})} \quad (2.6)$$

$$\Delta H_{W,sw} = 6.82 \left[\frac{L_{WWP}}{D_{WWP}^{1.17}} \right] \left(\frac{\nu_{WWP}}{100} \right)^{1.85} \quad (2.7)$$

$$\Delta H_{C,sw} = 6.82 \left[\frac{L_{CWP}}{D_{CWP}^{1.17}} \right] \left(\frac{\nu_{CWP}}{100} \right)^{1.85} \quad (2.8)$$

$$\Delta H_{\rho,c} = d_{CWP} - \frac{1}{\rho_{c,sw}} \left(\frac{1}{2}(\rho_{c,sw} + \rho_{w,sw})d_{CWP} \right) \quad (2.9)$$

$$\dot{W}_{id,hx} = k_p \dot{Q}_{hx} \quad (2.10)$$

$$\dot{W}_{id,hx,c} = 1.601 \frac{kW}{MW} \dot{Q}_{hx} \quad (2.11)$$

$$\dot{W}_{id,hx,w} = 1.667 \frac{kW}{MW} \dot{Q}_{hx} \quad (2.12)$$

En donde $\dot{W}_{el,swpump}$ es el trabajo total de bombeo en watts, $\dot{W}_{id,hx,c}$ y $\dot{W}_{id,hx,w}$ son las pérdidas de potencia (W) debido a la circulación del agua marina tanto en condensador como en el evaporador para el condensador k_p es 1.601 kW/MW y para el evaporador es 1.667 kW/MW , g es la aceleración de la gravedad (9.81 m/s^2), $\Delta H_{c,sw}$ son las pérdidas por fricción en la tubería de agua marina fría (m), $\Delta H_{\rho,c}$ refiere a las pérdidas por fricción debido al cambio de densidades que existe en la columna de agua marina fría y de agua marina caliente en la tubería utilizada en el bombeo de agua marina fría (m), $\Delta H_{W,sw}$ son las pérdidas de fricción en la tubería de agua marina superficial (m), L_{WWP} y L_{cwp} son las longitudes de tubería del agua marina superficial y fría (m), D_{WWP} y D_{CWP} son los diámetros de las tuberías de agua marina superficial y fría (m), ν_{CWP} y ν_{WWP} son las velocidades del agua marina fría y superficial al interior de sus respectivas tuberías (m/s), η_{hydr} , η_{mech} y η_{el} son las eficiencias hidráulica, mecánica y eléctrica del sistema de bombeo.

Es importante recalcar que estas ecuaciones aplican principalmente al sistema de bombeo de un ciclo cerrado OTEC, sin embargo, se utilizaron de igual forma en el caso del ciclo abierto OTEC, con la suposición de que la

pérdida de potencia en la circulación del agua marina superficial debido a la presencia del evaporador flash era similar a las pérdidas demandadas por un evaporador. Siendo que, en el resto de componentes y sus ecuaciones, el ciclo abierto y cerrado sostienen similitud. Sin embargo, al considerar la primera configuración del evaporador flash (ver figura 2.9) existe una bomba adicional encargada de la reinyección del agua marina superficial no evaporada. Así mismo, en el caso de considerar desalación de agua de mar es importante integrar el cálculo de una bomba encargada de elevar la presión del caudal desalada hasta un valor de presión de servicio (ver figuras 2.10 y 2.11). Para efectuar su cálculo, se utilizaron las siguientes ecuaciones [39, 40]:

$$\dot{W}_{bom} = \dot{m}(h_{i+1} - h_i) + w_f \quad (2.13)$$

$$\dot{W}_{bom} = v_e(P_{i+1} - P_i) + w_f \quad (2.14)$$

$$\dot{W}_f = \dot{m}gh_L \quad (2.15)$$

$$h_L = f \frac{L}{D} \frac{V_{prom}^2}{2g} \quad (2.16)$$

$$V_{prom} = \frac{4\dot{V}_{ol}}{\pi D^2} \quad (2.17)$$

En donde \dot{W}_{bom} es la potencia de bombeo (W), \dot{m} es el flujo másico bombeado (kg/s), h_i y h_{i+1} son las entalpías del fluido de trabajo de los puntos íesimos a la entrada [i] y a la salida de la bomba [$i + 1$] (J/kg K), w_f es la potencia adicional de bombeo debido a las pérdidas por fricción ocurridas a lo largo de la tubería del sistema de bombeo (W), v_e es el volumen específico promedio del fluido de trabajo a la entrada y salida de la bomba (m^3/kg), P_i y P_{i+1} son las presiones en los puntos termodinámicos íesimos a la entrada y salida de la bomba (Pa), g es la aceleración de la gravedad ($9.81 m/s^2$) y h_L es la pérdida de carga por fricción al circular el fluido a lo largo de las tuberías del sistema de bombeo (m), L es la longitud total de la tubería (m), D es el diámetro interior de la tubería (m), V_{prom}^2 es la velocidad promedio en el perfil de velocidades del flujo (m/s), \dot{V}_{ol} es el flujo volumétrico al interior de la tubería (m^3/s) y f es el factor de fricción. Para determinar este último, se utilizó la ecuación de Churchill, misma que funciona para cualquier número de Reynolds y cualquier rugosidad incluyendo el flujo laminar, e incluso en la difusa región de transición entre el flujo laminar y el Turbulento. La ecuación

es la siguiente [40]:

$$f = 8 \left[\left(\frac{8}{Re} \right)^{12} + (A + B)^{-1.5} \right]^{\frac{1}{12}} \quad (2.18)$$

$$A = \left\{ -2.457 \ln \left[\left(\frac{7}{Re} \right)^{0.9} + 0.27 \frac{\epsilon}{D} \right] \right\}^{16} \quad (2.19)$$

$$B = \left(\frac{37,530}{Re} \right)^{16} \quad (2.20)$$

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} = \frac{V D}{\nu} \quad (2.21)$$

En donde Re es el número de Reynolds, ϵ es la rugosidad del material del interior de la tubería, D es el diámetro interno de la tubería (m), V es la velocidad promedio del fluido al interior de la tubería (m/s), μ y ν son las viscosidades dinámica (Poise kg/m s) y cinemática (m^2/s).

Cabe señalar que las ecuaciones 2.13 a 2.16 no contemplan la eficiencia del sistema de bombeo para efectuar dicho trabajo como ocurre en la ecuación 2.6 para poder calcular la potencia real demandada. Para ello se utilizó la siguiente ecuación [39]:

$$\dot{W}_{bomre} = \frac{\dot{W}_{bom}}{\eta_b} \quad (2.22)$$

En donde \dot{W}_{bomre} es la potencia real del sistema de bombeo (W), \dot{W}_{bom} es la potencia de bombeo necesaria en la operación del ciclo (W) y η_b es la eficiencia del sistema de bombeo.

Turbina y generador eléctrico

Uno de los componentes fundamentales para poder evaluar el funcionamiento del ciclo termodinámico OTEC es mediante el cálculo de la potencia a la salida del generador eléctrico acoplado a la turbina de baja presión; esta última se encarga de convertir el potencial de presión existente entre el vapor y la salida de la turbina para transformarlo en energía mecánica, misma que es transformada en el generador eléctrico en energía eléctrica. Para efectuar estos cálculos, las ecuaciones implementadas fueron [39]:

$$\dot{W}_{Tur} = \dot{m}(h_{i+1} - h_i) \quad (2.23)$$

$$\dot{W}_{Ture} = \dot{W}_{Tur}(\eta_T) \quad (2.24)$$

$$\dot{W}_{gen} = \dot{W}_{Ture}(\eta_{gen}) \quad (2.25)$$

En donde \dot{W}_{Tur} es la potencia térmica del ciclo, \dot{W}_{Ture} es la potencia aprovechada por la turbina de baja presión, \dot{W}_{gen} es la potencia eléctrica obtenida a la salida del generador eléctrico, η_T y η_{gen} son las eficiencias de la turbina y del generador respectivamente.

Flujos másicos

Para conocer los caudales de operación en el ciclo abierto OTEC se sugiere fijar un valor del caudal del agua superficial junto con los datos de temperatura, salinidad, presión a la entrada del evaporador flash y así poder efectuar el cálculo del resto de variables de estado termodinámico de ese punto. Hecho esto, se debe de fijar un valor de temperatura de saturación por debajo del valor de temperatura de entrada del agua de mar con un valor de presión mayor o igual a los 2.5 kPa y proponer o conocer el valor de efectividad del sistema de flasheo. Todo esto con la finalidad de poder calcular la temperatura del vapor a la salida del evaporador flash (ver ecuación 2.2). Una vez efectuado el cálculo para conocer el valor de temperatura, es posible determinar el punto termodinámico 3 debido a que el proceso que efectúa un evaporador flash es isoentálpico, provocando que la entalpía del agua marina a la entrada de dicho componente sea igual al sostenido por el agua marina en el estado 3. Esto permite el cálculo del resto de variables termodinámicas, dentro de las cuales el valor de calidad (x) representa la fracción másica de vapor obtenido en el proceso de flasheo. De forma adicional, con la información obtenida hasta este apartado, se pueden determinar los subpuntos termodinámicos 3g y 3f.

A partir de lo anterior, se hace posible calcular el flujo másico del agua marina superficial a partir de la siguiente ecuación:

$$\dot{m}_{sup} = \frac{\dot{V}_{sup}}{v_e} \quad (2.26)$$

en donde \dot{m}_{sup} es el flujo másico de agua marina superficial (kg/s), \dot{V}_{sup} es el caudal de agua marina superficial (m^3/s) y v_e es el volumen específico del agua marina superficial (m^3/kg). Este último valor puede ser calculado a partir del punto termodinámico a la entrada del ciclo abierto OTEC.

En cuanto al flujo másico de vapor-gases obtenido en el proceso de flasheo se puede calcular con la ecuación desplegada a continuación:

$$\dot{m}_{vapor-gases} = \dot{m}_{sup}x \quad (2.27)$$

En donde $\dot{m}_{vapor-gases}$ es el flujo másico del vapor obtenido en el proceso de flasheo (kg/s), \dot{m}_{sup} es el flujo másico de agua superficial marina (kg/s) y x es la calidad del agua marina bajo las condiciones del estado 3.

Es importante mencionar que la diferencia entre la ecuación 2.3 y 2.27 yace en la metodología de cálculo implementada, pero ambas son consistentes entre sí. Además, ambas contemplan que el agua de mar es una mezcla homogénea por lo que sus componentes también son sometidos a los estados termodinámicos. Durante el ciclo OTEC abierto se logra obtener vapor de agua de baja presión, pero también una fracción másica de gases no condensables que son liberados durante los cambios abruptos de presión. Para poder determinar la cantidad de gases no condensables disueltos en el agua de mar, es necesario llevar a cabo experimentación puntual del agua marina en donde el sistema va a operar, sin embargo, en este trabajo se contempló la composición reportada por el Vega [16] para las aguas de Hawaii de 0.01936 kg de gases no condensables por cada kg agua superficial del mar. Con este valor o con el valor obtenido del estudio de las aguas marinas locales, se puede calcular el flujo másico tanto del vapor de agua como de los gases no condensables liberados durante el proceso de flasheo:

$$\dot{m}_{gnc} = \dot{m}_{vapor-gases} f_{gnc} \quad (2.28)$$

$$\dot{m}_{vapor} = \dot{m}_{vapor-gases} (1 - f_{gnc}) \quad (2.29)$$

En donde \dot{m}_{gnc} es el flujo másico de los gases no condensables (kg/s), f_{gnc} es la fracción de gases no condensables (0.01936 kg-gnc/kg-aguamar), \dot{m}_{vapor} es el flujo másico del vapor de agua desalado (kg/s).

Por otro lado, también es posible calcular el flujo másico del agua marina superficial no desalada a partir de la siguiente ecuación:

$$\dot{m}_{nodesal} = \dot{m}_{sup} (1 - x) \quad (2.30)$$

En donde $\dot{m}_{nodesal}$ es el flujo másico del agua marina superficial no desalada (kg/s), \dot{m}_{sup} es el flujo másico del agua marina superficial bombeada (kg/s) y x es la calidad del agua marina superficial en el estado 3.

Finalmente, el último flujo másico remanente de cálculo es el del agua marina fría. Para conocerlo, es importante contemplar el pinch de diseño sugerido de 5 a 7 °C entre la temperatura del agua fría marina y el agua desalada a la entrada al condensador. Contemplando que la temperatura del agua marina fría suele ser de entre 4 y 5 °C, esto hace que la presión de operación del condensador llegue a ser de 1.5 kPa a 1.7 kPa con temperaturas de saturación asociadas de 13 y 15 °C respectivamente. Con estos valores, es posible conocer la temperatura del fluido que será condensado, misma que se mantiene prácticamente constante en un proceso de cambio de fase; además al conocer el valor de temperatura de entrada del agua fría marina y el valor de temperatura media logarítmica característico de condensador en ciclos OTEC de 3.5 °C a 4 °C, se vuelve posible implementar un proceso iterativo

en la ecuación de la temperatura media logarítmica (2.5) para determinar la temperatura del agua marina fría a la salida del condensador. Una vez conocido este valor de temperatura, se puede calcular el flujo másico del agua marina fría a partir de la siguiente ecuación [13]:

$$\dot{m}_{prof} = \frac{\dot{m}_{vapor}(h_{i+1} - h_i)}{C_p(T_{prof2} - T_{prof1})} \quad (2.31)$$

En donde \dot{m}_{prof} es el flujo másico del agua marina fría (kg/s), \dot{m}_{vapor} es el flujo másico del vapor de agua (kg/s), h_{i+1} y h_i son las entalpías del vapor de agua a la entrada y a la salida del condensador en sus respectivos estados termodinámicos (kJ/kg K), C_p es el calor específico del agua marina fría (kJ/kg K) y T_{prof2} como T_{prof1} son las temperaturas del agua marina fría a la entrada y a la salida del condensador (K).

Cálculos de rendimiento térmico

Para determinar el rendimiento térmico del ciclo abierto OTEC es necesario emplear ecuaciones similares a las utilizadas en el ciclo termodinámico Rankine Orgánico. Dichas fórmulas son las siguientes:

$$\dot{Q}_{ev} = \dot{m}_{vapor}(h_{i+1} - h_i) \quad (2.32)$$

$$\dot{Q}_{cond} = \dot{m}_{vapor}(h_{i+1} - h_i) \quad (2.33)$$

$$\dot{W}_{aux} = (0.1)\dot{W}_{gen} \quad (2.34)$$

$$\dot{W}_{neto} = \dot{W}_{gen} - \dot{W}_{sulpump} - \dot{W}_{bom1} - \dot{W}_{bom2} - \dot{W}_{aux} \quad (2.35)$$

$$\eta_{ter} = \frac{\dot{Q}_{ev}}{\dot{W}_{neto}} \quad (2.36)$$

En donde \dot{Q}_{ev} y \dot{Q}_{cond} son los flujos de calor en el evaporador flash y en el condensador (W), \dot{m}_{vapor} es el flujo másico de vapor (kg/s), h_{i+1} y h_i son las entalpías de los estados termodinámicos a la entrada y a la salida tanto del evaporador flash como del condensador; cabe señalar que el punto termodinámico de entrada al evaporador flash se debe de considerar como aquel punto a la salida de la bomba de agua marian superficial en el caso de contar con un desaireador. \dot{W}_{aux} es la potencia demandada por los sistemas auxiliares dentro del sistema OTEC [16, 13], \dot{W}_{neto} es la potencia neta del ciclo (W), \dot{W}_{gen} es la potencia entregada por el generador eléctrico (W), $\dot{W}_{sulpump}$, \dot{W}_{bom1} , \dot{W}_{bom2} son los consumos de potencia de bombeo del agua marina superficial, de zonas profundas, de reinyección al mar y de la bomba de agua desalada; todas expresadas en Watts. η_{ter} es la eficiencia térmica del ciclo.

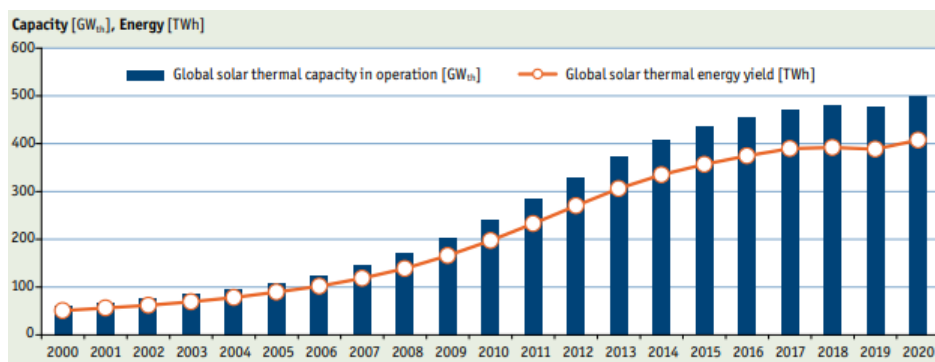


Figura 2.14: Histórico de capacidad y generación de energía térmica global 2000-2020 [17].

2.2. Calor solar de baja temperatura

A nivel global se estima que el 50 % del consumo total de energía final está relacionado con el uso de calor en el sector residencial e industrial [41]. Dentro de esta demanda de energía, en el sector residencial de países pertenecientes a la Unión Europea se estima que el 80 % del consumo de energía final en esta región es atribuida al calentamiento de espacios y de agua doméstica. Lamentablemente, el 84 % de la energía implementada para atender estas necesidades sostiene un origen fósil y el 16 % restante se derivan de fuentes renovables. Por esta razón, a nivel internacional se estima que el suministro de calor solar en procesos de baja temperatura ($T \leq 95 \text{ }^{\circ}\text{C}$) sostiene un potencial significativo en el futuro para diversificar la matriz energética [41].

Para atender el potencial anterior, la energía termosolar encuentra aplicaciones mayoritarias en un rango amplio desde sistemas residenciales, pequeñas redes de calor, en sistemas de calor de proceso, hasta plantas termosolares de gran tamaño. Gracias a su implementación, se ha podido identificar que desde el punto de vista de economía de escala los sistemas termosolares de calefacción comunitaria sostienen un mejor desempeño en términos de eficiencia y costo de la energía en comparación con los sistemas de suministro individual en el sector residencial [41]. Esto hace que en ciertas partes del mundo la aplicación de la energía termosolar de baja temperatura encuentre mercado en los sistemas de calor de gran escala ($\text{Area} \geq 500 \text{ m}^2$ o $\text{Potencia nominal} \geq 350 \text{ kW}$) para suplir redes de calor directo y redes térmicas locales con aplicaciones en el sector residencial, comercial y edificaciones públicas. Esto equivale al 88 % del total de la capacidad instalada y operativa; mientras que el 12 % restante es calor de proceso implementado en sectores como

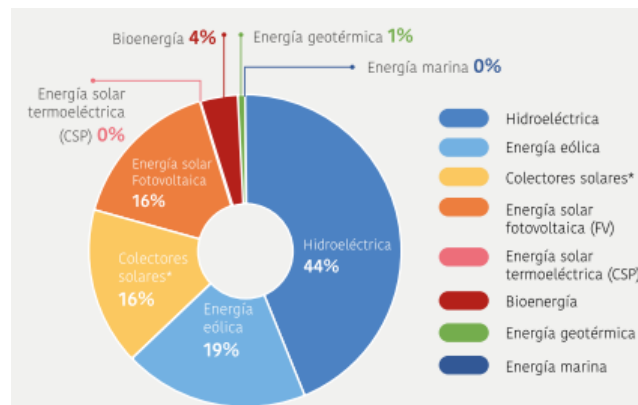


Figura 2.15: Capacidad instalada de energías renovables en el mundo por tipo de tecnología (GW) [18].

la minería, textil e industria alimentaria [41]. En la figura 2.14 se puede observar la evolución histórica de colectores solares cubiertos y descubiertos en cuanto a su capacidad instalada y generación desde el año 2000 al 2020. En donde la capacidad térmica instalada ascendió desde un valor de 62 GW térmicos en el año 2000 hasta 501 GW térmicos en 2020, los cuales lograron generar 51 TWh y 407 TWh respectivamente [17].

En comparación con el resto de fuentes de generación renovable, los calentadores solares representan el 16% de la capacidad instalada a nivel global, porcentaje que es igual al de la participación de la energía solar fotovoltaica (ver figura 2.15). Lamentablemente, a pesar de sostener una tasa de crecimiento anual promedio del 6% (2011-2017) junto con un crecimiento significativo entre 2005 y 2016, los calentadores solares han visto una disminución en el aumento de capacidad instalada en los últimos años a nivel global [18, 17]. Sin embargo, algunos países han mantenido su interés por esta tecnología al aumentar la presencia de esta tecnología en sus territorios. En el caso del país con mayor capacidad (China), durante el 2018 registró una disminución del 5% en su capacidad instalada, cuestión que de forma similar ocurrió en el resto de países líderes en este ramo como Turquía, Brasil, Estados Unidos, Alemania, Israel, etc; en distintas magnitudes porcentuales respectivas. Cuestión que en países como la India, Australia, México, Grecia, Polonia, España, etc; esta situación resultó contraria (ver figura 2.16).

Dentro del continente americano, únicamente 3 países se encuentran dentro del top 20 de países con mayor capacidad instalada termosolar, siendo que México ocupa el tercer lugar por debajo de Brasil y Estados Unidos. Esto se debe a que el desarrollo de esta tecnología ha tenido un alto impacto a nivel nacional tanto en el sector residencial como en el sector industrial.

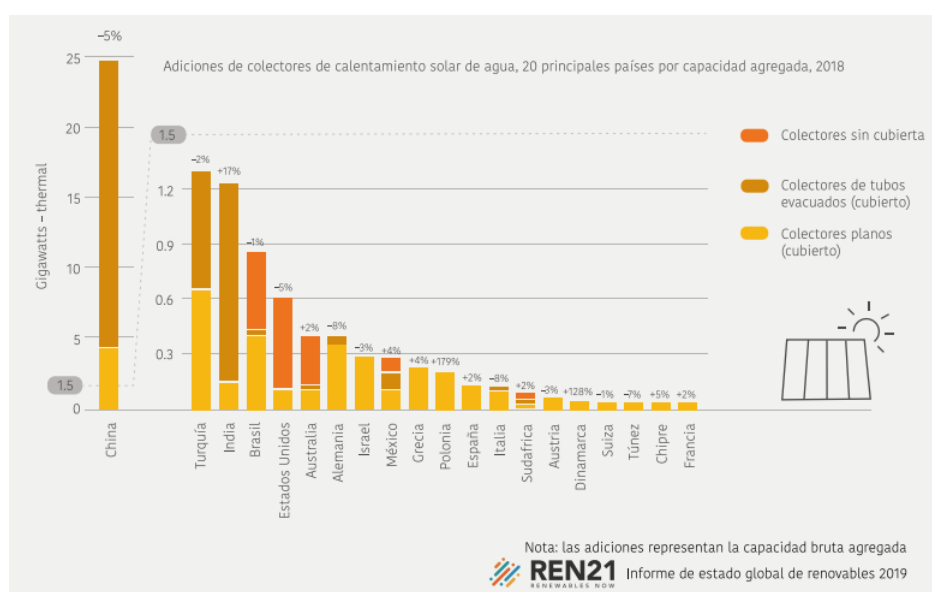


Figura 2.16: Colectores solares de agua instalados en los 20 países con mayor capacidad adicionada en 2018 [18].

De acuerdo con la Asociación Mexicana de Energía Solar (ANES), en el 2020 México contó con más de 3.5 millones de calentadores solares, lo que representa cerca del 10% del total de viviendas en México y un valor total de 4,280 MWth en capacidad instalada. Este valor, representa más del doble de la capacidad instalada total de paneles fotovoltaicos en generación distribuida para la generación de electricidad (2,629.78 MW) [42]. Además, la importancia que ha tenido la energía termosolar en el sector industrial mexicano ha sido tal que, de acuerdo con la Cooperación Alemana, en 2019 México formó parte de los principales mercados para plantas de calor solar de procesos industriales a nivel mundial siendo el país con mayor número de proyectos industriales termosolares (83) y con un área instalada de colectores de 32,699 m^2 , compartiendo dicho estatus con Omán (1 proyecto) 210,000 m^2 , China (12 proyectos) 53,135 m^2 , India (47 proyectos) 18,882 m^2 , Austria (26 proyectos) 7,669 m^2 y Alemania (26 proyectos) 5,865 m^2 [18].

Redes de calor

Desde la década de 1980 en países europeos como Dinamarca, Suecia, Austria, Alemania, España y Grecia se han utilizado plantas termosolares de gran escala conectadas a redes locales o distritales y/o instaladas en residencias, comercios o edificaciones públicas de gran tamaño. Cuestión que persistió desde 1980 hasta 2016 como una característica exclusiva del conti-

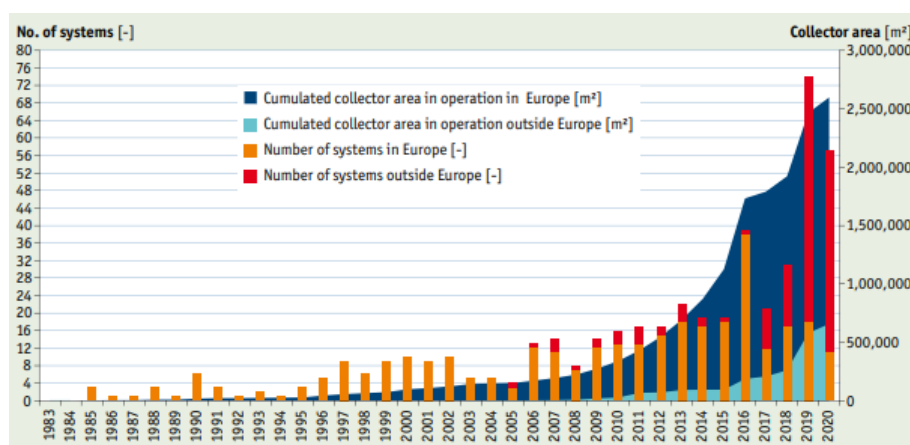


Figura 2.17: Sistemas de calefacción solar de gran escala en redes distritales de calor, grandes comercios, residenciales y edificaciones públicas a nivel mundial. Se muestra el histórico del número de proyectos operativos y del área acumulada de colectores termosolares [17].

nente europeo, en donde Dinamarca dominó el mercado durante casi 10 años seguidos, principalmente en los sistemas termosolares de calentamiento distrital. Esto cambió debido a que China se convirtió en un país punta en este tipo de sistemas, logrando estabilidad en ello desde el 2020, año en el que representó por propia cuenta el 48 % del área total instalada de este tipo de sistemas de gran escala. A finales de ese mismo año, en el mundo existieron un total de 470 proyectos en operación, los cuales representaron una capacidad instalada de 1,710 MWth, abarcando un área total de colección de 2.4 millones de metros cuadrados (ver figura 2.17). Estas cifras no incluyen proyectos de concentración solar, ni colectores solares fototérmicos conectados a sistemas de calefacción distrital.

Del total de capacidad instalada en 2020, 1,410 MWth fueron implementados en redes de calefacción distrital, mercado que resulta ser el más grande para sistemas termosolares de gran escala [17]. Como se puede apreciar en la figura 2.18, Dinamarca es el país pionero en este tipo de sistemas con 124, seguido por China con 18; de igual forma, se puede observar que existe una gran diversidad de países como Alemania, Austria, Suecia, Polonia, Arabia Saudita, Japón, Estados Unidos, Canadá, Sudáfrica, etc; que han adquirido interés en descarbonizar el sector de calefacción en sus localidades y/o ciudades.

El restante de capacidad instalada de este tipo de sistemas está alojado en el sector residencial, comercial y de edificaciones públicas de gran tamaño. A finales de 2020, cerca de 200 sistemas se sostenían condiciones operacionales

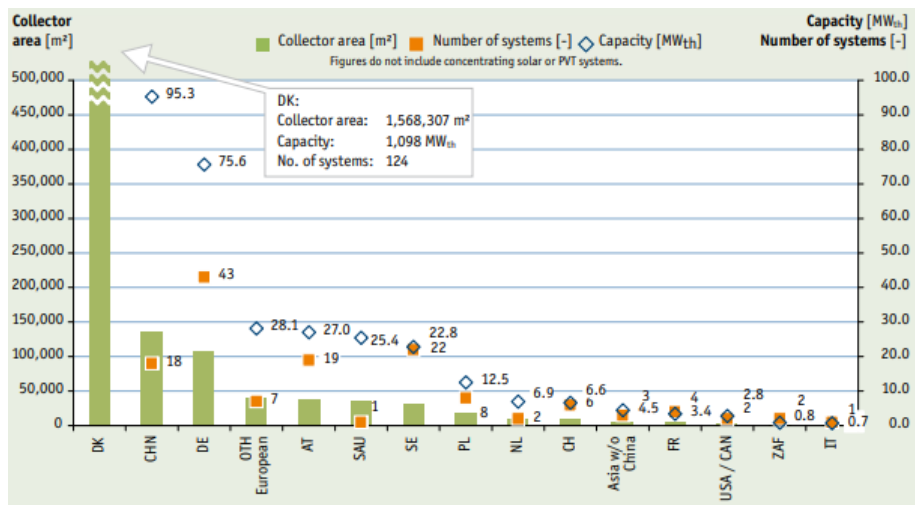


Figura 2.18: Capacidades y áreas de colección instaladas y número de sistemas distritales de calor solar de gran escala en 2020[17].

para suministrar calor a este mercado con una capacidad instalada de 299 MWth [17]. Como se puede apreciar en la figura 2.19 China es el país de mayor impacto en este mercado con un total de 76 proyectos que suman una capacidad de 216 MWth, seguido por Turquía con un total de 11 proyectos y una capacidad de 11 MWth. El resto de países europeos como Francia, Grecia, Austria, Suiza y España siguen apostando por este tipo de sistemas dentro de sus territorios, sin embargo también en otras regiones del mundo han comenzado a instalarse este tipo de sistemas como es el caso de Brasil y México en latino américa, en la región MENA con Dubai, Jordan, Emiratos Árabes Unidos, en Asia con Cambodia, India y Tailandia. Cabe señalar que la instalación de este tipo de sistemas encuentra su instalación en hospitales, hoteles y centros deportivos.

Métodología f-chart

En el área termosolar, existen metodologías implementadas para poder dimensionar y calcular sistemas termosolares de gran tamaño, de entre ellas se encuentra la metodología f -Chart a través de la cual se hace posible estimar el desempeño térmico anual de sistemas de calentamiento en el sector de servicios, que utilicen como fluido de trabajo aire u otro líquido, cuyos rangos de temperaturas mínimas requeridas sean cercanas a los 20 °C [28].

Esta metodología, permite calcular la fracción de energía térmica que un sistema termosolar podría proveer del total de la demanda de una carga térmica. Las principales variables de diseño en la metodología yacen en el área

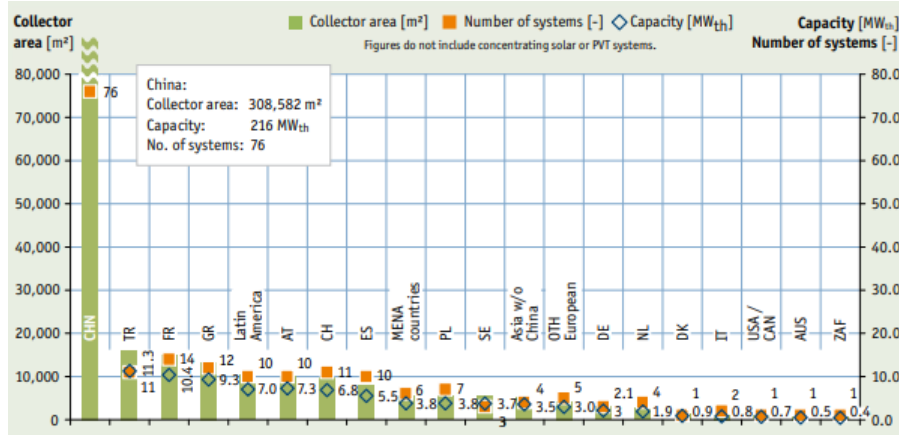


Figura 2.19: Capacidades y áreas de colección instaladas y número de sistemas de calor solar en el sector residencial, comercial y edificaciones públicas de gran escala en 2020[17].

de captación, tipo de colector, capacidad de almacenamiento térmico, caudales de consumo y el tamaño tanto de la carga térmica como de las áreas de los intercambiadores de calor dentro de la topología del sistema. Para asociarlas, esta metodología utiliza una correlación determinada a partir de los resultados obtenidos en cientos de simulaciones de desempeño térmico de sistemas termosolares hechas en TRNSYS, en donde las condiciones operativas y de diseño fueron variadas a lo largo de rangos operativos apropiados en cada una de las variables anteriormente enlistadas. Estas correlaciones permiten calcular f , la cual representa la fracción mensual de energía térmica suministrada por el sistema termosolar del total de la carga térmica demandada en ese mes. Dicha fracción se encuentra sujeta a dos variables adimensionales X y Y , en donde la relación entre las pérdidas de calor en el sistema y la energía total demandada por el usuario se enuncian en la primer variable adimensional, mientras que en la segunda se enuncia la relación entre la energía total absorbida por el sistema solar y la energía total demanda por el usuario.

La configuración estándar del f -Chart para sistemas de calentamiento únicamente de agua se muestra en la figura 2.20. Para efectuar el cálculo, es necesario conocer los valores de consumo requerido, de irradiación, de temperatura ambiente mensual y los datos de rendimiento del captador solar con los que sea posible calcular la ecuación lineal en función de la temperatura de entrada al captador o en su debido caso contar con ella por parte de algún organismo certificador. La ecuación es la siguiente [19]:

$$\eta_{cal} = F_R(\tau\alpha)_n - F_R U_L \left(\frac{T_i - T_a}{G} \right) \quad (2.37)$$

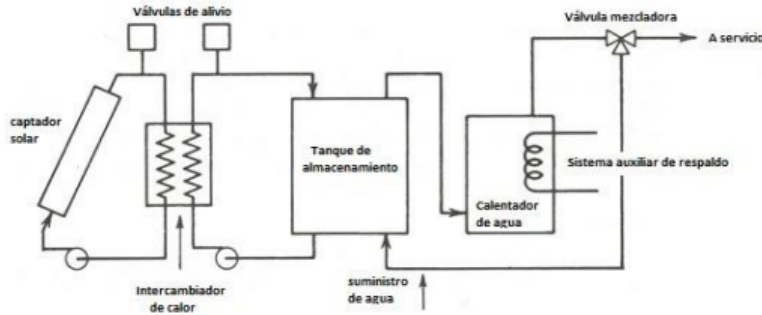


Figura 2.20: Configuración estándar del f -Chart para calentamiento de agua [19].

Donde T_i es la temperatura de entrada al captador solar, T_a la temperatura ambiente en el momento de utilizar el sistema, G es la irradiancia solar medida en el plano del colector y los dos términos restantes se obtienen experimentalmente con la norma ISO9806:2017, relacionados con la eficiencia óptica del colector y la remoción de calor en el mismo [19, 28].

Conociendo lo anterior se pueden calcular las variables adimensionales a partir de las siguientes ecuaciones:

$$X = F_R U_L \left[\frac{\dot{F}_R}{F_R} \right] \left(\frac{X_C}{X} \right) (T_{ref} - T_a) \Delta t \frac{A_c}{Q_L} \quad (2.38)$$

$$Y = F_R (\tau\alpha)_n \left[\frac{\dot{F}_R}{F_R} \right] \left(\frac{\tau\alpha}{(\tau\alpha)_n} \right) H N \frac{A_c}{Q_L} \quad (2.39)$$

En donde A_C es el área de los captadores (no. de captadores x área de apertura) (m^2), Q_L es la carga térmica mensual requerida por el usuario (J), H es la irradiación media mensual normal al colector (J/m^2), N el número de días en el mes, T_{ref} es igual a $100^\circ C$, T_a es la temperatura ambiente diurna, Δt es el número total de segundos en el mes [19, 28].

Como se puede apreciar en la configuración de la figura 2.20, existe dentro del diagrama la posibilidad de contemplar un sistema auxiliar, mismo que puede llegar a ser implementado en el caso de que el arreglo termosolar deba de ser compensado con respaldo para obtener una mayor temperatura de operación o compensar la energía térmica faltante que asegure la temperatura de operación del sistema. En este caso, la existencia de un intercambiador de calor entre el circuito primario y el secundario se vuelve necesario. Para contemplar esto, es necesario incluir el siguiente factor para corregir el

desempeño del sistema [28, 19]:

$$\frac{\dot{F}_R}{F_R} = \frac{1}{1 + \left(\frac{F_R U_C A_C}{(\dot{m}c)_C} \right) \left(\frac{\dot{m}c)_C}{\epsilon(\dot{m}c)_{min}} - 1 \right)} \quad (2.40)$$

Factor que en el caso de considerar un sistema directo, sostiene un valor de 1.

Un segundo factor de corrección se debe de aplicar en el caso de considerar un tamaño de tanque de almacenamiento para acumular el agua caliente distinto a la capacidad convencional considerada en el modelo de 75 l/m². Si la capacidad es diferente (C_A), se debe de corregir con la siguiente ecuación únicamente válida para $37.5l < C_A < 300l$ [28, 19]:

$$\frac{X_C}{X} = \left(\frac{C_A}{75} \right)^{-0.25} \quad (2.41)$$

Por otro lado, también existe un último factor corrector con el que es posible tomar en cuenta que la radiación solar incidente sobre el colector no incide de forma perpendicular durante todo el año. Para contemplar esto, existen dos posibilidades, adoptar los siguientes valores por Klein en los meses de invierno[28, 19]:

$$\frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} = \begin{cases} 0.94 & \text{unacubierta} \\ 0.92 & \text{dos cubiertas} \end{cases} \quad (2.42)$$

La segunda posibilidad es adoptar el factor de corrección mensual promedio también conocido como el factor modificador del ángulo de incidencia obtenido en la ISO9806:2017 para el calentador que se quiere simular.

A partir de todas las ecuaciones y consideraciones anteriores, es posible calcular el factor de aporte mensual del sistema termosolar con la siguiente ecuación[28, 19]:

$$f = 1.029Y - 0.065X - 0.245Y^2 + 0.0018X^2 + 0.0215Y^3 \quad (2.43)$$

Válido para $0 < X < 18, 0 < Y < 3$ y para los rangos de valores indicados en el cuadro 2.1.

Por último, el factor solar anual se determina en función del factor solar mensual calculado a lo largo de los meses del año representativo del sitio y del consumo del usuario a partir de la siguiente ecuación [28, 19]:

$$F = \frac{\sum_{n=1}^{n=12} f_n(Q_n)}{\sum_{n=1}^{n=12} Q_n} \quad (2.44)$$

$$\begin{array}{c}
 \hline
 0.6 \leq (\tau\alpha)_n \leq 0.9 \\
 5 \leq \dot{F}_R A_C \leq 120m^2 \\
 2.1 \leq (U)_L \leq 8.3W/m^2 \\
 30 \leq \beta \leq 90^\circ \\
 83 \leq ((UA)_h \leq 667W/^\circ C \\
 \hline
 \end{array}$$

Cuadro 2.1: Rango de validez del método f -Chart [28, 19].

En donde F es la fracción solar anual, f_n es la fracción solar mensual enésimo y Q_n es el consumo de energía térmica mensual enésimo (J).

El método de cálculo, sostiene el principio de incrementar el número de captadores a utilizar hasta que la fracción solar anual resulte en un valor deseado.

2.3. Consideraciones financieras

Para efectuar la evaluación financiera del proyecto propuesto en este trabajo se consideraron un conjunto de principios, fórmulas y procedimientos que lo hicieran posible, a continuación se definen y enuncian estos.

2.3.1. Valor del dinero en el tiempo

Cuando uno se interesa en la evaluación económica de proyectos, es necesario tener presente el principio fundamental del valor del dinero en el tiempo, sin él es casi imposible conceptualizar el motivo y utilidad de la teoría económica. Este principio parte de suponer que el dinero disponible en un instante actual sostiene un mayor valor que el dinero recibido en un tiempo futuro. Esto se debe a que el dinero actual puede invertirse en ese momento y generar valor a partir de un interés o rendimiento. La tasa de descuento es el mecanismo implementado para poder medir el cambio del poder adquisitivo del dinero en el tiempo. En el caso de proyectos de inversión, la tasa mínima de rendimiento es el valor mínimo esperado para emprenderlo[20].

A partir de lo anterior, se evidencia el principal motivo por el cual no es posible sumar dinero ubicado en diferentes fechas. Para ello es necesario implementar métodos de equivalencia que respeten este principio y permitan comparar cifras valuadas en un mismo instante de tiempo.

A continuación se enuncian cuatro fórmulas de equivalencia para respetar

este principio [20]:

$$F = P(1 + i)^n \quad (2.45)$$

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n} \quad (2.46)$$

$$P = A \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n} \right] \quad (2.47)$$

$$A = P \left[\frac{i(1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right] \quad (2.48)$$

En donde i es la tasa de descuento, F representa dinero con valor futuro en el periodo “ n ”, P dinero con valor presente en el periodo “0” y A representa flujos de efectivo uniformes.

Es importante señalar que la tasa de descuento de las fórmulas enunciadas anteriormente sostiene conceptos distintos dependiendo el caso de aplicación [20]:

- **Inflación:** La tasa de descuento puede ser implementada para comparar precios entre bienes en periodos de tiempo anteriores, normalmente de un año.
- **Tasa de inversión:** Cuando un usuario realiza una inversión en un banco o negocio en el que pueda obtener un rendimiento del dinero invertido al final de un periodo de tiempo.
- **Tasa de cobro o préstamo:** Refiere al porcentaje establecido por una institución, banco o inversionista que permite calcular los flujos de efectivo equivalentes entre el préstamo recibido y los pagos de la deuda.
- **Tasa de rendimiento:** Utilizada principalmente en evaluación de proyectos de inversión financiados totalmente con capital propio. Esta tasa refleja la ganancia mínima que debe de lograr el capital invertido para que el negocio sea atractivo. En este porcentaje se reflejan los riesgos del giro de negocios del proyecto, mismos que son determinados con base en la información pública de empresas del mismo ramo industrial que cotizan en la bolsa de valores.

2.3.2. Inflación

La inflación es el aumento generalizado y sostenido del nivel de precios existentes en el mercado durante un periodo de tiempo, normalmente un año. Esto se debe a que a lo largo de ese tiempo se puede registrar una equidad,

pérdida o aumento del valor del dinero en el tiempo ante los precios de la mayor parte de los productos y servicios disponibles en el mercado [43].

Un indicador utilizado frecuentemente para medir la inflación es el índice de precios. Este índice refleja la inflación media ponderada de los bienes y servicios que consumen las familias, en donde los ponderadores son los porcentajes que (en promedio) destinan las familias a cada bien o servicio [43, 20]. En México, el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) es el principal indicador del comportamiento de la inflación, en el caso de Estados Unidos es el Consumer Production Index (CPI).

Otro indicador de inflación es el Índice de Precios al Productor (IPP) en México y el Producer Price Index (PPI) by Industry en Estados Unidos, en donde en el caso de ambos países, estos indicadores reflejan el crecimiento de precios de los bienes producidos por las divisiones o ramos de la industria [20].

2.3.3. Moneda corriente y constante

En correspondencia con el valor del dinero en el tiempo, existen dos conceptos que permiten diferenciar esta temporalidad y su valor adquisitivo. Por su parte, la moneda corriente refiere a la moneda de circulación en un instante de tiempo específico, provocando así que su valor sea distinto por efectos inflacionarios. Cuestión que no ocurre en el caso de la moneda constante, la cual resulta de corregir la moneda corriente del efecto inflacionario. Permitiendo comparar precios de distintas fechas de un bien o servicio y así poder calcular el cambio porcentual real entre uno y otro. Lo anterior permite comparar este cambio porcentual con la inflación existente entre las fechas de comparación, con lo que se logra determinar si el precio de un bien aumentó, disminuyó o se mantuvo igual en términos reales. Esto se logra conocer a partir de los siguientes criterios:

- Si el cambio porcentual del bien o servicio resulta ser mayor que la inflación, implica que el precio en términos constantes aumentó, provocando que se requieran más billetes y valor adquisitivo para obtener ese bien o servicio en comparación con la fecha anterior.
- Si el cambio porcentual del bien resulta ser nulo (aumento igual a la inflación), entonces significa que aunque en el futuro se requieran de más billetes para adquirir ese bien o servicio, éste no aumentó ni disminuyó en términos reales.
- Si el cambio porcentual es menor que el aumento de la inflación, implica que aunque se requiera de un mayor número de billetes para adquirir

ese bien o servicio, se requiere de un menor valor adquisitivo para adquirirlo, es decir se abarató en términos reales.

Por otro lado, es importante denotar que en países en desarrollo, con inflación alta, los estudios de rentabilidad de proyectos suelen ser analizados con flujos de efectivo expresados en moneda nacional constante, por lo que la tasa de descuento a utilizar debe de ser en términos reales. En contra parte, en países con monedas fuertes se suelen evaluar en moneda corriente, por lo tanto se implementan tasas de descuento en términos nominales [20].

2.3.4. Tasa real y nominal

De forma consistente, las tasas de descuento deben de estar relacionadas con el tipo de moneda que se está evaluando. Por esta razón, existe la posibilidad de cancelar el efecto inflacionario y obtener tasas expresadas en términos reales. Para esto, es necesario implementar la relación de Fisher [20]:

$$(1 + r) = \frac{(1 + R)}{(1 + f)} \quad (2.49)$$

$$(1 + R) = (1 + r)(1 + f) \quad (2.50)$$

de las ecuaciones anteriores se puede demostrar que:

$$r = \frac{(R - f)}{(1 + f)} \quad (2.51)$$

$$R = (r + f)(1 + f) \quad (2.52)$$

En donde r es la tasa de descuento real, útil para evaluar flujos en moneda constante, R es la tasa de descuento nominal, utilizada en moneda corriente y f es la inflación [20].

2.3.5. Indicadores de evaluación de proyectos

Son mecanismos que permiten evaluar la rentabilidad de un proyecto para determinar si es conveniente o no llevar a cabo un proyecto de inversión. A través de los indicadores, es posible jerarquizar distintos proyectos entre sí de una cartera de inversión destinados a cubrir una necesidad en común. Además, de forma individual, se hace posible optimizar las distintas áreas relevantes de un proyecto como pueden ser su ubicación, tipo de tecnología, tipo de financiamiento o inversión, etc. Para esto, las variables necesarias

son: los flujos de caja del proyecto, la tasa de descuento y el horizonte de evaluación [43].

Los distintos indicadores se pueden categorizar de la siguiente forma:

- **Indicadores de Riqueza:**(Cantidad de dinero)
 - * Valor Presente Neto
 - * Valor Anual Equivalente
- **Indicadores de Rentabilidad** (Velocidad de Generación de Riqueza)
 - * Tasa Interna de Retorno
 - * Razón Costo Beneficio
- **Indicadores que no toman en cuenta el valor del dinero en el tiempo**
 - * Periodo de Recuperación ("Payback")

Valor Presente Neto

Este indicador sirve como criterio de inversión para medir el beneficio que rinde un proyecto de inversión a través de toda su vida útil [43]. Su método de cálculo consiste en transformar a equivalencias monetarias actuales, vía una tasa de descuento, a todos los componentes del flujo de fondos de un proyecto [20].

El valor presente neto es la diferencia entre la inversión total realizada en un instante de tiempo cero (inicio de operaciones) y el flujo futuro de fondos actualizados. Haciendo que el valor presente neto, resulte ser la magnitud absoluta en que los ingresos equivalentes de un flujo de caja superan o son superados por los ingresos equivalentes de dicho flujo [20]. Su ecuación es la siguiente:

$$VPN = -S_0 + \sum_{t=0}^{t=n} \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad (2.53)$$

En donde VPN es el valor presente neto, n representa el número de periodos de duración del proyecto, S_0 es la inversión inicial, S_t es el flujo de caja en un instante de tiempo t e i es la tasa de descuento. Cabe señalar que esta tasa de actualización debe de ser apropiada tomando como referencia el uso alternativo que se le puede dar al dinero y el riesgo de realizar dicha inversión. De forma general, ésta se puede calcular como la suma de la tasa

que se ganaría en una inversión sin riesgo, más una prima por el nivel de riesgo del proyecto:

$$TREMA = (Tsr) + (Ppr) \quad (2.54)$$

En donde $TREMA$ es la tasa de rendimiento mínima atractiva, Tsr es la tasa de rendimiento sin riesgo y Ppr es la prima por riesgo [20].

La utilidad de este indicador yace en que permite generar dos tipos de decisiones: ver si las inversiones son realizables y ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Además, resulta de gran utilidad dado que permite conocer si el rendimiento que se espera obtener del proyecto de inversión es mayor que el rendimiento mínimo atractivo requerido en el proyecto de inversión. Los criterios de decisión se basan en lo siguiente [43, 20]:

- $VPN > 0$: los beneficios son mayores que los costos, haciendo que el rendimiento del proyecto sea mayor al rendimiento mínimo atractivo. El proyecto debe de emprenderse.
- $VPN = 0$: los beneficios son iguales que los costos, haciendo que el rendimiento del proyecto sea igual al rendimiento mínimo atractivo. El proyecto debe de emprenderse.
- $VPN < 0$: los beneficios son menores que los costos, haciendo que el rendimiento del proyecto sea menor al rendimiento mínimo atractivo. El proyecto no debe de emprenderse.

Valor Anual Equivalente

Este método consiste en transformar todos los ingresos y gastos que ocurren durante la vida económica de un proyecto, junto con la inversión inicial en anualidades equivalentes. Si este indicador unitario es positivo, significa que los beneficios son mayores que los costos y, en consecuencia, el proyecto analizado deberá ser aceptado. Su ecuación es la misma que la mostrada en la ecuación 2.48, en donde P resulta ser el valor presente del proyecto analizado [20].

$$VAE = VPN \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (2.55)$$

En donde VAE es el valor anual equivalente, VPN es el valor presente neto, i es la tasa de descuento y n es el número de periodos.

Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno refleja la tasa de rendimiento que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en forma tal que al final de la

vida del proyecto este saldo sea igual a cero [20]. Para efectuar su cálculo se debe de recurrir a una calculadora financiera o a un programa informático que lo resuelva. Su ecuación consiste en determinar la tasa de descuento en la que el valor presente neto del proyecto sea igual a cero:

$$VPN = -S_0 + \sum_{t=0}^{i=n} \frac{S_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (2.56)$$

En donde las variables de la ecuación 2.53 son las mismas con excepción de la tasa de descuento que en este caso es igual a la tasa interna de retorno TIR .

Para implementar este indicador como un criterio de selección de proyectos se pueden contemplar los siguientes puntos [43]:

- $TIR > i$, el proyecto de inversión debe de ser aceptado, debido a que el rendimiento máximo del proyecto resulta ser mayor que la tasa de descuento del proyecto.
- $TIR = i$, el proyecto de inversión puede de ser aceptado, debido a que el rendimiento máximo del proyecto resulta ser igual que la tasa de descuento del proyecto.
- $TIR < i$, el proyecto de inversión no debe de ser aceptado, debido a que el rendimiento máximo del proyecto resulta ser menor que la tasa de descuento del proyecto, por lo tanto, no se alcanza la rentabilidad mínima solicitada a la inversión.

Razón Costo Beneficio

Este indicador logra enunciar la razón que existe entre el valor presente de los resultados de operación entre el valor presente del costo de inversión [20]. Su ecuación es la siguiente:

$$RCB = \frac{VP_{op}}{|VP_{co}|} \quad (2.57)$$

En donde RCB es la razón costo beneficio, VP_{op} es el valor presente de los resultados de operación y VP_{co} es el valor presente de los costos de inversión.

Este criterio recomienda emprender el proyecto cuando la razón costo beneficio es mayor que uno y no emprender cuando sea menor que la unidad. En el caso de que sea igual que la unidad, se puede o no emprender [20, 43].

Periodo de Recuperación

Este método, en su versión simple, consiste en medir el tiempo en que se tarda para recuperar la inversión erogada inicialmente. Esto a través de los ingresos netos que produce el proyecto ya sea en moneda constante o corriente. En el caso particular de este indicador no existe un criterio máximo fijo, es el inversionista quien establece el periodo máximo en que debe de recuperarse la inversión, lo que hace que esto sea un criterio subjetivo [20].

2.3.6. Costo nivelado

El costo nivelado de generación es el costo unitario equivalente que al ser aplicado a la generación neta de cada periodo operativo de una central produce costos que en su sumatoria en valor presente son iguales al valor presente de los flujos de costos de la central eléctrica; los cuales desde un punto de vista económico (no financiero), los costos de producción de electricidad pueden agruparse en tres grandes rubros: inversión, combustible y operación y mantenimiento. Todo esto se enuncia en la siguiente ecuación [20]:

$$VPC = \sum \left[\frac{(CN)(Q_t)}{(1+i)^t} \right] \quad (2.58)$$

En donde VPC es el valor presente de costos de la central (inversión, combustible y $O\&M$), i es la tasa de descuento, Q_t es la generación neta en el periodo t y CN es el costo nivelado (costo unitario equivalente) [$\$/kWh$].

Como el costo nivelado se considera constante a lo largo de la vida económica del proyecto [20]:

$$CN = \frac{VPC}{\left[\frac{\sum(Q_t)}{(1+i)^t} \right]} = \left(\frac{VPC}{VPQ} \right) \quad (2.59)$$

En donde VPQ resulta ser el valor presente de la generación, cuestión que no sostiene una interpretación técnica, sin embargo desde el punto de vista económico el valor de la generación también está sujeto a una depreciación a lo largo del tiempo debido a que no es lo mismo generar un MWh ahora que en un instante futuro, debido a que el valor de vender esa energía el día de hoy permitiría mayores ganancias que esa misma unidad en un futuro debido a los posibles avances en la tecnología y los intereses generados de invertirla en el presente.

Por otro lado, también existe una metodología de cálculo alterna para obtener el costo nivelado. Para ello, se implementa el concepto de anualidad

equivalente. Este cálculo se efectúa en los costos de tal forma de poder expresarlos en una unidad anual equivalente de costos. Así, para el caso de una producción fija se puede calcular el costo nivelado como sigue [20]:

$$CN = \frac{AEC}{Q} \quad (2.60)$$

Mientras que en el caso de que la generación sea distinta cada año, es necesario también calcular el valor anual equivalente de dicha generación [20]:

$$CN = \frac{AEC}{AEQ} \quad (2.61)$$

En donde CN es el costo nivelado \$/kWh, AEC es la anualidad equivalente de costos \$/año, Q es la generación anual kWh/año y AEQ es la anualidad equivalente de la generación kWh/año.

Como se pudo apreciar en las diversas ecuaciones disponibles para efectuar el cálculo del costo nivelado, se incluye el costo de capital al contemplar la tasa de descuento. Esto hace que el componente de inversión pueda ser interpretado como aquel valor unitario o tarifa (\$/MWh) que debe de recibirse para recuperar el monto de inversión y obtener una tasa de rendimiento igual a la tasa de descuento utilizada para su cálculo [20]. Dicha tarifa estará expresada en moneda constante o corriente dependiendo del tipo de tasa implementada en concordancia con los flujos expresados en moneda constante o corriente según sea el caso.

Costo nivelado en sistemas de cogeneración.

Si bien, el cálculo del costo nivelado está limitado únicamente a procesos que producen un sólo bien o servicio, es posible adaptarlo y utilizarlo en sistemas de cogeneración.

Para esto, de manera adicional a los flujos de costos del sistema de cogeneración, se deben de estimar los costos correspondientes a un sistema convencional equivalente que produzca la misma cantidad y calidad del bien o servicio que se quiera descontar del cálculo del costo unitario. Es decir, si se quiere evaluar el costo unitario de un sistema que genera electricidad y calor, pero sólo se desea conocer el costo nivelado de producción de electricidad, se deben de sustraer los costos equivalentes de un sistema térmico que genere la misma cantidad de calor que el sistema de cogeneración. De esta forma, en el denominador del costo nivelado de la energía quedarán remanentes únicamente los costos asociados a la producción de electricidad. Al hacer esto, se hace posible conocer el costo unitario de dicho bien o servicio.

2.3.7. Costo de capital

Para poder evaluar satisfactoriamente proyectos de inversión, es necesario poder estimar el costo de capital; es decir, el costo de oportunidad o tasa de rendimiento mínima atractiva (TREMA) que debe lograr el capital propio (Equity) que se utilizará para financiar parcialmente la inversión de un proyecto [20]. El modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) es una metodología utilizada para estimar el costo de capital para inversiones en México y otros países de América Latina (países emergentes). Para ello, dicho modelo incorpora un premio adicional por concepto de riesgo país, como se muestra a continuación:

$$R_i = RF + \beta_i(RM - RF) + RP \quad (2.62)$$

En donde R_i es la tasa de rendimiento del capital, después de impuestos del proyecto, RF es la tasa libre de riesgo (tasa de bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América), RM es la tasa de rendimiento del mercado accionario amplio de largo plazo, β_i es el indicador de riesgo específico del giro de negocio del proyecto o empresa a evaluar, RP es el premio por riesgo país. Cabe señalar que el término $(RM - RF)$ refleja el premio por el riesgo del mercado a largo plazo, mismos que para efectos de proyectos de inversión, los dos parámetros deben de reflejar su valor futuro esperado a mediano y largo plazo, por lo que su estimación se realiza sobre la base del promedio ocurrido en un periodo histórico amplio (de 10 a 20 años) [20].

Bonos del Tesoro de los EUA

De forma generalizada, se considera que el rendimiento de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos equivale a la tasa que se puede lograr sin riesgo alguno. Esto refiere al rendimiento que logran los compradores de bonos en dicho país. Estos bonos, son el principal instrumento utilizado por el gobierno de los Estados Unidos para endeudarse y así poder financiar su déficit público (exceso de gasto público respecto a la recaudación fiscal).

Para su correcto uso dentro de la metodología CAPM, es necesaria su utilización durante el ciclo de vida de una inversión, esto quiere decir que se requiere del nivel medio esperado a largo plazo de la tasa libre de riesgo ó dicho en otras palabras, el plazo utilizado debe de estar relacionado con la vida de los activos fijos (maquinaria, equipos, construcciones, etc.) por lo que la referencia más común son los bonos a 20 años. Todo lo anterior sin descuidar que los rendimientos históricos son distintos a través del tiempo, por lo que es necesario considerar el promedio histórico de periodo amplios que abarquen la diversidad de posibles desempeños [20].

Riesgo país

El índice de riesgo país es un indicador simplificado a través del cual se busca medir el grado de riesgo que un país sostiene en comparación con las inversiones extranjeras. Para efectuar su cálculo, es necesario realizar la sustracción entre tasas de rendimiento de los bonos de deuda soberana emitidos en dólares por el gobierno de un país emergente, frente a la tasa de los bonos del Tesoro de Estados Unidos. Este indicador es reportado en puntos base, de tal manera que 100 puntos representan 1 % de diferencia de rendimientos entre bonos [20].

A partir de este indicador, es posible reflejar una percepción del mercado en el caso de que el gobierno del país emergente incurra en algún grado de incumplimiento en los términos acordados para el pago de su deuda externa tanto al capital o de sus intereses. Esto hace que en consecuencia esté relacionado con el grado de déficit público o (diferencia entre lo que gasta el gobierno y lo que recauda, referido como un porcentaje del PIB), así como con el volumen de reservas de divisas del banco central [20].

Distintas entidades financieras efectúan el cálculo de este indicador utilizando sus propios métodos, mismos que suelen reflejar resultados similares. Un caso de este estilo es el riesgo país reportado por J.P. Morgan, institución que calcula con los mismos criterios que su índice EMBI Global que incluye 37 países [20].

Lamentablemente el modelo básico de cálculo de la mayoría de entidades financieras para países emergentes no logra captar la totalidad de los riesgos individuales de cada país emergente, particularmente lo relacionado con la volatilidad del mercado accionario local. Es por esto que al paso del tiempo, diversas alternativas han sido desarrolladas para agregar esta fracción de riesgo remanente sin llegar a ser plenamente satisfactorias. Para efectos de este trabajo se considera la efectuada por Damodaran, debido a que no requiere de cálculos complejos para cada país. Únicamente consiste en multiplicar el riesgo país por un factor multiplicativo de 1.16, que corresponde al valor promedio de los últimos 5 años del coeficiente de volatilidades del mercado accionario y el mercado de bonos en países emergentes [20].

Beta desapalancada

El parámetro beta es un indicador de riesgo específico de la empresa a o proyecto a evaluar. Además, refleja tanto el riesgo asociado al grado en que se utiliza deuda de largo plazo en la estructura de capital (apalancamiento financiero) como el riesgo del giro de negocios. Esto implica que para cada empresa sea posible determinar el valor de beta teórico en el supuesto de

que no existiera deuda en la compañía. Esto se hace posible a partir de la siguiente ecuación [20]:

$$\beta_{desap} = \frac{\beta_{ap}}{\left[1 + (1 - \tau) \left(\frac{D}{E}\right)\right]} \quad (2.63)$$

$$\beta_{ap} = \left[1 + (1 - \tau) \left(\frac{D}{E}\right)\right] \beta_{desap} \quad (2.64)$$

En donde β_{ap} es la beta para una empresa apalancada (con deuda), β_{desap} es la beta para una empresa sin apalancamiento (sin deuda), τ es la tasa de impuesto sobre la renta del país en el que se evalúa el proyecto, D es el porcentaje de deuda de largo plazo y E es el capital accionario común total.

Cabe señalar que, $\beta_{ap} > \beta_{desap}$ debido a que al aumentar la proporción de deuda en la estructura de la empresa, el capital propio se torna más riesgoso en situaciones financieras difíciles (caída de precio/ventas) que podrían ocasionar el incumplimiento de los pagos de la deuda y aumentar o implicar en la posible quiebra o banca rota de la empresa.

Para estimar la beta de un proyecto de empresa es necesario seguir los siguientes pasos [20]:

- Se calculan las β_{ap} de varias compañías del mismo ramo industrial que cotizan en la bolsa de valores estadounidense.
- Se transforman las betas obtenidas a sus equivalentes teóricos de empresas desapalancadas.
- Se calcula el valor promedio de las β_{desap}
- Se efectúa el cálculo de las β_{ap} para la empresa en proyecto, aplicando al valor promedio de las β_{desap} la estructura de capital de la corporación y la tasa impositiva del país donde se encuentre el proyecto.

Lamentablemente el procedimiento anteriormente descrito resulta demasiado laborioso a menos de que se cuente con una terminal de acceso al sistema de información financiera *Bloomberg*, el cual es un servicio de alto costo. Para poder suplir esto, existe una alternativa de acceso gratuito que se recomienda utilizar únicamente para análisis preliminares, la cual es el sitio web de *Damodaran On Line* en donde se encuentran reportadas las betas desapalancadas para diversos ramos industriales en Estados Unidos. Esta página web es desarrollada por Aswath Damodaran, profesor de finanzas corporativas y valuación en Stern School of Business at New York University, y se actualiza en la segunda semana de enero de cada año con información de mercado hasta el 31 de diciembre del año previo [20].

Premio por riesgo de mercado (RM-RF)

Como se mencionó anteriormente, debido a la alta volatilidad de los mercados accionarios el premio por riesgo de mercado debe de calcularse como el valor medio de un periodo amplio. Por su parte, este indicador debe de reflejar la actividad de todo tipo, tamaño y origen de empresas [20].

Para cubrir lo anterior, comúnmente se implementa el índice S&P 500 para representar el mercado, creado por la calificadora de riesgos Standard & Poor. Este indicador sostiene dentro de sus ventajas la existencia del índice de rendimiento total (TR) de las compañías que lo componen, es decir, no solamente cuantifica las ganancias de capital implícitas en el precio de las acciones, sino que acumula también los dividendos pagados a los accionistas. Además, es formulado a partir de la cobertura del 75 % del valor total del mercado accionario que opera en EUA, las empresas que lo integran tienen actividad de negocios en muchos países y parte de ellas son extranjeras. Su única limitante yace en que sólo considera empresas muy grandes [20].

Estructura deuda/capital

Tal y como se enunció en secciones anteriores, para calcular la beta apalancada de un proyecto es necesario considerar el nivel medio esperado para la estructura deuda/capital de la empresa durante la vida de la planta; misma que no es la estructura inicial utilizada para financiar la inversión, debido a que ésta cambia con el paso del tiempo conforme el saldo de la deuda es cada vez menor, hasta que se hace nulo aun cuando el proyecto todavía tiene una buena parte de vida útil [20].

2.4. Evaluación financiera de proyectos

La evaluación financiera de proyectos es un proceso metodológico que sirve para analizar la rentabilidad que tiene un objeto para generar rendimientos económicos que generen un retorno de inversión más una tasa de rendimiento adicional a los diferentes actores que propician el financiamiento. Cabe recalcar que en la mayoría de las consideraciones financieras anteriores se tiene contemplado que la inversión realizada es cubierta en su totalidad con capital propio. Sin embargo, los inversionistas privados financian sus proyectos con una mezcla de deuda y capital propio, en donde el porcentaje de endeudamiento generalmente es el componente principal [20].

Con lo anterior, es importante recalcar que en el análisis de proyectos, a los inversionistas no les interesa la rentabilidad del total de la inversión, sino de la fracción que será financiada con capital propio. Por lo tanto, el

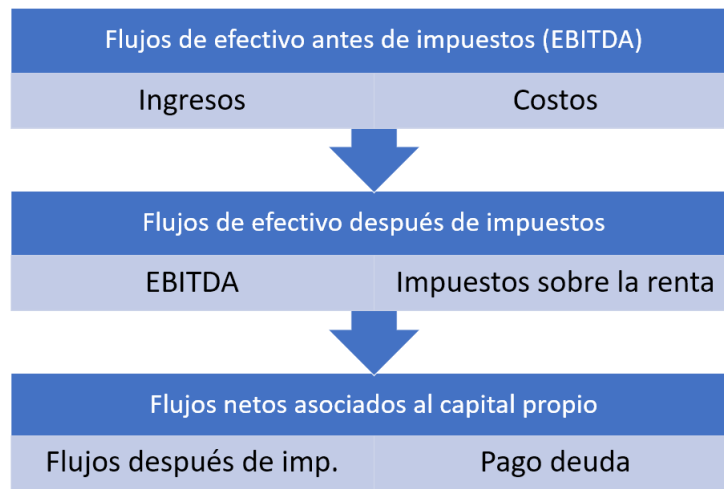


Figura 2.21: Determinación de flujos de efectivo netos asociados al capital propio

concepto de TREMA se refiere al rendimiento mínimo aceptable (después de impuestos) que debe de lograr el capital propio. A esta tasa normalmente se le conoce como “costo de capital”. Adicional a lo anterior, también es importante analizar la viabilidad de que el banco apruebe el porcentaje de deuda con el que se evalúa el proyecto. Estos últimos objetivos se desarrollan a continuación:

Rentabilidad del capital propio

Para realizarlo, es necesario determinar los flujos de efectivo netos (después de impuestos y del pago de la deuda) durante el periodo operativo del proyecto. Dentro de la evaluación de proyectos no se consideran partidas virtuales como la depreciación de activos fijos, es por esto que en los costos de operación y mantenimiento no se incluye la maquinaria, equipo y edificaciones [20].

Cabe destacar que como desembolso de inversión únicamente se considera el monto de recursos propios; por lo que en el cálculo del valor presente neto, la tasa de descuento será la tasa de rendimiento mínima atractiva que se desea obtener sobre el capital propio después de impuestos [20].

Factibilidad de préstamo de deuda

Para que una deuda pueda ser financiada por una institución bancaria o financiera, se requiere que, en cada año del plazo de la deuda, los flujos de

efectivo del proyecto (después de impuestos) tengan la capacidad de pagar el servicio de la deuda principal (principal junto con sus intereses) y generar un excedente como seguro ante la incertidumbre. Esto se puede analizar mediante el indicador de *Razón de Cobertura de Deuda* (RCD) [20]:

$$RCD = \frac{FE_{sin-ISR}}{D} > (1 + k) \quad (2.65)$$

En donde $FE_{sin-ISR}$ son los flujos de efectivo del proyecto después de impuestos, D es el servicio de deuda y k es una magnitud de excedencia que es especificada por la institución financiera que otorga el crédito. Esta magnitud suele contemplar los riesgos del proyecto, por lo que entre mayor sea la incertidumbre más grande será este parámetro. Algunos ejemplos de riesgos suelen ser la volatilidad de los ingresos, la contratación del crédito en una moneda distinta a aquella en la que se generan los ingresos, entre otras [20].

2.4.1. Cálculo de impuestos sobre la renta

Tasa de impuestos y base gravable

El monto de impuesto sobre la renta (ISR) a pagar se debe de calcular sobre la base gravable ó también denominada “utilidad fiscal”, que se define como los ingresos acumulables menos las deducciones autorizadas. En México, la tasa de impuesto sobre la renta es del 30 % para personas morales, porcentaje que es igual al reportado en Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Honduras, mientras que en Panamá, Colombia y Estados Unidos sostienen porcentajes del 25 %, 27 % y 20 % respectivamente [20].

Las deducciones autorizadas permitidas, además de los costos operativos, son la depreciación de activos fijos, la amortización de los gastos pre-operativos, el pago de intereses y las pérdidas cambiarias sobre la deuda en el caso e haber contratado en una moneda distinta a la nacional (ver figura 2.22).

En el caso particular de México, cuando la utilidad fiscal presenta pérdidas, existe la posibilidad de contar con un saldo a favor que puede utilizarse en ejercicios posteriores hasta un máximo de 10 años. De esta forma, mientras exista pérdida fiscal remanente no se pagan impuestos hasta que se agote este saldo a favor o los 10 años. Este saldo a favor es actualizado anualmente en términos reales de acuerdo con lo permitido en la Ley de Impuesto Sobre la Renta [20].

<p>Ingresos del proyecto (por venta de energía y otros productos asociados)</p> <p>- Costos (operación y mantenimiento, combustible, tarifa de transmisión, etc.)</p> <p>= Flujos de efectivo del proyecto, antes de impuestos</p> <p>- Depreciación fiscal de activos fijos</p> <p>- Amortización de gastos pre-operativos</p> <p>- Pago de intereses (en México, descontando el componente inflacionario)</p> <p>- Pérdidas cambiarias (cuando la deuda se contrata en moneda extranjera)</p> <p>= Utilidad fiscal (Base gravable)</p> <p>x Tasa de impuesto sobre la renta (30% en México)</p> <p>= Impuestos sobre la renta</p>

Figura 2.22: Determinación del monto de impuestos sobre la renta[20].

Depreciación fiscal para inversiones en la industria eléctrica

Como se mencionó anteriormente, la depreciación de activos fijos es una deducción fiscalmente permitida, reduciendo así el pago de impuestos en los años en los que se aplica. Para el caso particular de evaluación de proyectos, la inversión inicial en el activo fijo es un desembolso real, mientras que la depreciación fiscal es una deducción o gasto virtual que no forma parte del flujo de efectivo del proyecto; sólo contribuye en el efecto de determinar la base gravable para el cálculo de impuestos [20].

La depreciación fiscal se calcula con un criterio o tasa diferente al gasto por depreciación utilizado en el Estado de Resultados. Esto se debe a que la legislación fiscal normalmente permite depreciar un activo fijo en un periodo mucho menor que su vida útil. Esto contribuye en beneficios en la rentabilidad del capital propio y/o costo unitario de producción. En México, el método de depreciación se hace en línea recta, mientras que la tasa de depreciación es determinada en función del tipo de activo y de la actividad industrial en la que se esté utilizando de acuerdo con la Ley del Impuesto Sobre la Renta (LISR) [20]:

- 5% la maquinaria y equipo utilizados en la generación, conducción, transformación y distribución de electricidad (artículo 35-I).
- 9% en la elaboración de productos químicos, petroquímicos y farmacobiológicos; en la fabricación de productos de caucho y de plástico (artículo 35-V).
- 10% en infraestructura fija para el transporte, almacenamiento y procesamiento de hidrocarburos, en plataformas y embarcaciones de perforación de pozos, y embarcaciones de procesamiento y almacenamiento de hidrocarburos (artículo 35-VI).

Por otro lado, los bienes de activo fijo empleados por diversos tipos de empresas en el curso de sus actividades se deprecian según su clase, de acuerdo con lo siguiente [20]:

- 5% los edificios y construcciones (terrenos no se deprecian), (artículo 34-I-b).
- 10% para erogaciones realizadas en periodos pre-operativos (artículo 33-II).

Por otro lado, existe un incentivo de depreciación total en el primer año en el caso de “maquinaria y equipo para generación de energía renovables proveniente de fuentes renovables; sistemas de cogeneración eficiente (artículo 34-XIII)”. Es importante aclarar que esta depreciación sólo aplica a los equipos de generación, es decir excluye las edificaciones, los transformadores, línea de interconexión y demás componentes [20].

Lo anterior tiene un efecto favorable debido a que se produce una pérdida fiscal inmediatamente que puede utilizarse para no pagar impuestos en los ejercicios siguientes, hasta un máximo de 10 años en los casos de fuentes renovables y cogeneración eficiente. Al no pagar impuestos durante los primeros años, provoca un efecto favorable de reducción de aproximadamente el 6% en el costo nivelado de generación del rubro de inversión [20].

2.4.2. Deducción fiscal del pago de intereses

Desde una perspectiva contable, el pago de intereses es considerado como un gasto financiero que disminuye las utilidades en el periodo. Para efectos de la evaluación de proyectos, las empresas (personas morales) pueden deducir fiscalmente de sus ingresos el pago de intereses sobre la deuda contratada, con lo cual se reduce el ingreso gravable y, por ende, el pago de impuestos [20].

En el caso particular de México, no es posible la deducción total de intereses, sino sólo la fracción restante una vez que es descontado el componente inflacionario; la deducción autorizada resulta ser el pago de intereses en el periodo fiscal menos el producto de la deuda promedio por la tasa de inflación, a efecto de considerar únicamente el componente real de la tasa de interés pagada [20].

Capítulo 3

Hipótesis y objetivos

3.1. Planteamiento del problema

México es un país cuya economía está conformada por actividades terciarias (64% del Producto Interno Bruto [PIB]), seguidas por actividades secundarias (32% del PIB) y en menor medida por actividades primarias (4%) [44]. Dentro del compendio de actividades terciarias, el turismo ha tenido una participación promedio en la última década del 8.4% [8, 10]; porcentaje con el cual, llega a superar la participación de otros sectores como la minería, construcción, servicios financieros y seguros, fabricación de equipos de transporte y todo el sector de actividad primario [8]. Cabe señalar que el crecimiento de este sector, lo ha llevado a ser uno de los componentes de mayor ingreso para el PIB de la nación [9]. Como consecuencia de esto, México forma parte del top 10 en rankings internacionales en distintos indicadores turísticos como: llegada de turistas, países más visitados, ingresos por divisas derivadas del turismo, etc [10]. A partir de todo lo anunciado anteriormente, se hace posible reflejar la importancia que tiene el turismo en México a nivel económico e internacional; sin embargo, este sector no sólo impacta a nivel monetario, influye en otros ámbitos como son el social, cultural, ambiental, por mencionar algunos [9].

Lamentablemente, en la cuestión ambiental, el turismo es responsable de impactos severos en los sitios en los que se desenvuelve, ya que en México ocurre que gran parte del turismo se concentra en sólo cinco agrupaciones de destinos: Cancún-Riviera Maya en Quintana Roo, la Ciudad de México, Los Cabos en Baja California Sur, Puerto Vallarta-Riviera en Nayarit y Mazatlán, Sinaloa [9]. Sitios en los que al concentrar más turistas de los que la capacidad natural de los destinos pueden contener, comienzan a desallorar, impactos ambientales. Por estos motivos, el Gobierno de México ha optado

por reconocer y plantear estrategias de turismo sostenible conectadas con los 17 Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) con la finalidad de hacer frente a estos impactos [9, 10].

Una de las afectaciones más comunes en zonas turísticas, es la escasez de agua debido a la sobreexplotación de los recursos hídricos en las regiones en donde se desenvuelven las actividades turísticas. Esto ocurre debido a que en este tipo de destinos el consumo de agua per cápita por turista al día llega a ser de dos a tres veces el consumo de agua de una persona local en países desarrollados y hasta 15 veces en países en vías de desarrollo [1]. Todo lo anterior se potencializa aún más en destinos turísticos que se encuentran en zonas costeras ya que en su gran mayoría se abastecen de fuentes subterráneas de agua, provocando que surja el riesgo de sobreexplotación junto con sus consecuencias asociadas como la salinización del agua subterránea, contaminación de la misma por el desarrollo de actividades turísticas y antropogénicas de servicios básicos, entre otras [1]. Siendo crucial en destinos turísticos de Sol y playa en donde la disponibilidad de alimentos, provisiones, actividades recreativas y de dispersión durante gran parte del año forman parte del atractivo mercadotécnico de abundancia. Este es el caso de cuatro de los cinco destinos turísticos más importantes de México al encontrarse en zonas costeras; inclusive en aquellos que se encuentran en las regiones hidrológico administrativas con recurso hídrico sin un grado de presión significativo [2, 1].

Por otro lado, el sector turístico a nivel internacional sigue sosteniendo una alta dependencia energética en fuentes de generación convencional [27, 7, 9]. Contribuyendo en las emisiones e impactos que han favorecido al cambio climático. En el caso de México, su esquema energético va en concordancia con lo presentado a nivel mundial. Por esta razón, la Secretaría de Turismo gestó la estrategia de México Renace Sostenible en donde reconoce la importancia de implementar soluciones que permitan resolver las problemáticas relacionadas con agua y energía en el sector turístico del país [9].

La isla de Cozumel es un destino turístico en el que coexisten las problemáticas turísticas, hídricas y energéticas enunciadas anteriormente. Siendo el turismo su actividad económica más relevante y además uno de los destinos turísticos más importantes del Estado de Quintana Roo con la distinción de ser la primer isla inteligente de México, isla de la paz, el primer destino internacional de cruceros, etc[11, 36, 1]. Ubicada dentro de la región hidrológico administrativa de la Península de Yucatán (XII) en donde existe una gran disponibilidad de recurso y poco grado de presión hídrico. Dicha isla, cuenta con una única fuente subterránea de abastecimiento de agua que actualmente

sostiene un estatus de subexplotación. Sin embargo, su aprovechamiento está condicionado al alto riesgo de calidad y salinización de sus aguas debido a la existencia de una cuña de agua marina que subyace al acuífero de Cozumel. Lamentablemente, esta cuestión se vuelve más susceptible en temporadas de alta afluencia turística en donde la dotación de agua por turista es tres veces la dotación municipal de un habitante local [2, 1].

Además, este territorio insular forma parte de la Gerencia de Control Peninsular en donde la capacidad instalada y generación de energía eléctrica provienen principalmente de tecnologías de origen fósil y una parte de energía renovable como las centrales de ciclo combinado, de energía eólica, térmica convencional y turbogás [7]. Recalcando la alta dependencia energética que sostiene la isla con el suministro de electricidad a través del enlace de interconexión submarino que sostiene con Playa del Carmen, mismo que en el caso de no abastecer el total de la energía demandada, suele ser auxiliado con centrales de generación que se encuentran al interior de la isla y que resultan ser altamente contaminantes y poco eficientes.

Por estas razones, la implementación de un sistema energético oceánico-solar integrado por una planta de energía oceánica por gradiente térmico de ciclo abierto y un arreglo de calentadores solares planos puede atender a las necesidades hídricas y energéticas del sector turístico de Cozumel de forma redituable. Esto permitiría al sector turístico la oportunidad de contar con un esquema operativo hídrico y energético más sustentable de acuerdo con los objetivos establecidos por el Gobierno de México y además presentarse como un destino turístico modelo para otros sitios costeros.

3.2. Hipótesis

En territorios insulares que cuentan con un sector turístico desarrollado y con potencial renovable, tanto solar como de gradiente térmico oceánico, es posible abastecer un porcentaje de la demanda de agua de servicio municipal y de agua caliente del sector hotelero de forma redituable, mediante la instalación un sistema energético integrado por tecnología OTEC de ciclo abierto y calentadores solares de agua. Todo esto además que este tipo de sistemas pueden contribuir en la generación de energía eléctrica del sitio en el que se instalen. En México, el territorio insular de Cozumel cuenta con dichas características, razón por la cual la instalación de este tipo de sistemas podría ser viable.

3.3. Objetivos de investigación

Objetivo general

Determinar la viabilidad técnico-económica de un sistema energético oceánico-solar, integrado por arreglos termosolares y una planta OTEC de ciclo abierto, que permita suplir una fracción de la demanda de agua de servicio municipal y de agua caliente del sector turístico hotelero de Cozumel y que a su vez pueda contribuir en la generación de energía eléctrica de la isla.

Objetivos particulares

- Analizar, determinar y caracterizar las curvas de demanda de agua total y de fracción de agua caliente del sector hotelero de Cozumel, Quintana Roo, México.
- Seleccionar el sitio de instalación del sistema y caracterizar su recurso renovable tanto de energía solar como del gradiente térmico oceánico.
- Dimensionar y simular la operatividad del sistema oceánico-solar a partir de la demanda de agua del sector turístico hotelero.
- Evaluar la rentabilidad financiera del sistema energético propuesto.

Capítulo 4

Metodología

4.1. Demanda de agua del sector hotelero.

4.1.1. Datos de actividad hotelera (DATATUR).

Para poder analizar la demanda de agua total del sector hotelero de Cozumel, fue necesario consultar la base de datos “DATATUR”, la cual es gestionada por la Secretaría de Turismo del Gobierno de México. Esta base de datos es de acceso libre y gratuito. En ella, es posible obtener la información de actividad turística en hoteles y moteles de diversos centros turísticos a lo largo de toda la República Mexicana.

Dentro de esta base de datos se generó un reporte mensual de la actividad de todas las categorías hoteleras dentro del centro turístico de Cozumel durante los años comprendidos en el periodo desde el 2003 al 2020. Los indicadores seleccionados fueron “Turistas por noche” y “Estadía promedio”. El primer indicador refleja el número total de turistas que se alojaron al menos una noche durante todo un mes, mientras que el segundo indicador refleja el número de días promedio que los turistas se alojaron en un mes. Estos datos fueron descargados en un archivo csv.

Del archivo descargado, se decidió contemplar únicamente aquellos datos dentro de periodos anuales completos, los cuales abarcan desde 2004 hasta 2019, descartando el 2020 debido a la estadística atípica asociada a la pandemia por COVID-19. Además, se optó por únicamente utilizar los valores totales de los indicadores descargados y no contemplar la subdivisión de “Residentes” y “No residentes”.

4.1.2. Demanda de agua en el sector hotelero.

Para efectuar este cálculo, se consultó el documento titulado “Requisitos mínimos y metodología de evaluación de sistemas de calentamiento solar de agua para hoteles.” publicado por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) [29]. El motivo principal de su elección, yace en la característica particular de que este documento fue elaborado específicamente para el sector turístico hotelero de los Estados de Campeche, Quintana Roo y Yucatán para incentivar la instalación de colectores solares en hoteles dentro de estos Estados. De dicho documento es posible conocer el consumo mínimo de agua por huésped en hoteles, hostales y campamentos en esta región del país:

Aplicación	Consumo de agua (Litros/Turista)
Hotel Gran Turismo	300
Hotel 5 estrellas	300
Hotel 4 estrella	280
Hotel 3 estrellas	260
Hotel 2 estrellas	230
Hotel 1 estrella	200
Hostal	150
Campamento	150

Cuadro 4.1: Consumo mínimo de agua huésped [29].

Con el uso de la información disponible en el cuadro 4.1 y con los datos de los indicadores descargados de la base de datos de DATATUR, se calculó la demanda de agua mínima mensual del sector hotelero en Cozumel, Quintana Roo considerando la siguiente ecuación:

$$D_{agua} = \frac{(Tu_n * E_{prom} * CA_{cat})}{1000} \quad (4.1)$$

en donde D_{agua} es la demanda de agua mensual (m^3 /mes), Tu_n son los turistas por noche al mes (No. turistas/ día [mes]), E_{prom} refiere a la estadía promedio (días) y CA_{cat} es el consumo de agua de la categoría hotelera a evaluar (Litros/turista).

Una vez efectuado el cálculo anterior, se optó por reordenar toda la base de datos de forma mensual, con la finalidad de organizar los valores temporales de cada uno de los meses del año. Hecho esto, por cada categoría hotelera se realizaron proyecciones de consumo de agua mensual a partir de un método Montecarlo simple; con dichas proyecciones se pudieron obtener las curvas

mensuales de demanda de cada categoría hotelera, así como de todo el sector turístico de Cozumel. Para esto, fueron necesarios los siguientes pasos:

- A los datos temporales de cada mes se les calcularon sus parámetros de tendencia central (Media, desviación estándar).
- Se asumió que una curva de distribución gaussiana se ajustaba a las series temporales de los datos mensuales, con lo cual se implementó la función de Excel "DISTR.NORM.INV" para que obtuviera un número aleatorio sujeto a dicha distribución normal con los parámetros de tendencia central previamente determinados. De esta manera, se obtuvieron las proyecciones de consumo de agua mensual para 32 años, desde el 2020 hasta el 2052, dado que se contemplan los dos años faltantes para el 2022 y 30 años de vida útil tentativamente propuestos para la operación del sistema oceánico-solar.
- Al conjunto de datos obtenidos a partir de las proyecciones de cada mes y de cada categoría hotelera, se les volvió a calcular los parámetros de tendencia central de media y desviación estándar con la finalidad de normalizarlos al implementar la siguiente ecuación:

$$Da_{norm} = M_{mes-o} + (Proy_i - M_{mes-p}) \left[\frac{Desv_{mes-o}}{Desv_{mes-p}} \right] \quad (4.2)$$

En donde Da_{norm} es el dato proyectado normalizado, M_{mes-o} y $Desv_{mes-o}$ son la media y la desviación estándar de la serie temporal del mes a calcular, $Proy_i$ es el dato proyectado sujeto a la distribución normal con los parámetros de tendencia central de la serie temporal del mes a calcular, M_{mes-p} y $Desv_{mes-p}$ son la media y la desviación estándar de la serie temporal de los datos proyectados.

- A las proyecciones normalizadas se les calculó el percentil 95 de cada mes. Obteniendo así una curva de consumo de agua mensual para cada categoría hotelera.
- Para calcular la curva de demanda total de agua del sector turístico de Cozumel se procedió a realizar la sumatoria de los percentiles 95 mensuales de todas las categorías hoteleras.

4.1.3. Demanda de agua caliente en el sector hotelero.

Al igual que en el cálculo anterior, se utilizó el documento de la CONUEE en donde se encuentra registrada la ecuación que permite calcular el

porcentaje de agua caliente utilizada por huésped. La ecuación es la siguiente [29]:

$$PAC = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{40 - T_1}{T_2 - 40}\right)} \quad (4.3)$$

en donde PAC es el porcentaje de agua caliente utilizada (%), T_1 es la temperatura del agua fría de la red promedio anual ($^{\circ}C$) y T_2 es la temperatura del agua caliente requerida por cada hotel ($^{\circ}C$).

En cuanto a los datos de la temperatura del agua fría este documento reporta los siguientes valores para Quintana Roo:

Mes	Temperatura de la red ($^{\circ}C$)
Enero	25.5
Febrero	25.7
Marzo	26
Abril	26.3
Mayo	26.6
Junio	26.8
Julio	27.1
Agosto	26.7
Septiembre	26.3
Octubre	26
Noviembre	25.6
Diciembre	25.2

Cuadro 4.2: Temperatura de agua fría de la red promedio mensual [29].

Con la información anterior y con las curvas de demanda de agua calculadas anteriormente, fue posible determinar la demanda de agua caliente mensual en el sector turístico de Cozumel a partir de la siguiente ecuación:

$$DAC = PAC * D_{agua} \quad (4.4)$$

En donde DAC es la demanda de agua caliente mensual (m^3/mes), PAC es el porcentaje de agua caliente utilizada (%) y D_{agua} es la demanda de agua mensual (m^3/mes). Cabe señalar que el valor de temperatura del agua caliente requerida por el sector hotelero se fijó en un valor de $60^{\circ}C$ como es normalmente sugerido en la literatura [19, 28].

Como procedimiento adicional, se optó por calcular tanto la demanda de agua municipal, como de agua caliente expresadas en m^3/s . Para ello se optó

por contemplar un suministro uniforme cada segundo durante un mes; por lo que se dividieron los caudales de los perfiles de demanda entre el número total de segundos existentes en ese mes.

4.2. Selección y caracterización del sitio.

4.2.1. Selección del sitio de instalación.

Para efectuar la selección del sitio de instalación, se identificó que entre un sistema termosolar y uno de gradiente térmico, los criterios de este último son aquellos que resultan ser más limitativos. Por esta razón, la selección del lugar fue principalmente condicionada a los criterios del sistema OTEC. Dichos criterios condicionantes refieren a los siguientes: El sitio de instalación debe ubicarse a una distancia menor a los 10 kilómetros entre la línea de costa y la batimetría de 1000 metros de profundidad, así como también que en dicho lugar exista disponibilidad y estabilidad del gradiente térmico de temperatura a lo largo de todo el año [13].

Para poder conocer la distribución de profundidades alrededor de la isla de Cozumel, se descargó el archivo en formato “nc” de batimetría que incluía la región marina adyacente a la isla. Este archivo fue descargado de la base de datos *The General Bathymetric Charts of the Oceans* (GEBCO), la cual es de acceso libre. Dicho archivo, fue abierto y procesado en Python para exportarlo en formato “TIF”, con la finalidad de poderlo visualizar y manipular con el software “QGIS”. Debido a esto, fue posible obtener las curvas de nivel de las distintas líneas batimétricas alrededor de la isla, en donde se filtró únicamente la profundidad de 1000 metros.

Acto seguido, para calcular la distancia mínima a la costa, fue necesario descargar la capa vectorial de la República Mexicana disponible en el portal de INEGI para obtener el polígono correspondiente a la isla de Cozumel. Dicho polígono, fue utilizado para calcular la distancia recta más corta entre la línea de costa y la isobata de 1000 metros. Al hacerlo, fue posible determinar el sitio de instalación del sistema OTEC a partir del criterio de distancia anteriormente enunciado. En cuanto a la estabilidad y disponibilidad del recurso térmico en la zona, el CEMIE-Océano ha determinado a través de diversos estudios la disponibilidad y estabilidad del gradiente térmico disponible en las aguas marinas de la isla de Cozumel.

En el caso del sistema termosolar, se optó que éste podría instalarse sobre la costa, en un lugar cercano al lugar de instalación del sistema OTEC y de acuerdo con la posible ubicación de los sitios de consumo de agua caliente de la isla.

4.2.2. Caracterización del recurso renovable.

Recurso solar.

Para poder caracterizar el recurso solar de cualquier ubicación seleccionada sobre la isla de Cozumel en donde sería instalado el sistema termosolar, se optó por descargar el año típico meteorológico de la ubicación en cuestión mediante el software libre *System Advisor Model* (SAM) del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos.

Además, de forma adicional fue solicitado el año típico meteorológico al Dr. Octavio García Valladares, quien cuenta con el acceso a una base de datos de la República Mexicana de alta resolución y con amplia cobertura temporal de comunidades y locaciones dentro de México. Dicha información cuenta con datos adicionales a los disponibles en el archivo disponible en NREL como los datos de insolación a distintos ángulos de incidencia, temperatura del suelo, temperatura del agua de servicio municipal, entre otros.

Recurso térmico oceánico.

Para poder caracterizar el recurso oceánico térmico del punto de instalación, fue necesario procesar y descargar archivos tanto de la zona superficial del mar como de zona la región profunda de dos bases de datos diferentes. En primera instancia, para los datos de temperatura superficial del mar se optó por utilizar los datos disponibles en el portal del Sistema de Información y Análisis Marino-Costero (SIMAR), proyecto que pertenece a la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO). En donde se encuentran disponibles datos de temperatura superficial nocturna diaria (NSST, por sus siglas en inglés) de todas las costas de los mares mexicanos. Toda esta información se encuentra disponible tanto en archivos “nc” como algunos en formato “TIF”, con una resolución espacial de 1 km y una resolución temporal diaria. La segunda fuente de información fue la Base de Datos Mundial del Océano (WOD, por sus siglas en inglés), proyecto que pertenece a la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA, por sus siglas en inglés), en donde es posible descargar las normales climatológicas mensuales del océano tanto de temperatura como de salinidad de distintas profundidades que van desde la superficie (0 m) hasta los 1500 metros.

El procesamiento de los datos oceanográficos se llevó a cabo en Python con la finalidad de obtener un año típico oceanográfico de temperatura y salinidad tanto de la superficie como de zonas profundas.

4.3. Unión de datos de demanda de agua y de recurso renovable.

Una vez procesadas y caracterizadas las demandas de agua de uso municipal, de agua caliente, así como el recurso renovable solar y de gradiente térmico oceánico del sitio de instalación se procedió a juntar toda esta información en un dataframe. A partir de dicho conjunto, se creó una serie temporal con frecuencia mensual que abarcara un periodo temporal desde el año 2023 al 2053.

4.3.1. Caudal de bombeo del Ciclo abierto OTEC

A partir de la información de demanda de agua, fue posible calcular los caudales de agua marina superficial necesarios para poder abastecer la demanda de agua del sector turístico de Cozumel. Para esto, se contempló la razón de evaporación flash de 0.005 kg de agua desalada por cada kg de agua marina [13]. Cabe señalar que para efectuar este cálculo, se hizo la suposición de que la densidad del agua marina es igual a la densidad del agua convencional. Bajo este supuesto, se realizó el cálculo a partir de la siguiente ecuación:

$$\dot{V}_{OTEC} = \frac{DAC}{(0.005kg_{H2O}/kg_{mar})(No.dias * 24 * 3600)} \quad (4.5)$$

En donde \dot{V}_{OTEC} es el caudal de bombeo de agua marina superficial (m^3/s), DAC es la demanda de agua caliente mensual (m^3/mes) y $No.dias$ es el número de días del mes en cuestión. Dicho cálculo contempla un caudal uniforme durante cada segundo a lo largo del mes.

Este cálculo se efectuó a lo largo de toda la serie temporal. Hecho esto, se creó un archivo con formato csv en donde fueron guardados todos estos resultados.

4.4. Dimensionamiento y simulación del sistema oceánico-solar.

Para efectuar el dimensionamiento y la simulación del sistema oceánico solar, se optó por contemplar principalmente el comportamiento de la demanda de agua de uso municipal en el sector hotelero en el caso del sistema OTEC y la demanda de agua caliente en el caso del sistema termosolar. A continuación, se enuncia el procedimiento implementado en cada uno de estos sistemas.

4.4.1. Sistema OTEC de ciclo abierto

Como se mencionó anteriormente, para el dimensionamiento del sistema OTEC de ciclo abierto, se consideró la demanda de agua de uso municipal requerida en el sector hotelero. En función de esto, se calculó el tamaño de la planta para abastecer dichos requerimientos, lamentablemente en Cozumel llega una gran cantidad de turistas durante los meses de septiembre y octubre de cada año, repercutiendo en grandes dotaciones de agua en comparación con el resto de meses. Esto ocasionó que al momento de calcular los parámetros de diseño de la planta OTEC, se llegara a requerir un tamaño significativamente mayor en los meses de alta afluencia turística. Razón por la cual, se optó por dimensionar el sistema a partir de la sustitución de dichos valores por los máximos subsecuentes. Al hacer esto, el dimensionamiento y la operación del sistema sostuvieron resultados y parámetros más estables a lo largo del año.

Este procedimiento se programó en Python, en donde el algoritmo de diseño y simulación se describe a continuación:

- **Librerías utilizadas:** En el lenguaje de programación de Python es posible utilizar librerías que sostienen algoritmos especializados para distintas áreas de aplicación. En el cuadro 4.3 se enuncian las librerías utilizadas a lo largo del programa. Cabe señalar que las librerías de Coolprop y Iapws son librerías utilizadas y respaldadas por la comunidad científica. En el caso de Coolprop, ha sido validada y comparada con softwares que sostienen las mismas aplicaciones y se han publicado artículos al respecto [45]. Mientras que por su parte, la librería de Iapws es desarrollada, respaldada y validada por la Asociación Internacional de Propiedades de Agua y Vapor (IAPWS por sus siglas en inglés) [46].
- **Definición de funciones:** Para facilitar el cálculo dentro del algoritmo del programa, se definieron la mayoría de ecuaciones utilizadas en el diseño y simulación del sistema OTEC. Dichas ecuaciones se muestran en el cuadro 4.4.
- **Información preprocesada:** Se abre y se cargan los datos del archivo que contiene la serie temporal al 2053.
- **Cálculo básico inicial:** El programa procede a calcular el volumen específico del agua de mar tanto superficial como de bajas profundidades a través del uso de la librería Iapws.Seawater a partir de los valores promedio de temperatura, salinidad y de la presión absoluta a la profundidad de cálculo (0 ó 1000 metros).

4.4. DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA OCEÁNICO-SOLAR.127

Librería	Sub-librería	Función dentro del programa
Pandas	-	Lectura, manejo y cálculo de la información en dataframes.
Numpy	-	Cálculos con arrays.
Matplotlib	pyplot	Graficar resultados
Os	-	Navegación y cambio de rutas dentro de la computadora
Math	-	Definición de constantes matemáticas
Scipy	constants	Definición de constantes físicas
Coolprop	PropsSI	Calcular propiedades termodinámicas de fluidos de trabajo
Coolprop	PropertyPlot	Graficar propiedades y procesos termodinámicos
Coolprop	SimpleCycles.StateContainer	Almacenar y desplegar procesos termodinámicos
Iapws	SeaWater	Calcular propiedades termodinámicas del agua de mar
Iapws	IAPWS97	Calcular propiedades de mecánica de fluidos del agua

Cuadro 4.3: Librerías utilizadas en la metodología de dimensionamiento y simulación del sistema OTEC de ciclo abierto.

Área	Nombre de ecuación	No. ecuación o formula*
Ciclo termodinámico	Caudal de agua marina superficial	4.5
Ciclo termodinámico	Flujo másico agua marina superficial	2.26
Ciclo termodinámico	Flujo másico evaporado	2.27
Ciclo termodinámico	Flujo másico de vapor de agua	2.29
Ciclo termodinámico	Flujo másico de gases no condensables	2.28
Ciclo termodinámico	Flujo másico de agua marina no evaporada	2.30
Ciclo termodinámico	Flujo másico de agua marina fría	2.31
Ciclo termodinámico	Efectividad evaporador flash	2.2
Ciclo termodinámico	Potencia térmica de turbina	2.23
Ciclo termodinámico	Potencia térmica de bomba	2.13,2.14
Ciclo termodinámico	Potencia de bombeo por fricción	2.15
Ciclo termodinámico	Potencia real de turbina	2.24
Ciclo termodinámico	Potencia real de turbina-generador	2.25
Ciclo termodinámico	Potencia real de bomba	2.22
Ciclo termodinámico	Potencia térmica en evaporador	2.32
Ciclo termodinámico	Potencia térmica en condensador	2.33
Ciclo termodinámico	Temperatura media logarítmica	2.5
Ciclo termodinámico	Potencia real de bombeo de agua marina	2.6
Ciclo termodinámico	Pérdida de potencia de tubería fría	2.8
Ciclo termodinámico	Pérdida de potencia en tubería superficial	2.7
Ciclo termodinámico	Pérdida de potencia por cambio de densidad	2.9
Ciclo termodinámico	Pérdida de potencia condensador/evaporador	2.10
Ciclo termodinámico	Potencia de auxiliares	2.34
Ciclo termodinámico	Potencia neta del ciclo	2.35
Ciclo termodinámico	Eficiencia térmica	2.36
Hidrodinámica	Velocidad de flujo	2.17
Hidrodinámica	Número de Reynolds	2.21
Hidrodinámica	Factor de fricción	2.18
Transmisión	Eficiencia de transmisión de energía en cable**	$Trans = \frac{99.323 - (0.0593 * d)}{100}$ [33]

Cuadro 4.4: Ecuaciones definidas. * Refiere al número de ecuación dentro del presente texto, ** Es la eficiencia de transmisión de un cable submarino de 60 kV en función de la distancia al punto de transmisión (d km).

Descripción	Valor
Profundidad de extracción de agua marina superficial [47]	20 m
Profundidad de extracción de agua marina fría [47]	1000 m
Coefficiente de rugosidad del polietileno de alta densidad [48]	0.00025
Longitud de la tubería de agua superficial [47]	200 m
Longitud de la tubería de agua fría [47]	1000 m
Longitud de la tubería de agua desalada	10 m
Longitud de la tubería de agua no desalada	10 m
Altura de presión de servicios	10 m
Altura de presión de reinyección	2 m
Fracción másica de gases no condensables (kg-GNC/kg-agua mar)* [16]	0.01936
Presión atmosférica	101.325 kPa
Presión en el evaporador flash [47], [16], [13]	2.5 kPa
Presión en el condensador [47], [16], [13]	1.5 kPa
Temperatura media logarítmica en condensador [49]	3.5 °C
Efectividad del evaporador flash	0.8
Eficiencia hidráulica de las bombas de agua fría y superficial	0.94
Eficiencia mecánica de las bombas de agua fría y superficial	0.94
Eficiencia eléctrica de las bombas de agua fría y superficial	0.988
Eficiencia de bombas	0.87
Eficiencia de la turbina	0.85
Eficiencia del generador eléctrico	0.99
Factor de disponibilidad [13]	0.9
Distancia desde la planta OTEC a la costa	7 km

Cuadro 4.5: Parámetros constantes de diseño del sistema OTEC de ciclo abierto.*GNC Gases no Condensables.

- **Definición de constantes:** En este apartado, se definen los valores constantes a lo largo de la ejecución del proceso iterativo del programa. Dichas constantes se pueden apreciar en el cuadro 4.5.
- **Variables de entrada:** Los parámetros variables contemplados para simular el sistema OTEC de ciclo abierto se muestran en el cuadro 4.6.
- **Definición de función con algoritmo de cálculo:** Se creó una función que contempla a las variables de entrada para poder efectuar el cálculo del ciclo abierto OTEC. Dicho algoritmo realiza el cálculo de 13 puntos termodinámicos de acuerdo con el diagrama mostrado en la figura 4.1. A continuación se enlista el procedimiento dentro de dicha función.
 - El usuario ingresa las el valor de las variables en el orden especificado por la función.

Descripción	Unidades
Temperatura superficial del mar	°C
Salinidad superficial del mar	UPS
Temperatura del agua marina fría	°C
Salinidad del agua marina fría	UPS
Flujo volumétrico del agua superficial del mar	m ³ /s
Diámetro de tubería de agua superficial del mar	m
Diámetro de tubería de agua marina fría	m

Cuadro 4.6: Variables dentro del cálculo OTEC de ciclo abierto.

- La función calcula el flujo másico del agua de mar a partir del volumen específico promedio del agua marina superficial y de su flujo volumétrico bombeado.
- Se calcula la velocidad al interior de la tubería de agua marina superficial con el diámetro especificado. Como parámetro de diseño la velocidad al interior de las tuberías no debe de ser menor a 0.5 m/s ni mayor a 2 m/s [48, 38, 16]. Esto aplica tanto para la tubería de agua fría como de agua superficial. De esta forma la velocidad de flujo puede calcularse a partir de la siguiente ecuación:

$$v_{tub} = \frac{4\dot{v}}{\pi D^2} \quad (4.6)$$

- Se calcula la potencia de la bomba de agua marina caliente.
- Comienza el cálculo de los puntos termodinámicos, flujos másicos y ecuaciones de rendimiento del ciclo termodinámico.
 - **Punto 1 [Entrada de la bomba de agua marina superficial]**
 - ◊ *Variables conocidas*
 - a.- P1=Presión hidrostática del agua marina superficial en el punto de extracción.(Pa)
 - b.- T1= Temperatura superficial del mar (K)
 - c.- Sal1= Salinidad superficial del mar (kg_{agua}/kg_{sal})
 - ◊ *Variables calculadas*

Se utilizó ecuación de Estado del agua de mar - Líquido subenfriado

 - a.- H1=Entalpía 1 (kJ/kg)
 - b.- S1= Entropía 1 (kJ/kg K)

- c.- $ve_1 = \text{Volumen específico 1 (m}^3/\text{kg)}$
- **Punto 2 [Salida de la bomba de agua marina superficial - Entrada al desaireador]**
 - ◇ *Variables conocidas*
 - a.- $P_2 = P_1 + P_{\text{bomb}}$; P_{bomb} refiere al aumento de presión debido a la operación de la bomba de agua marina superficial. Esta se calcula al dividir la potencia de bombeo entre el producto del flujo másico de agua marina superficial y el volumen específico promedio del agua marina superficial. (Pa)
 - b.- $T_2 = T_1$ (K)
 - c.- $Sal_2 = Sal_1$ ($kg_{\text{agua}}/kg_{\text{sal}}$)
 - ◇ *Variables calculadas*

Se utilizó ecuación de Estado del agua de mar - Líquido subenfriado

 - a.- $H_2 = \text{Entalpía 2 (kJ/kg)}$
 - b.- $S_2 = \text{Entropía 2 (kJ/kg K)}$
 - c.- $ve_2 = \text{Volumen específico 2 (m}^3/\text{kg)}$
 - **Punto 3 [Salida del desaireador-Entrada al evaporador flash]**
 - ◇ *Variables conocidas*
 - a.- $T_3 = T_2$ (K)
 - b.- $q_3 = 0$; Se considera una calidad de líquido saturado.
 - c.- $Sal_3 = Sal_2$ ($kg_{\text{agua}}/kg_{\text{sal}}$)
 - ◇ *Variables calculadas*

Se utilizó ecuación de Estado del agua de mar - Líquido saturado

 - a.- $P_3 = \text{Presión 3 (Pa)}$
 - b.- $H_3 = \text{Entalpía 3 (kJ/kg)}$
 - c.- $S_3 = \text{Entropía 3 (kJ/kg K)}$
 - d.- $ve_3 = \text{Volumen específico 3 (m}^3/\text{kg)}$
 - **Punto 4 [Punto de flasheo Interior del evaporador flash]**

Punto de flasheo ideal

 - ◇ *Variables conocidas*
 - a.- $H_4 = H_3$; porque es un proceso isoentálpico (kJ/kg)
 - b.- $P_4 = P_{\text{ev}}$; Es la presión del evaporador definida anteriormente (Pa)

4.4. DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA OCEÁNICO-SOLAR.131

◇ *Variables calculadas*

Se utilizó ecuación de Estado del agua - Mezcla

- a.- T_4 = Temperatura 4 (K)
- b.- S_4 = Entropía 4 (kJ/kg K)
- c.- q_4 = Calidad 4

Punto de flasheo real

Se utiliza la ecuación de la efectividad del evaporador flash para obtener la temperatura del vapor.

Se utilizó ecuación de Estado del agua - Mezcla

◇ *Variables calculadas*

- a.- T_4 = Temperatura 4 real (K)
- b.- P_4 =Presión 4 Pa; se calcula considerando una calidad de 0 para encontrar la presión de saturación a la temperatura 4. Considerando un estado de líquido saturado.
- c.- S_4 = Entropía 4 real (kJ/kg K)
- d.- q_4 = Calidad 4 real
- e.- H_4 =Entalpía 4 real (kJ/kg)
- f.- D_4 = Densidad 4 real (kg/m^3)

○ **Punto 5 [Salida 1 del evaporador flash (vapor)-Entrada a la turbina]**

◇ Variables conocidas

- a.- P_5 = P_4 (Pa)
- b.- T_5 = T_4 (K)
- c.- q_5 =1

◇ Variables calculadas

Se utilizó ecuación de Estado del agua - Vapor saturado

- a.- H_5 = Entalpía 5 (kJ/kg)
- b.- S_5 =Entropía 5 (kJ/kg K)

○ **Punto 6 [Salida 2 del evaporador flash (Agua marina no evaporada)-Entrada a la bomba de reinyección]**

◇ Variables conocidas

- a.- T_6 = T_5 (K)
- b.- P_6 = P_5 (Pa)

◇ Variables calculadas

Se utilizó ecuación de Estado del agua de mar - Líquido saturado

- a.- $Sal_6 = Sal_3 / (1 - q_4)$; se calcula utilizando una razón de proporción de concentración [50].
- b.- $H_6 =$ Entalpía 6 (kJ/kg)
- c.- $S_6 =$ Entropía 6 (kJ/kg K)
- d.- $Ve_6 =$ Volumen específico (m^3/kg)
- **Punto 7 [Salida de la turbina- Entrada del condensador]**
 - ◇ Variables conocidas
 - a.- $P_7 = P_c$; Es la presión del condensador definida anteriormente. En donde se considera la temperatura de pinch de diseño (Pa)
 - b.- $S_7 = S_5$ (kJ/kg K)
 - ◇ Variables calculadas
 - Se utilizó ecuación de Estado del agua - Mezcla
 - a.- $T_7 =$ Temperatura 7 (K)
 - b.- $H_7 =$ Entalpía 7 (kJ/kg)
 - c.- $q_7 =$ Calidad 7
 - d.- $D_7 =$ Densidad 7 (kg/m^3)
- **Punto 8 [Salida del condensador- Entrada de bomba de agua desalada]**
 - ◇ Variables conocidas
 - a.- $P_8 = P_7$ (Pa)
 - b.- $T_8 = T_7$ (K)
 - ◇ Variables calculadas
 - Se utilizó ecuación de Estado del agua - Líquido saturado
 - a.- $H_8 =$ Entalpía 8 (kJ/kg)
 - b.- $S_8 =$ Entropía 8 (kJ/kg K)
 - c.- $D_8 =$ Densidad 8 (kg/m^3)
- **Punto 9 [Salida de la bomba de agua desalada]**
 - ◇ Variables conocidas
 - a.- $S_9 = S_8$ (kJ/kg K)
 - ◇ Variables calculadas
 - Se utilizó ecuación de Estado del agua - Líquido saturado
 - a.- $P_9 = P_{atm} + P_{serv}$; Presión atmosférica más una presión de servicio equivalente a la altura de presión de servicio definida en las constantes.
 - b.- $T_9 =$ Temperatura 9 (K)

- c.- H9= Entalpía 9 (kJ/kg)
- d.- D9= Densidad 9 (kg/m^3)
- o **Punto 10 [Salida de bomba de reinyección de agua marina superficial no evaporada]**
 - ◇ Variables conocidas
 - a.- T10=T6 (K)
 - b.- Sal10=Sal6 ($\text{kg}_{\text{agua}}/\text{kg}_{\text{sal}}$)
 - ◇ Variables calculadas
 - Se utilizó ecuación de Estado del agua de mar - Líquido subenfriado
 - a.- P10= Patm+Piny; Presión atmosférica más la presión de reinyección equivalente a la altura de servicio definida en las constantes (Pa).
 - b.- S10=Entropía 10 (kJ/kg K)
 - c.- Ve10= Volumen específico 10 (m^3/kg)
- o **Punto 11 [Entrada de bomba de agua marina fría]**
 - ◇ Variables conocidas
 - a.- T11= Temperatura del agua marina fría (K)
 - b.- Sal11= Salinidad del agua marina fría ($\text{kg}_{\text{agua}}/\text{kg}_{\text{sal}}$)
 - ◇ Variables calculadas
 - Se utilizó ecuación de Estado del agua de mar - Líquido subenfriado
 - a.- P11=Patm+Ph; Presión atmosférica más la presión hidrostática a la profundidad de bombeo.
 - b.- H11= Entalpía 11 (kJ/kg)
 - c.- S11= Entropía 11 (kJ/kg K)
 - d.- Ve11=Volumen específico 11 (m^3/kg)
- o **Cálculo de flujos másicos**
 - ◇ Variables calculadas
 - a.- Flujo másico de vapor
 - b.- Flujo másico de gases no condensables
 - c.- Flujo másico del vapor de agua
 - d.- Flujo másico del agua marina superficial no evaporada
 - e.- Flujo másico del agua marina fría
 - Para su cálculo se implementó un método numérico aplicado en la ecuación de la temperatura media logarítmica.

Dicho método utiliza como valores de entrada las temperaturas de operación del condensador y la temperatura del agua marina fría a la entrada del condensador. Conociendo estos valores, realiza un proceso iterativo para calcular la temperatura del agua marina fría a la salida del condensador de tal forma que resulte en una diferencia mínima entre los valores de temperatura media logarítmica real y el valor calculado en la iteración. Al conocer la temperatura del agua de mar a la salida del condensador, se procede a calcular el calor específico promedio del agua marina fría a las temperaturas de entrada y de salida suponiendo una misma presión y salinidad (condiciones de entrada) mediante la ecuación de Estado del agua marina.

A partir de la información anterior, se hace posible calcular el flujo másico del agua marina fría utilizando la ecuación 2.31.

- **Cálculo de bombeo de agua marina fría.**
 - ◇ Variables calculadas
 - a.- Velocidad al interior de la tubería del agua marina fría
Se calcula a partir del flujo volumétrico calculado anteriormente y con el diámetro de tubería especificado.
 - b.- Se calcula la potencia de bombeo del agua marina fría a partir de las ecuaciones de Bernardoni correspondientes.
- **Punto 12 [Salida de la bomba de agua marina fría y entrada al condensador]**
 - ◇ Variables conocidas
 - a.- $T_{12} = T_{11}$ (K)
 - b.- $Sal_{12} = Sal_{11}$ (kg_{agua}/kg_{sal})
 - ◇ Variables calculadas
 - Se utilizó ecuación de Estado del agua de mar - Líquido subenfriado
 - a.- $P_{12} = P_{11} + P_{bomb}$; P_{bomb} refiere al aumento de presión debido a la operación de la bomba de agua marina fría. Esta se calcula al dividir la potencia de bombeo entre el producto del flujo másico de agua marina fría y su volumen específico promedio. (Pa)
 - b.- $H_{12} = Entalpía\ 12$ (kJ/kg)

c.- S_{12} = Entropía 12 (kJ/kg K)

d.- Ve_{12} =Volumen específico 12 (m^3/kg)

o **Punto 13 [Salida del agua de mar fría del condensador]**

◇ Variables conocidas

a.- $P_{13}=P_{12}$ (Pa)

b.- T_{13} =Temperatura del agua marina fría a la salida del condensador calculada en el método iterativo (K)

c.- $Sal_{13}=Sal_{12}$ (kg_{agua}/kg_{sal})

◇ Variables calculadas

Se utilizó ecuación de Estado del agua de mar - Líquido subenfriado

a.- H_{13} =Entalpía 13 (kJ/kg)

b.- S_{13} = Entropía 13 (kJ/kg K)

c.- Ve_{13} =Volumen específico 13 (m^3/kg)

o **Cálculo del rendimiento del sistema**

◇ Variables calculadas

a.- Potencia real de la bomba de agua marina superficial.

b.- Potencia real de la bomba de agua marina fría.

c.- Potencia real de la bomba de reinyección de agua marina superficial no evaporada.

d.- Potencia real de la bomba de agua desalada.

e.- Potencia real de la turbina incluyendo la eficiencia del generador y sus irreversibilidades.

f.- Potencia de consumo de auxiliares.

g.- Potencia neta del ciclo.

Es importante mencionar que en la simulación se definen dos cálculos de potencia neta, el primero se considera un evaporador flash en el que se requiere un bombeo de reinyección del agua marina no evaporada, mientras que en el segundo cálculo se contempló un evaporador flash sin la necesidad de reinyección.

h.- Potencia térmica en el evaporador flash.

i.- Potencia térmica de salida en el condensador.

j.- Eficiencia térmica del ciclo.

k.- Potencia real de transmitida a través del cable submarino.

- Se ejecuta la simulación del sistema OTEC a lo largo de la serie temporal con los parámetros y datos especificados.
- Una vez terminada la simulación, se procede a calcular los valores mensuales de agua total desalada, energía eléctrica generada y transmitida para ambas configuraciones de evaporador flash.
- Por otro lado, también se calcula la energía mensual que demanda un sistema de ósmosis inversa en su operación. De acuerdo con la literatura, por cada metro cúbico tratado se requieren 8.2 kWh de energía eléctrica [51]. Esta operación sólo se efectuó para cubrir la demanda mensual de los hoteles de 3,2 y una estrella, debido a que en el caso de buscar tratar el total del agua desalada, la energía eléctrica necesaria sobrepasaba en gran medida a la energía eléctrica generada por el sistema OTEC. Como justificación adicional a esto, hay que tener en cuenta que los hoteles de mayor categoría hotelera suelen contemplar la instalación de sistemas de pretratamiento del agua que utilizan en sus procesos, mientras que aquellos de menor tamaño no llegan a hacerlo. Por esta razón, es necesario darle un tratamiento al agua de uso municipal de los hoteles de menor escala.

Una vez calculado el consumo de electricidad por parte del sistema de ósmosis inversa, fue posible determinar el valor de energía eléctrica neta generada por el sistema OTEC. Este resultado refiere a la cantidad de energía eléctrica que el sistema podría vender.

- Los resultados obtenidos hasta el punto anterior, son almacenados y guardados en un archivo de formato csv.

4.4.2. Sistema termosolar

De manera similar con lo detallado anteriormente, fue necesario programar una parte del procedimiento para dimensionar el sistema termosolar. Mismo que dada la gran demanda de agua caliente por parte del sector hotelero, se optó por cubrir la fracción de agua caliente de los hoteles de dos y una estrella. Esto debido a que el total del volumen diario demandado por estas categorías hoteleras puede ser cubierto por un sistema con dimensiones razonables. Además, otro motivo de esto es que estos hoteles suelen ser aquellos con un menor espacio de techo o áreas disponibles en las que pueden instalar sistemas solares, mientras que hoteles de mayor tamaño suelen contar con sistemas de este estilo o con espacios disponibles para la instalación de este tipo de sistemas.

4.4. DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA OCEÁNICO-SOLAR.137

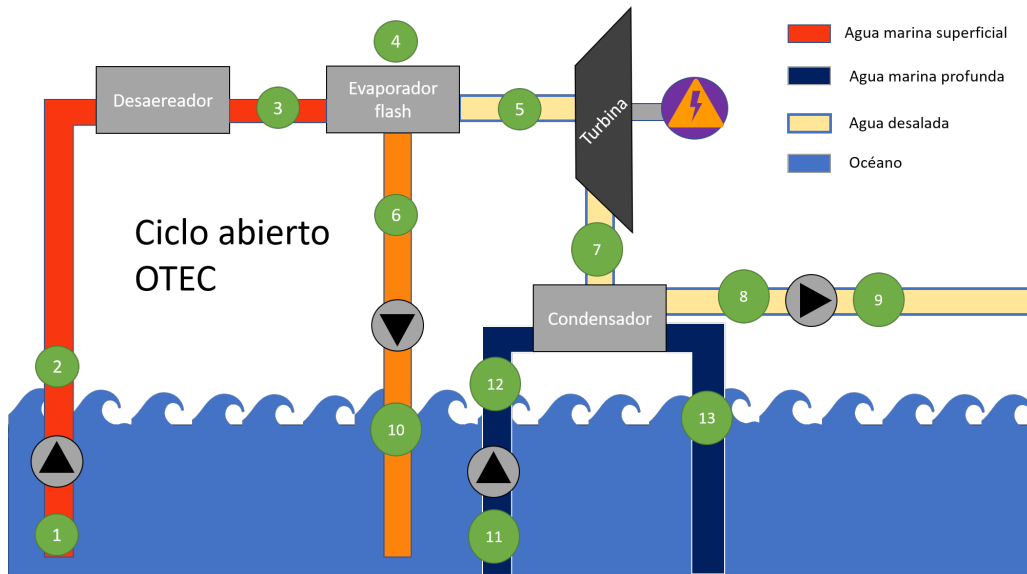


Figura 4.1: Diagrama del ciclo abierto OTEC y los puntos termodinámicos programados.

Librería	Sublibrería	Función dentro del programa
Pandas		Lectura, manejo y cálculo de la información en dataframes.
Numpy		Cálculos con arrays.
Os		Navegación y cambio de rutas dentro de la computadora
Matplotlib	pyplot	Graficar resultados

Cuadro 4.7: Librerías utilizadas en la metodología de dimensionamiento y simulación del sistema termosolar.

Para poder dimensionar el sistema termosolar, se programó la metodología *F-chart* en Python, con la finalidad de poder determinar la cantidad de colectores requeridos para poder cubrir una fracción solar de la demanda de agua caliente de los hoteles de menor tamaño. A continuación se enuncian las generalidades del algoritmo programado:

- **Librerías utilizadas:** En el cuadro 4.7 se encuentran enlistadas.
- **Definición de funciones:** En el programa se definieron las funciones que se muestran en el cuadro 4.8
- **Definición de constantes:** Los valores de las variables constantes de diseño que se contemplaron en el cálculo se muestran en el cuadro 4.9
- **Definición de función con algoritmo de cálculo:** Se programó un algoritmo que ejecuta la metodología *F-chart* a partir de los datos

Área	Nombre de ecuación	No. ecuación*
Solar	Parámetro adimensional X	2.38
Solar	Parámetro adimensional Y	2.39
Solar	Factor de corrección tanque	2.41
Solar	Corrección de ángulo modificador X	2.42
Solar	Fracción solar mensual	2.43
Solar	Fracción solar anual	2.44

Cuadro 4.8: Ecuaciones de metodología F-chart definidas. * Refiere al número de ecuación definida dentro del presente texto.

Descripción	Valor
Calor específico del agua [39]	4.86 kJ/kg °C
Poder calorífico del Gas LP [19]	47.92 MJ/kg gas lp
Eficiencia óptica del colector solar [52]	0.75
Factor de remoción de calor del colector solar [52]	3.43 W/m ² K
Área de captación del colector solar [53]	2.52 m ²
Inclinación del colector	20 °
Demanda de agua diaria *	12000 L/día
Volumen del tanque de almacenamiento **	8400 L
Ángulo Modificador de Incidencia (IAM) [19],[28]	0.96
Factor solar deseado	0.86
Temperatura del agua de servicio [19], [28]	60 °C

Cuadro 4.9: Parámetros constantes de diseño del sistema termosolar en la metodología F-chart. * Equivale al 10 por ciento de la demanda de agua caliente máxima diaria de los hoteles de pequeña escala. Esto se debe a que se optó por cubrir la demanda de agua caliente en 10 arreglos termosolares dadas las dimensiones del sistema equivalente. Se sugiere que el almacenamiento del termotanque sea igual al 70 % de la demanda total de agua diaria [30].

meteorológicos de la isla de Cozumel. Dicho algoritmo se describe a continuación.

- **Datos del sitio:** El programa abre y carga los datos meteorológicos de Cozumel.
- **Cálculo de colectores:** El algoritmo del programa procede a calcular el área mínima y máxima de colectores a instalar bajo los intervalos de validez de la metodología F-chart que se enunciaron en el cuadro 2.1.

Hecho esto, el programa comienza a calcular el valor de fracción solar anual a partir de los valores de fracción solar mensual en función de la demanda mensual de agua caliente del sector turístico de Cozumel, para distintos valores de área de captación solar. Este cálculo se realiza en un proceso iterativo que se detiene cuando el valor de fracción solar anual definido en las constantes del programa es menor o igual al calculado. De esta manera, es posible determinar el número de colectores solares necesarios para abastecer la fracción solar anual determinada por el usuario.

A partir de la programación de la metodología anterior, se optó por simular el mismo sistema en el Software *System Advisor Model*, el cual es un software libre especializado en simulación de sistemas de energías renovables, desarrollado, validado y respaldado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos. El motivo de hacer una nueva simulación, yace en que este software simula la operación de los sistemas termosolares contemplando como base teórica la metodología F-chart, pero logrando una mayor exactitud y amplitud en los sistemas que en él se simulan, llegando a ofrecer resultados prácticamente iguales a los que se obtendrían de simular el mismo sistema en el software TRNSYS [54]. Debido a esta versatilidad y a que es un software que no requiere de una gran cantidad de recursos computacionales se implementó en este trabajo. Para utilizarlo, se decidió partir del resultado del número de colectores solares requeridos obtenido en la simulación del programa de F-chart hecho en PYthon, como uno de los parámetros de entrada, ya que el número de colectores del sistema resulta ser una variable de entrada en dicho software.

Para efectuar la simulación en el software, se debe de seleccionar el modelo de calentamiento solar de agua y así mismo escoger el modelo de cálculo del costo nivelado de energía. Hecho esto, el programa despliega tres pestañas en las que se debe de ingresar la información requerida para llevar a cabo la simulación. Dichas secciones se enlistan a continuación:

The screenshot shows a software interface titled "Hot Water Draw". It contains two main sections. The first section, "Hourly hot water draw profile", has an "Edit array..." button and a unit of "kg/hr". Below it, the "Total annual hot water draw" is displayed as "4.38e+06 kg/year". The second section, "Scale draw profile to average daily usage", has a checked checkbox and a unit of "kg/day". Below it, the "Average daily hot water usage" is set to "12000 kg/day".

Figura 4.2: Datos de demanda diaria de agua caliente.

- **Ubicación y recurso:** En esta pestaña se descargó y seleccionó el año típico meteorológico de Cozumel dentro del programa, gracias a que existe un algoritmo dentro del software que descarga esta información de la Base de Datos Nacional de Radiación solar (NSDB por sus siglas en inglés) de NREL.
- **Calentamiento solar del agua:** En este apartado es necesario colocar los parámetros de entrada relacionados con la demanda diaria de agua caliente, del sistema termosolar, del colector solar a utilizar, del termotanque y del sistema de bombeo dentro del sistema.
 - Demanda diaria de agua caliente: Se contempló la misma demanda de agua caliente que lo establecido en la metodología *F-chart* (ver cuadro 4.9 y figura 4.2).
 - Datos del sistema termosolar: Como se puede apreciar en la figura 4.3, se contempló el modelo de Perez para cielo difuso y como variables de entrada a la radiación solar directa y difusa de acuerdo con lo sugerido en la documentación del software en función de las características del sistema simulado [54]. También se colocó el mismo ángulo de inclinación solar definido en la metodología *F-chart*, con el adicional de contemplar el ángulo acimutal de 180° para superficies ubicadas en el hemisferio norte y orientadas hacia el ecuador. Como fluido de trabajo se escogió al agua convencional y como superficie de albedo se optó por escoger pasto verde, por lo que se determinó su valor de albedo de la literatura [28]. En cuanto al número de colectores solares, se colocó el valor obtenido en la simulación del método *F-chart*. Por último, es importante mencionar que no se consideraron pérdidas asociadas a sombreado o pérdidas de rendimiento operativo adicionales.
 - Datos del colector solar: Al igual que en la metodología *F-chart*, se ingresaron los valores de rendimiento del colector termosolar así como los datos del índice del ángulo modificador, el tipo de fluido de trabajo y el flujo másico de operación con el que el colector solar presenta dichos parámetros. Este último, fue consultado de su ficha técnica [53].

4.4. DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA OCEÁNICO-SOLAR.141

System

Tilt: 20 deg
 Azimuth: 180 deg
 Working fluid: Water
 Number of collectors: 56

Diffuse sky model: Perez
 Irradiance inputs: Beam and Diffuse
 Albedo: 0.26 0.1
 Total system collector area: 141.12 m²
 Rated system size: 90.732 kW

-Shading
 Shading losses: Edit shading... Open 3D shade calculator...

-System Availability
 Edit losses... Constant loss: 0.0 %
 Time series losses not enabled
 Custom periods not enabled

Figura 4.3: Datos generales del sistema termosolar.

Collector

Enter user-defined parameters
 Choose from library

User-defined collector

Collector area: 2.52 m²
 FRta: 0.7458
 FRUL: 3.4287 W/m².C
 IAM coefficient: 0.96
 Test fluid: Water
 Test flow: 0.05 kg/s

Filter: Name:

Name	SRCC Number	Type	Area	IAM	FRta	FRUL	Test Fluid
Heliodyne Inc. Gobi 406 001	2007027B	Glazed Flat-Plate	2.5	-0...	0.726	3.4	0
Heliodyne Inc. Gobi 336 001	2007027A	Glazed Flat-Plate	2.49	-0...	0.725	3.24	0
Heliodyne Inc. Gobi 406 002	1981085G	Glazed Flat-Plate	2.5	0.09	0.719	5.31	0
Heliodyne Inc. Gobi 410 002	1981085D	Glazed Flat-Plate	3.73	0.09	0.719	5.31	0
Heliodyne Inc. Gobi 408 002	1981085C	Glazed Flat-Plate	3	0.09	0.719	5.31	0
Heliodyne Inc. Gobi 404 001	2007027E	Glazed Flat-Plate	1.52	-0...	0.713	3.38	0
Heliodyne Inc. Gobi 410 013	2007026D	Glazed Flat-Plate	3.73	-0...	0.711	3.93	0
Heliodyne Inc. Gobi 408 013	2007026C	Glazed Flat-Plate	2.99	-0...	0.707	3.92	0
Heliodyne Inc. Gobi 406 013	2007026B	Glazed Flat-Plate	2.5	-0...	0.704	3.75	0

Figura 4.4: Datos del colector solar.

Solar Tank and Heat Exchanger					
Solar tank volume	8.4	m ³	Heat exchanger effectiveness	1	0..1
Solar tank height to diameter ratio	1.721		Outlet set temperature	60	C
Solar tank heat loss coefficient (U value)	0.787	W/m ² .C	Mechanical room temperature	20	C
Solar tank maximum water temperature	65	C			

Figura 4.5: Datos del termotanque.

- Datos del termotanque: En la figura 4.5 se enlistan los datos de entrada de diseño del sistema de almacenamiento térmico. En primera instancia, los datos de capacidad de almacenamiento y de temperatura de salida del agua caliente son los mismos que los enunciados en el cuadro 4.9, mientras que el resto de valores fueron determinados de forma adicional. Respecto al valor de temperatura máxima al interior del termotanque de 65 °C, este refiere a una medida de seguridad para evitar quemaduras de los usuarios [30]. Por otro lado, la temperatura de 20 °C es la recomendada en los cuartos de almacenamiento de los termotanques [30].

En cuanto a la razón entre el alto y ancho del termotanque de 1.721, se obtuvo como el valor promedio de la división de los valores de altura y diámetro de los termotanques disponibles en el mercado de algunas empresas termosolares [53]. Por último, el valor del coeficiente global de pérdidas térmicas se obtuvo derivado de la consultoría con el Ingeniero Orozco de Módulo Solar, quien especificó que para el volumen del termotanque en la industria se suele utilizar fibra de vidrio de 2 "de espesor [30]. A partir de este valor y de la conductividad térmica de la fibra de vidrio de 0.04 W/mK [55] se calculó el coeficiente de pérdida con el siguiente cálculo:

$$U = \frac{\lambda}{Esp} = \frac{0.04W/mK}{0.0508m} = 0.787W/m^2K \quad (4.7)$$

En donde U es el coeficiente global de pérdida de calor ($W/m^2 K$), λ es la conductividad térmica del material ($W/m K$) y Esp es el espesor del material (m).

Cabe señalar que, se colocó una eficiencia de uno en el intercambiador de calor, debido a que no se contempla su instalación dentro del modelo.

- Datos de la tubería y sistema de bombeo: En la figura 4.6 se muestran los valores de los parámetros ingresados para la simulación del sistema. Para determinar la distancia total de la tubería se

requirió de diversos criterios, de entre ellos se encuentra el poder determinar la distancia entre colectores. Para poder determinarla, se utilizaron las siguientes ecuaciones [19]:

$$d = (h)(k) \quad (4.8)$$

$$h = L(\sin \alpha) \quad (4.9)$$

$$k = \frac{1}{\tan(61 - \phi)} \quad (4.10)$$

En donde d es la distancia horizontal que debe de existir entre colectores (m), α es el ángulo de inclinación del colector solar ($^{\circ}$), L es el largo del colector solar (m) y ϕ es la latitud del lugar de instalación ($^{\circ}$).

A esta distancia, se le debe de agregar la distancia horizontal proyectada en el piso del colector solar:

$$dp = L(\cos(\alpha)) \quad (4.11)$$

$$dT = dp + d \quad (4.12)$$

En donde dp es la proyección del colector solar en el piso (m) y dT es la distancia de separación horizontal total (m).

Los datos del colector solar utilizados para este cálculo fueron los que se muestran en el cuadro 4.10. Cabe señalar, que esta distancia sólo refiere a aquella que debe de existir entre una fila de colectores. Para determinar la distancia total de la tubería se debe de contemplar el acomodo de los colectores termosolares necesarios para cubrir la demanda. En este caso, el número total de colectores fueron dispuestos en cinco filas de dos bancos colocados en series de 6 colectores cada uno. Esto fue sugerido de acuerdo con parámetros de diseño en instalaciones de este tipo de sistemas [30]. A partir de lo anterior, se pudo determinar la distancia de tubería en la instalación:

$$DT_{inst} = 4(NF)(dT) \quad (4.13)$$

En donde DT_{inst} es la distancia total de la instalación (m), NF es el número de filas y dT es la distancia de separación horizontal total (m). Se multiplica por 4, debido a que se recomienda contemplar que la distancia calculada refiere a un extremo de tubería de conexión entre el primer colector y el último, la instalación requiere de la misma distancia en la tubería de entrada (1), la de salida (2) y otras dos adicionales (3 y 4) que son instaladas para asegurar un flujo uniforme en todos los colectores termosolares [19, 30].

Piping and Pumping					
Total piping length in system	56	m	Pump power	220	W
Pipe diameter	0.0381	m	Pump efficiency	0.85	0.1
Pipe insulation conductivity	0.043	W/m.C			
Pipe insulation thickness	0.0254	m			

Figura 4.6: Datos del sistema de bombeo.

Largo	2.1 m
Latitud	20.29°
Inclinación	20°

Cuadro 4.10: Datos de cálculo en distancia entre colectores.

El diámetro de tubería, se calculó a partir del uso de una hoja de excel proporcionada por el Dr. Octavio García Valladares, que permite efectuar dicho cálculo en función del arreglo de colectores y del flujo másico de operación del sistema (ver figura 4.7). De acuerdo con este cálculo la tubería más ancha debe de tener un diámetro de 1.5 in que es igual a 0.0381 m, este valor es el que se ingresa al software de SAM.

En cuanto a los valores de conductividad térmica y de espesor del aislante, estos valores fueron compartidos en asesoría con gente del sector termosolar [30]. Para calcular la potencia de la bomba, fue necesario comenzar con el cálculo del gasto necesario en cada una de las filas de los colectores. Como se puede ver en la figura 4.7, el gasto recomendado es de 3 litros por minuto en cada colector solar, haciendo que en cada banco (6 colectores) se requiera de un total de 18 l/min. Este valor, refiere al caudal que se necesita en cada fila, al contemplar cinco filas, la suma asciende a 90 l/min;

DIMENSIONAMIENTO DE TUBERIAS EN CAMPO DE COLECTORES						
		l/min	gal/min			
Flujo por colector	3		0.79			
No. De colectores por banco	6					
Flujo en bancos	18		4.76			
Numero de filas	5					
				gasto	velocidad	velocidad
		diámetro (pulg)	l/min	gal/min	(ft/s)	(m/s)
Diametro de tubería antes la fila	1	0.75	18.00	4.76	3.46	1.05
Diametro de tubería antes la fila	2	1	36.00	9.51	3.89	1.18
Diametro de tubería antes la fila	3	1.25	54.00	14.27	3.73	1.14
Diametro de tubería antes la fila	4	1.25	72.00	19.02	4.98	1.52
Diametro de tubería antes la fila	5	1.5	90.00	23.78	4.32	1.32

Figura 4.7: Cálculo de tuberías en sistema termosolar.

4.5. EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD FINANCIERA DEL SISTEMA. 145

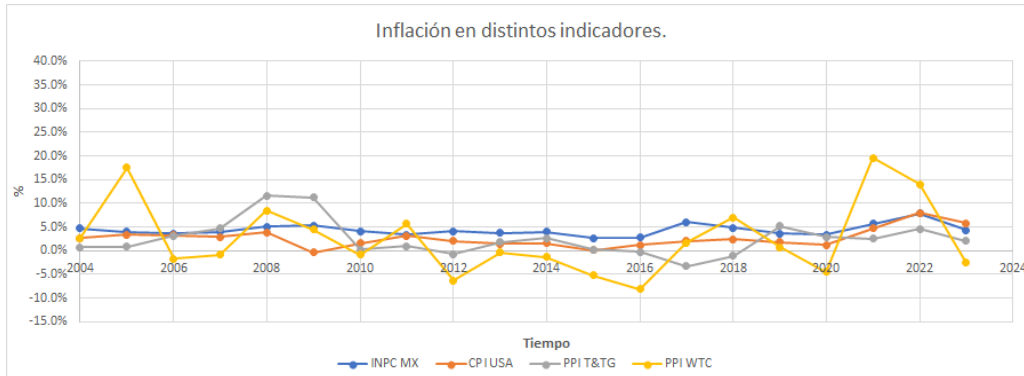


Figura 4.8: Variación porcentual de la inflación en distintos índices de precios. Elaboración propia con información de [21], [22], [23] y [24].

valor que está expresado en la misma figura 4.7 en la última fila. Con este valor y con una altura de servicio sugerida de 15 metros [30], es posible calcular la potencia de bombeo con la siguiente ecuación.

$$Pot = (\dot{Q})(\rho_{agua})(g)(H_{bombeo}) \quad (4.14)$$

$$Pot = (90L/min)\left(\frac{1min}{60s}\right)\left(\frac{1m^3}{1000L}\right)(1000kg/m^3)(9.81m/s^2)(15m) \quad (4.15)$$

$$Pot = 220.725W \quad (4.16)$$

- **Parámetros financieros:** En esta pestaña se colocan los datos que permiten la evaluación financiera del sistema, para ello. Este apartado se desglosará en la extensión posterior de este trabajo.

4.5. Evaluación de la rentabilidad financiera del sistema.

4.5.1. Indicadores inflacionarios y de tipo de cambio.

Para evaluar la rentabilidad financiera del sistema oceánico solar, fue necesario consultar y caracterizar el tipo de cambio FIX de pesos mexicanos por dólar estadounidense y los indicadores de inflación (ver figura 4.8 y cuadro F.1-) como el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) de México, el Índice de Precios al Consumidor (CPI, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos, el Índice de Precios al Productor de la Industria

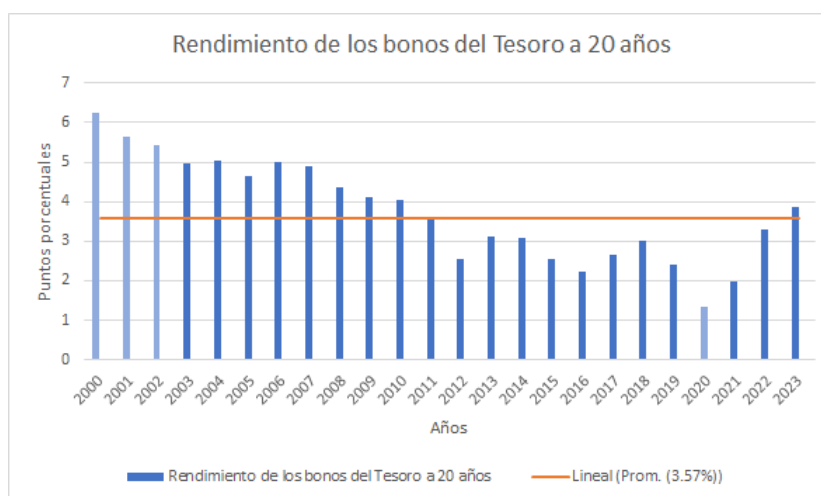


Figura 4.9: Rendimiento de los Bonos del Tesoro de Estados Unidos a 20 años [20]. Las barras de color azul representan porcentajes no incluidos en el cálculo del valor promedio.

Manufacturera del set Turbina, Turbina-Generador (PCU333611333611) y el Índice de Precios al Productor de la Industria Manufacturera Química encargada de la fabricación de productos químicos diversos relacionados con el tratamiento del agua (PCU325998325998A). Cabe señalar que los indicadores INPC, PCU333611333611 y PCU325998325998A fueron referenciados al mes de marzo del año 2023 con la finalidad de actualizar el valor del dinero en el tiempo de los diversos sistemas valuados en el presente trabajo (ver cuadros F.2, F.3, F.4, F.5-).

Como se puede apreciar en el cuadro F.1 , la inflación promedio anual histórico (2004-2021) de México es del 4.2%, mientras que la de Estados Unidos es del 2.4%. Estos valores, tienen bastante coherencia con lo estipulado como meta de cada país para controlar este indicador; en el caso de México, el Banco de México (BANXICO) busca mantener entre el tres y cuatro por ciento a la inflación, mientras que en Estados Unidos se busca mantenerla en dos por ciento [20]. Para efectos de cálculos en este trabajo, se contempló un valor de inflación en México del 4% y del 2% para el caso de Estados Unidos.

En cuanto al tipo de cambio, se contempló un valor de 19 pesos mexicanos por dólar estadounidense, de acuerdo con lo recomendado por el Maestro Luis Fernandez para efectos de este trabajo [20].

4.5. EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD FINANCIERA DEL SISTEMA.147



Figura 4.10: Índice de riesgo país de México durante el periodo de 2010 al 2023. Las barras en color azul claro no se contemplan en el cálculo del valor promedio [20].

4.5.2. Costo de capital

Para poder determinar las tasas de descuento utilizadas en este trabajo, fue necesario implementar el modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Para esto, se consultaron cada uno de sus componentes: los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos, el índice de riesgo país, la beta desapalancada de empresas de giro de negocio relacionado con el proyecto a evaluar, el premio por riesgo de mercado y la estructura deuda capital.

En el cuadro F.6 y en la figura 4.9, se pueden observar los valores porcentuales del rendimiento de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos dentro del periodo del año 2000 al 2023. Con esta información se evidencia que el valor promedio porcentual del rendimiento a 20 años (2003-2023) es de 3.57 %

Por otro lado, en el cuadro F.7 y en la figura 4.10 se puede apreciar que para el caso de México, el valor del índice de riesgo país asciende a 3.16 % y a 3.66 % una vez ajustado por el factor multiplicativo de Damoradan recomendado en la literatura [20].

De igual manera, en el cuadro 4.11 se muestra que el premio por riesgo en el mercado es del 6.71 %, de acuerdo con la información de la base de Indices S&P de final de año.

De forma adicional, el modelo CAPM requiere de información relacionada con el giro de negocio de la propuesta financiera a evaluar. Cuestión que en el caso del presente proyecto se identificaron dos posibles giros de negocio, la venta de energía eléctrica como fuente renovable y la venta de agua. Por esta razón, se consultó la información pertinente de ambos giros de negocio en la base de datos de Damoradan. En los cuadros F.8 y F.9, como en las figuras 4.11 y 4.12, se pueden apreciar los valores tabulados del giro de negocio

Estimación del premio por riesgo del mercado, (RM - RF)			
Índice o concepto	Nomenclatura	Rendimiento medio anual	Periodo
S&P 500 (TR)	RM	11.59 %	1989-2022
Bonos del Tesoro (a 20 años)	RF	4.88 %	1989-2022
Premio por riesgo del mercado	(RM - RF)	6.71 %	1989-2022

Cuadro 4.11: Cálculo del premio por riesgo del mercado. Con información de la base de Índices S&P de final de año, en la versión de rendimiento total (TR) que incluye el pago de dividendos [20].

tanto para empresas de energías renovables como para aquellas que venden agua. En el caso de empresas de energías renovables, la beta desapalancada corregida sostiene un valor de 0.73, mientras que la estructura de deuda capital es del 113.15 %, lo que implica un porcentaje de deuda del 53 % y de capital propio del 47 %. Por su parte, las empresas con giro de venta de agua registran una beta desapalancada corregida de 0.47, con una estructura de deuda capital del 61.89 %, lo que implica un porcentaje de deuda del 38 % y de capital propio del 62 %.

Con toda esta información, fue posible calcular las tasas de descuento que se utilizaron en la evaluación financiera del presente trabajo. En primera instancia, se determinaron cuatro tasas de descuento. Las dos primeras contemplan un porcentaje de deuda del 0 % y un porcentaje de capital propio del 100 %; mientras que las dos siguientes contemplan una estructura de deuda y capital características de cada giro de negocio evaluado. Los valores de las dos primeras tasas de descuento, fueron utilizadas en el cálculo del costo nivelado de la energía eléctrica, del agua y del calor solar, mientras que las dos últimas tasas de interés se implementaron en el cálculo del costo nivelado de la energía eléctrica, del agua y del agua caliente contemplando el pago de intereses generados por la adquisición de deuda.

En el cuadro F.12 se pueden apreciar los valores de las dos primeras tasas de descuento para ambos giros de negocio contemplando una inversión cubierta en su completitud con capital propio. Para el caso de las empresas de energías renovables se obtuvo un valor del 9.95 % en términos reales, mientras que la industria del agua sostiene un valor del 8.19 %.

Por su parte, en el cuadro F.13 se encuentran los valores obtenidos bajo el esquema de proyectos de inversión que contemplan una estructura de deuda-capital asociada con el giro de negocio tanto de energías renovables como de venta de agua. En él, se reporta que la tasa de interés en términos reales para el primer giro de negocio es de 13.78 %, mientras que para el segundo es del 9.51 %.

4.5. EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD FINANCIERA DEL SISTEMA. 149

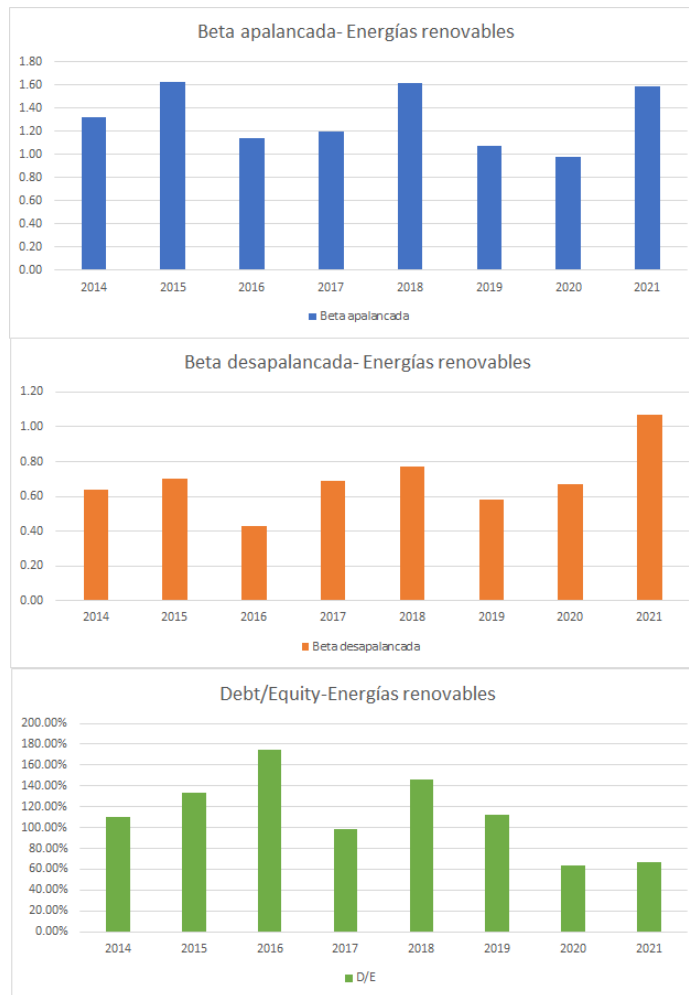


Figura 4.11: Datos de beta apalancada, desapalancada y de estructura deuda-capital de empresas de energías renovables [25].

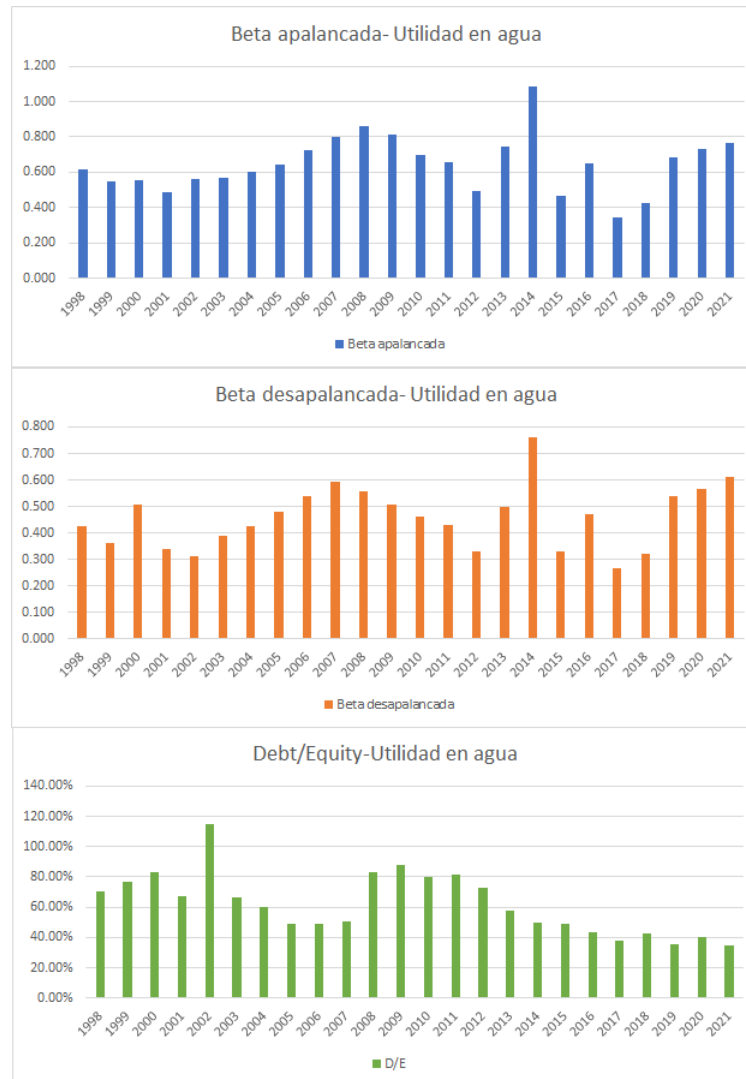


Figura 4.12: Datos de beta apalancada, desapalancada y de estructura deuda-capital de empresas de venta de agua [25].

4.5.3. Estimación de costos del sistema oceánico-solar

Sistema OTEC de ciclo abierto.

Para determinar los costos del sistema OTEC se consultaron y utilizaron los valores reportados por el Dr. Vega [56], los cuales, de acuerdo con literatura respecto de esta tecnología, son los más adecuados de utilizar [33]. Con lo reportado, se obtuvo la curva de costo de capital por capacidad instalada de sistemas OTEC con precios del 2012; mismos que fueron actualizados en el tiempo a dólares de marzo de 2023 mediante el uso del Índice de Precios al Productor de la Industria Manufacturera del set Turbina, Turbina-Generador (ver cuadro F.10- y figura 4.13).

Por otro lado, para lograr determinar tanto los costos de reparación y remplazo de equipos como de operación y mantenimiento, se utilizó la misma información reportada por el Dr. Luis Vega, en donde se calcularon los porcentajes de estos conceptos en función de la capacidad nominal (ver cuadro F.11- y figura 4.13). Al igual que en el caso anterior, fue posible obtener las curvas de ajuste.

Sistema termosolar

Para determinar los costos del sistema termosolar, se realizó una cotización con el Ing. Orozco del costo del sistema previamente calculado con la metodología F-chart, dicha cotización se puede apreciar en el cuadro F.14. Tales valores, corresponden al mes de febrero de 2023, por lo que fue necesario actualizarlos a pesos mexicanos del mes de marzo de 2023 mediante el uso del INPC (ver cuadro F.15 -).

Sistema de ósmosis inversa

Para determinar los costos del sistema de ósmosis inversa, se utilizaron los valores reportados en la literatura para una planta con capacidad similar a la requerida por el sistema propuesto en el presente trabajo. En el cuadro 4.12 se pueden apreciar los costos utilizados. Cabe señalar que, para determinar los costos de la planta de ósmosis inversa se utilizaron ecuaciones de economía de escala; dichas ecuaciones se enuncian a continuación:

$$\frac{Inv_1}{Inv_2} = \left(\frac{Cap_1}{Cap_2} \right)^U \quad (4.17)$$

$$\frac{Inv_1}{Inv_2} = \left(\frac{Cap_2}{Cap_1} \right)^{1-U} \quad (4.18)$$

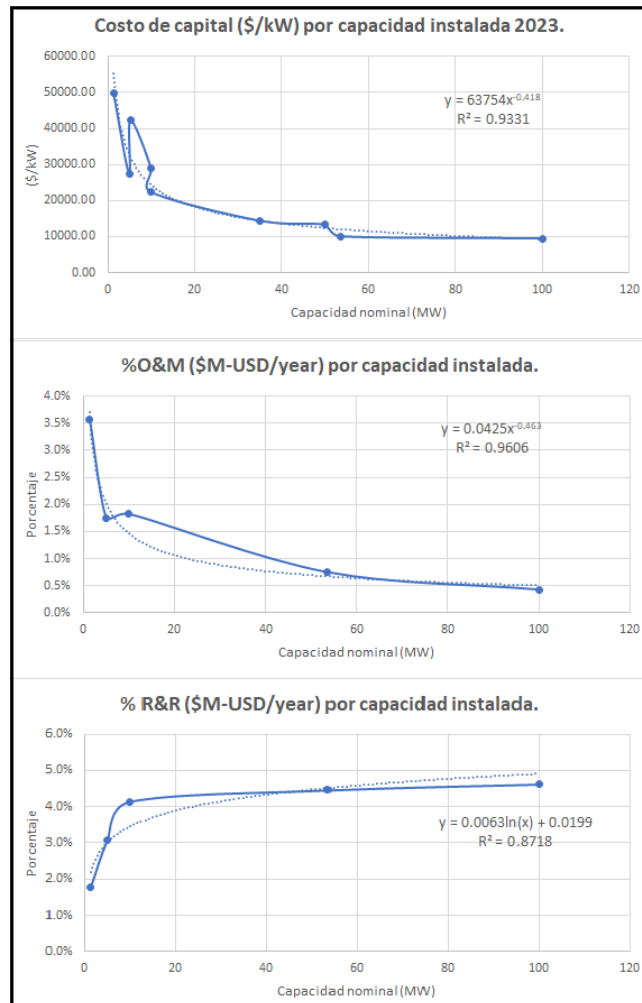


Figura 4.13: Curvas de costo de capital, O&M y R&R OTEC (USD y%).

4.5. EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD FINANCIERA DEL SISTEMA. 153

USD Dic 2022				
Capacidad	TA	Inv. (\$ USD2022)	O&M (\$ USD2022/ m^3)	O&M (\$ USD2022)
1000	Salobre	\$ 405,892.00	\$ 0.94	\$ 343,100.00
700 *	Salobre	\$ 305,132.82	\$ 1.01	\$ 257,928.39
USD Mar 2023				
Capacidad	TA***	Inv. (\$ USD2023)	O&M (\$ USD2023/ m^3)	O&M (\$ USD2023)
700 *	Salobre	\$ 372,394.78	\$ 1.23	\$ 314,784.84

Cuadro 4.12: Costos de plantas de ósmosis inversa de pequeña escala.* Es la demanda de agua diaria de los hoteles de 2 y 1 estrella. ** Se calcularon a partir de ecuaciones de economía de escala. *** Tipo de Agua que acepta la planta de ósmosis [31]. Capacidad diaria expresada en m^3/dia

En donde Inv_1 e Inv_2 son los valores de inversión total de un concepto que se quiera escalar expresados en una misma moneda, Cap_1 y Cap_2 son los valores de capacidad de los sistemas a escalar, expresados en la misma unidad. El factor de escalamiento U corresponde al tipo de sistema que se desee escalar, normalmente existen tablas en donde este factor se encuentra reportado ó, en el caso de no tener noción clara de su valor, se recomienda utilizar 0.8 [20].

En el presente trabajo se utilizó un factor de escala U de 0.8.

4.5.4. Cálculo del costo nivelado

Con la información obtenida hasta este punto, fue posible calcular el costo nivelado del sistema oceánico-solar. En primera instancia, fue necesario seccionar dicho cálculo por tecnología y en cada una identificar la metodología conveniente. Al hacer esto, se determinaron algunas generalidades: El rango temporal del cálculo debía de ser de 20 años debido a que aquel componente con el menor tiempo de vida útil determina el horizonte de evaluación financiera (este fue el caso del sistema termosolar [30] y de ósmosis inversa [31, 51]), otra generalidad fue la necesidad de conocer el costo de electricidad correspondiente a la tarifa aplicable al usuario objetivo; de forma similar, fue necesario conocer el costo del agua en Cozumel, así como del calor de proceso.

Para determinar el costo tarifario de electricidad, se contempló que la tarifa de Gran Demanda Mediana Tensión Horaria (GDMTH) es aquella que aplicaría al sector turístico de Cozumel, por lo que se realizó un análisis tarifario en función de las especificaciones de sus periodos horarios (ver cuadro F.16) y del factor de carga promedio ponderado de 0.57 para esa tarifa (ver cuadro 4.13). El análisis contempló este esquema tarifario en la región Peninsular durante el periodo de enero de 2019 a mayo de 2023.

Cabe señalar que el costo tarifario de electricidad obtenido en el análisis anterior, aplicaría en el supuesto de conocer el precio al que se tendría que comprar la energía contemplando el consumo de un usuario promedio de dicha tarifa. En el caso del sistema de ósmosis inversa, al contemplar el suministro continuo de energía eléctrica por parte del sistema OTEC de ciclo abierto no entraría en el criterio anterior. Por esta razón, se volvió a realizar el mismo análisis tarifario pero con un factor de carga de uno.

En el primer caso tarifario, se registró una tarifa de electricidad de 0.15 dólares por kWh (ver cuadro 4.14), mientras que en el segundo se obtuvo un valor de 0.13 dólares por kWh (ver cuadro 4.15). En el presente trabajo se utilizó la primer tarifa para descontar los costos equivalentes de una central de generación de energía en la región peninsular al costo nivelado del agua del sistema OTEC, de acuerdo con la metodología de costo nivelado en sistemas de cogeneración. Esto debido a que la desalación de agua es significativamente mayor a la cantidad de energía eléctrica generada por el sistema OTEC. Por su parte, la segunda tarifa, fue utilizada para descontar los costos de electricidad al sistema de ósmosis inversa en sus costos de operación y mantenimiento, dado que el sistema OTEC de ciclo abierto le suministra ese insumo.

Por otro lado, para poder conocer el costo del agua en Cozumel en el cuadro 4.16 se presentan los valores reportados para esta la isla, como para la ciudad de Cancún. Como se puede observar en dicho cuadro, el costo de producción de agua en la isla Cozumel resulta ser el más barato, mientras que el resto de valores tarifarios llegan a ser del orden de tres hasta cinco veces este primer esquema tarifario. Dichos valores, fueron utilizados para comparar el costo nivelado del agua con los obtenidos en la evaluación financiera del sistema oceánico-solar.

En cuanto al costo nivelado de calor, se optó por consultar el costo nivelado del estudio de mercado realizado de energía solar para procesos industriales [32], en donde se reporta el costo nivelado promedio de la energía térmica en la industria para distintos combustibles fósiles (ver cuadro 4.17). Sin embargo, es importante señalar que estos valores únicamente sirven co-

Categoría Tarifaria	Factor de carga
GDMTH	0.57
GDMTO	0.55
DIST	0.74
DIT	0.71

Cuadro 4.13: Factor de carga promedio de distintas categorías tarifarias [20].

4.5. EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD FINANCIERA DEL SISTEMA. 155

Dólares constantes Marzo 2023							
CD*	CC*	EP*	EI*	EB*	EPo*	CyD*	ED*
(\$/kW-mes)	(\$/kW-mes)	(\$/ kWh)	(\$/ kWh)	(\$/ kWh)	(\$/ kWh)	(\$/ kWh)	(\$/ kWh)
5.33	20.16	0.12	0.11	0.06	0.09	0.06	0.15

Cuadro 4.14: Análisis tarifario en dólares constantes de marzo de 2023 de la tarifa GDMTH en la región Peninsular contemplando un factor de carga de 0.57. *CD- Cargo por distribución, CC- Cargo por capacidad, EP- Energía punta, EI- Energía intermedia, EB- Energía base, EPo- Energía ponderado, CyD- Capacidad y distribución, ED- Energía + Demanda.

mo referencia y no se pueden actualizar en el tiempo, dado que para poder hacerlo es necesario conocer los valores utilizados en la metodología de cálculo, mismos que no se encuentran indicados en la fuente correspondiente.

Con la información anterior, fue posible llevar a cabo el cálculo del costo nivelado del agua del sistema OTEC de ciclo abierto sujeto a un precio de la energía eléctrica igual al de la tarifa eléctrica de la región peninsular de GDMTH. De igual manera, se pudo calcular el costo nivelado del agua del sistema de ósmosis inversa y el costo nivelado del calor del sistema termosolar. Los dos primeros fueron calculados en una hoja de excel, mientras que el costo nivelado del sistema termosolar fue calculado con el software de SAM.

4.5.5. Evaluación financiera del proyecto.

Para evaluar la rentabilidad financiera del proyecto se utilizaron los resultados de las simulaciones de cada componente del sistema dentro de un periodo de 20 años, la tasa de descuento del giro de negocio del agua para el caso de los sistemas OTEC y de ósmosis inversa y de energías renovables para el caso del sistema termosolar; con su respectiva estructura de deuda-capital en cada caso, con un plazo de deuda de 10 años (mitad de la vida útil) contemplando el incremento de la deuda por periodo constructivo de

Dólares constantes Marzo 2023							
CD*	CC*	EP*	EI*	EB*	EPo*	CyD*	ED*
(\$/kW-mes)	(\$/kW-mes)	(\$/ kWh)	(\$/ kWh)	(\$/ kWh)	(\$/ kWh)	(\$/ kWh)	(\$/ kWh)
5.33	20.16	0.12	0.11	0.06	0.09	0.03	0.13

Cuadro 4.15: Análisis tarifario en dólares constantes de marzo de 2023 de la tarifa GDMTH en la región Peninsular contemplando un factor de carga de 1. *CD- Cargo por distribución, CC- Cargo por capacidad, EP- Energía punta, EI- Energía intermedia, EB- Energía base, EPo- Energía ponderado, CyD- Capacidad y distribución, ED- Energía + Demanda.

Tipo de tarifa	\$/m ³ -reportado	Año tarifa	\$/m ³ - marzo 2023*
Costo del agua producida- Cozumel [1]	\$ 6.13	Dic 2018	\$ 8.55
Tarifa Industrial- Cancún [57]	\$ 22.06	Dic 2022	\$ 22.39
Tarifa Comercial- Cancún [57]	\$ 40.73	Dic 2022	\$ 41.35
Tarifa Doméstica- Cancún [57]	\$ 29.26	Dic 2022	\$ 29.70

Cuadro 4.16: Tarifas de agua en Cozumel y Cancún. *Pesos constantes.

cada componente, siendo de 5 años para el caso del sistema OTEC [33] y de 1 año para los sistemas de ósmosis inversa y termosolar [31], [30]. Otras consideraciones generales se muestran en el cuadro 4.18.

Estas evaluaciones se realizaron en un hoja de excel para el caso del sistema OTEC y de ósmosis inversa, mientras que para el sistema termosolar se utilizó el software de SAM. Para lograr la evaluación financiera en excel tanto en el cálculo de impuestos y de la base gravable del sistema OTEC y de ósmosis inversa, se considerará al sistema térmico oceánico como una fuente de energía renovable, mientras que al sistema de ósmosis como un proyecto de inversión normal; provocando que el primero presente beneficios por depreciación acelerada de su maquinaria y equipo.

La distribución porcentual de la inversión tanto del sistema OTEC como de ósmosis inversa se muestra en el cuadro 4.19. Es importante señalar que la distribución porcentual de la inversión del sistema OTEC de ciclo abierto contempla la distribución porcentual reportada en el cuadro 4.20, en donde el concepto de maquinaria y equipo refiere a las suma porcentual de plataforma y anclaje, sistema de generación de energía, intercambiadores de calor y tuberías de agua marina; el concepto de obra civil y equipos complementarios abarca los porcentajes de sistema de transferencia de potencia, instalación y despliegue y otros; finalmente el concepto de gastos preoperativos resulta del porcentaje residual que abarca los conceptos de importación y costos adicionales. Esta misma distribución de porcentajes adicionales se añadió al sistema de ósmosis inversa para determinar su inversión total.

Combustible	MXN/GJ	MXN/ kWh _t
Gas natural	227.9	0.82
Combustóleo	230.51	0.83
Gas LP	782.92	2.82
Diésel	973.17	3.50

Cuadro 4.17: Estimación de costos nivelados de energía térmica en la industria, promedio 2017 [32].

4.5. EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD FINANCIERA DEL SISTEMA.157

Tasas de depreciación fiscal	
Maquinaria y Equipo (renovable)	100 %
Maquinaria y Equipo	5 %
Obra civil	5 %
Gastos preoperativos	10 %
Impuestos e inflación	
Tasa de impuesto sobre la renta (ISR)	30 %
Tasa de impuestos sobre intereses	4.9 %
Tasa de inflación para dólares, excepto primeros dos años - EUA	2.0 %
Tasa de inflación reciente (última reportada)- México	7.9 %
Tasa de inflación primer año operativo-México	5.95 %
Tasa de inflación a mediano y largo plazo- México	4 %
Financiamiento	
Tasa de interés	6.82 %
Comisión por apertura de deuda	0.50 %

Cuadro 4.18: Consideraciones de evaluación financiera

Sistema OTEC de ciclo abierto	
Maquinaria y Equipo	59.5 %
Obra civil y eq. Complementarios	31.5 %
Gastos preoperativos	9.1 %
Sistema de ósmosis inversa	
Maquinaria y Equipo	55 %
Obra civil	30 %
Gastos preoperativos	15 %

Cuadro 4.19: Distribución porcentual de inversión en los sistemas evaluados.

Concepto	Porcentaje [%]
Plataforma y anclaje	25.5 %
Sistema de generación de energía	3.2 %
Intercambiadores de calor	27.2 %
Tuberías de agua marina	9.5 %
Sistema de transferencia de potencia	6.3 %
Instalación y despliegue	12.0 %
Otros	16.3 %
Subtotal	100.0 %
Importación	
Fletes USA (proveedores) ->Mex (frontera)	2 %
Fletes Mex (frontera)->Mex (destino)	2 %
Seguros: Traslado/Descarga/Resguardo	1 %
Carta de crédito	1 %
Asistencia Técnica Planta	1 %
Asistencia Técnica Local	1 %
Traslados a la Planta/sitio de los trabajos	2 %
Subtotal	10.00 %

Cuadro 4.20: Distribución porcentual de la inversión de sistemas OTEC contemplando su importación [33].

Capítulo 5

Resultados y análisis.

5.1. Perfiles de demanda de agua de uso municipal y caliente.

A partir de la caracterización de la demanda de agua de cada una de las categorías hoteleras, se pudieron obtener los perfiles de demanda tanto de agua de uso municipal como de agua caliente. En el cuadro G.1 y en la figura 5.1 se muestran los perfiles de demanda de agua de uso municipal y de agua caliente que resultaron de calcular los percentiles 95 normalizados de las proyecciones obtenidas con el método Montecarlo simple descrito en la metodología. En ambos, es posible destacar que en los meses de septiembre y octubre ambas demandas presentan valores significativamente altos en comparación con el resto de meses del año.

Por otro lado, también se puede apreciar que el consumo de agua de uso municipal y de agua caliente es directamente proporcional a la categoría hotelera independientemente del mes del año que se compare; lo cual corrobora el panorama descrito en los fundamentos teóricos sobre las altas dotaciones de agua en el sector turístico, pero también la gran diferencia incluso entre los usuarios de este sector. Como se puede observar en los valores del cuadro G.1 la dotación de agua de un hotel de 5 estrellas llega a ser del orden de más de 100 veces la dotación de agua demandada en hoteles de una y dos estrellas. Cuestión que, en comparación con los hoteles de tres y cuatro estrellas, esta proporción llega a ser de hasta 15 y 3 veces las dotaciones de agua de uso municipal de dichas categorías respectivas. Cabe señalar que lo anterior, también se extiende por añadidura a la demanda de agua caliente dado que ésta resulta de aplicar una constante de proporcionalidad en cada mes a los percentiles de demanda de agua anteriormente analizada.

A partir de la información anterior, se optó por atenuar ambos perfiles

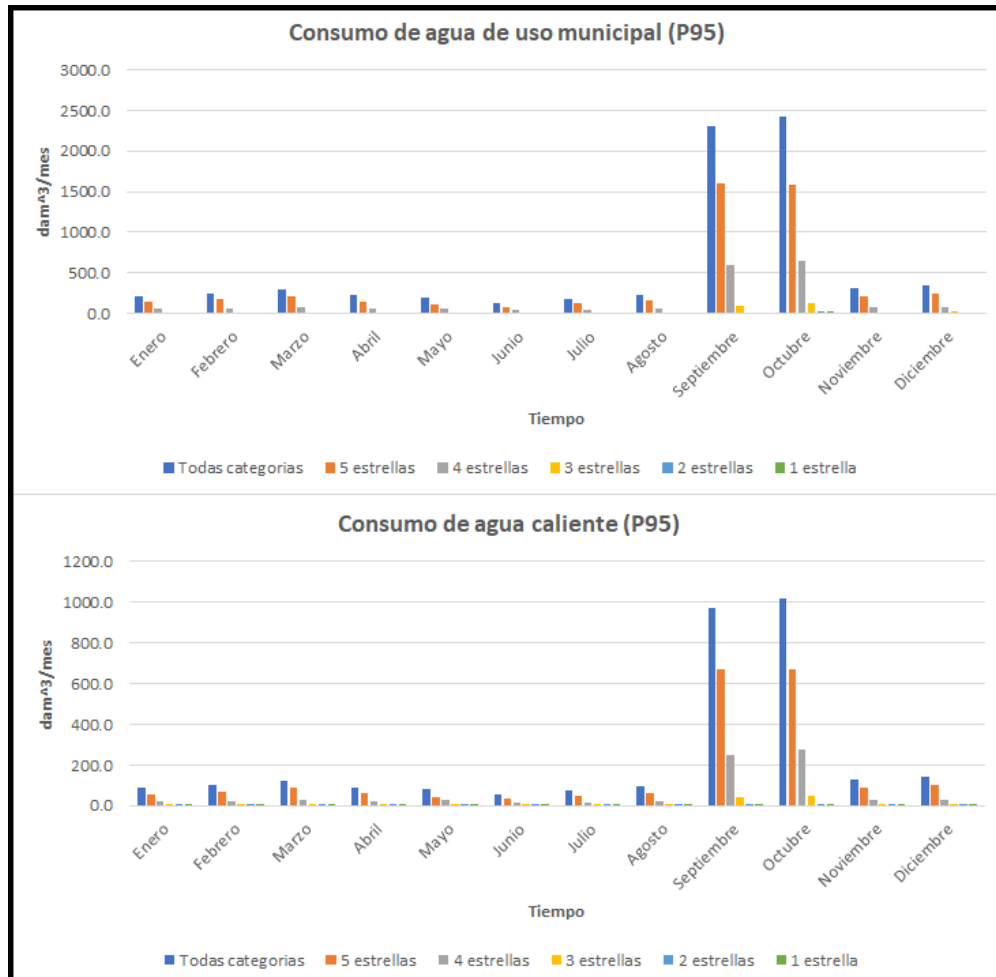


Figura 5.1: Demanda de agua de uso municipal y de agua caliente en el sector turístico de Cozumel.

5.1. PERFILES DE DEMANDA DE AGUA DE USO MUNICIPAL Y CALIENTE.161

Perfil de demanda original						
	Todas categorías	5 estrellas	4 estrellas	3 estrellas	2 estrellas	1 estrella
Promedio*	587.0	395.5	152.3	29.2	5.1	5.0
Desv	830.6	560.6	219.4	38.6	7.4	7.2
Máximo*	2415.3	1595.1	650.9	123.4	27.8	25.2
Mínimo*	128.6	78.7	38.6	7.6	1.3	1.4
Perfil de demanda modificado						
	Todas categorías	5 estrellas	4 estrellas	3 estrellas	2 estrellas	1 estrella
Promedio*	250.2	170.6	61.1	13.7	2.7	2.1
Desv	72.0	57.4	12.7	3.2	1.0	0.8
Máximo*	339.0	241.8	74.1	17.6	4.1	4.2
Mínimo*	128.6	78.7	38.6	7.6	1.3	1.4

Cuadro 5.1: Parámetros de tendencia central de los perfiles de demanda de agua de uso municipal original y modificado. * dam^3 /mes.

en los meses de septiembre y octubre debido a los inconvenientes que éstos meses representaban a la hora de dimensionar y simular el sistema OTEC bajo las métricas recomendadas en la literatura, principalmente las de escala y de velocidades de flujo al interior de las tuberías. Por esta razón, se decidió modificar el perfil de demanda de agua de uso municipal en los dos meses de mayor consumo al colocar el segundo valor máximo del restante de meses dentro de cada perfil, en ambos casos el mes de diciembre cumplió con esta condición. Tanto en el cuadro G.2, como en la figura 5.2 se puede apreciar la modificación anteriormente descrita.

Una de las primeras consecuencias de haber realizado esto, se puede apreciar al comparar los perfiles de demanda, ya que se aprecia la menor disparidad entre los meses de septiembre y octubre con el resto de meses del año. Derivado de esto, el proceso de dimensionamiento y simulación del sistema OTEC de ciclo abierto logró sostener resultados más satisfactorios. Para evidenciar mejor esto, en el cuadro 5.1 se encuentran disponibles los parámetros de tendencia central de cada uno de los perfiles; esto con la intención de evidenciar que la desviación estándar fue reducida significativamente, provocando que ambos perfiles de demanda de agua resulten ser más homogéneos entre sí. Lamentablemente, esto implica que durante los meses de mayor afluencia turística a la isla de Cozumel, sólo se pueda cubrir el 14% y 15% de la demanda de agua en los meses de septiembre y octubre respectivamente; cuestión que resulta importante debido a que la demanda en esos meses representa el 67% ($4720 dam^3$) del total requerido en todo el año ($7044 dam^3$).

Por otro lado, es importante destacar que aunque el sistema OTEC de ciclo abierto sólo esté limitado a cubrir el 33% de la demanda anual del sector hotelero, el tiempo de cobertura que ofrecería dicho sistema sería durante

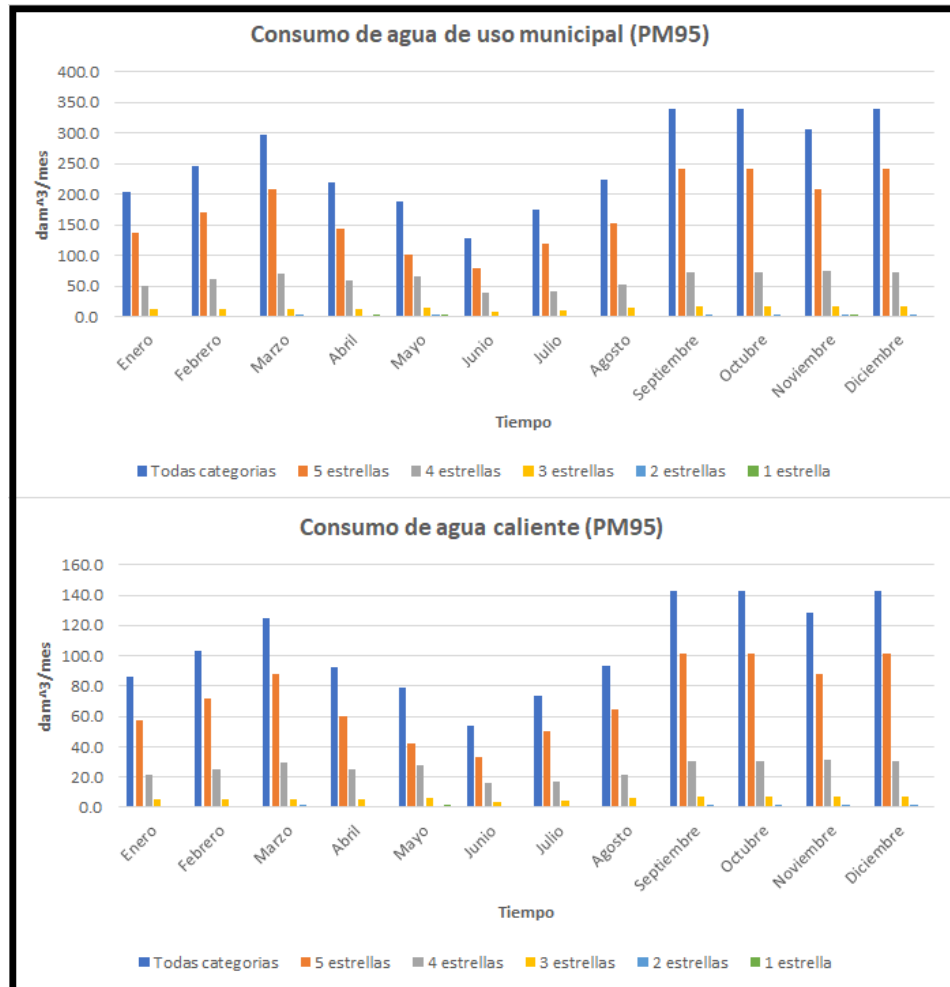


Figura 5.2: Demanda atenuada de agua de uso municipal y de agua caliente en el sector turístico de Cozumel.

todo el año con un margen de cobertura del 100 % en todas las categorías hoteleras durante el 83 % (10 meses) del año; mientras que en los meses de mayor afluencia turística logra suministrar el 20 % de la demanda de los hoteles de 5, 3 y una estrella durante el mes de septiembre, así como el 10 % y 50 % de la demanda de los hoteles de 4 y 2 estrellas subsecuentemente durante ese mismo mes. En el caso del mes de octubre, el sistema estaría limitado a cubrir el 20 % de la demanda de los hoteles de 5 estrellas y el 10 % de la demanda de agua de cada una de las categorías restantes. Como recordatorio, todo lo anterior también se extiende al margen de cobertura del sistema en los perfiles de demanda de agua caliente.

Por último, en la figura 5.3 se muestran los caudales de demanda expresados en m^3/s para el sector hotelero de Cozumel, a partir de los cuales se calculó el perfil de bombeo OTEC de ciclo abierto y el volumen de demanda diaria del sistema termosolar.

5.2. Selección y caracterización del sitio

5.2.1. Selección del sitio.

En la figura 5.4 se puede apreciar que la batimetría de 1000 metros de profundidad se encuentra ubicada al este de la isla de Cozumel, en donde la línea más cercana a la línea de costa se encuentra al sureste de la misma a una distancia recta de 7 km. Recordando los dos criterios limitativos de selección del sitio enunciados en la sección de metodología, esta ubicación cumple con ambos, al encontrarse en una región con recurso térmico oceánico y a una distancia menor a 10 km entre la línea de costa y el perfil batimétrico de extracción de agua marina fría.

Como se puede apreciar en dicha figura, se tienen indicados dos puntos, aquel que se encuentra sobre la línea de costa representaría el punto de interconexión tanto del suministro eléctrico como del suministro de agua desalada. Así mismo, cercano a este punto se ubicaría la planta de ósmosis inversa en donde se le daría tratamiento a una fracción del agua de proceso OTEC. Por su parte, el sistema termosolar se debe colocar en ubicaciones cercanas a esta y a la de los hoteles. Por último, el sistema OTEC de ciclo abierto, se encuentra ubicado en el segundo punto de color amarillo localizado mar adentro ($lat=20.27^\circ, lon=-86.89^\circ$), por lo que el tipo de planta necesario sería offshore.

Por otro lado, en la figura 5.5 se pueden apreciar algunas de las ubicaciones de hoteles en la isla de Cozumel; en donde se vuelve evidente que estos se encuentran localizados al noroeste y oeste de la isla. Con esto, nos podemos

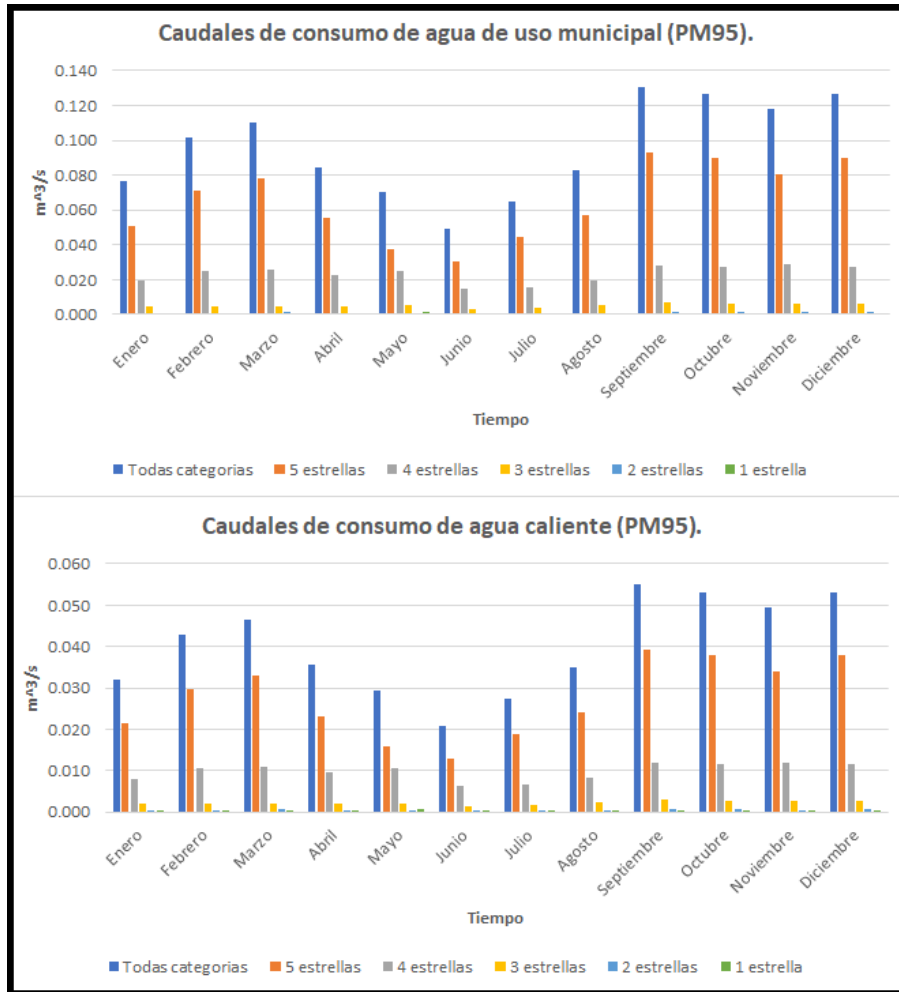


Figura 5.3: Perfil de los caudales de demanda de agua de uso municipal y de agua caliente en el sector turístico de Cozumel.

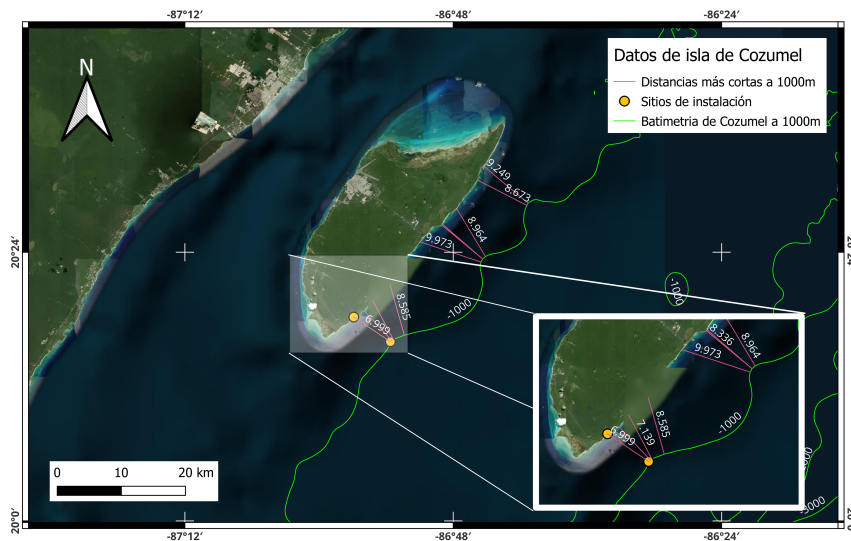


Figura 5.4: Batimetría y ubicación del sitio de instalación del sistema OTEC.

percata de la distancia existente entre la región de instalación del sistema propuesto y la zona de consumo, por lo que adicional a este trabajo, sería necesario contemplar la gestión de distribución y su infraestructura necesaria para llevar a cabo la presente propuesta; lo cual, implica realizar una nueva evaluación financiera de los resultados obtenidos en este trabajo en el caso de ser económicamente viable.

5.2.2. Caracterización del recurso renovable.

No fue necesaria la caracterización del recurso solar de la isla de Cozumel debido a que el software de SAM permite descargar directamente el año típico meteorológico de la ubicación determinada por el usuario. Así mismo, la información otorgada por el Dr. García Valladares ya se encuentra procesada y lista para su uso dentro de la metodología de F-Chart.

Por otro lado, el recurso térmico oceánico del sitio de instalación del sistema OTEC de ciclo abierto se observa en el cuadro 5.2, en donde se constata que tanto los valores de temperatura superficial como de zonas profundas propician que el gradiente térmico oceánico sostenga valores muy cercanos entre sí que van desde los 21.3 °C hasta los 24 °C. Así mismo, se puede apreciar que la temperatura del fondo oceánico se puede considerar constante con un valor de 5 °C, mientras que la temperatura superficial nocturna del mar varía durante el año entre los 27 °C y los 29.6 °C. En cuanto a los valores de



Figura 5.5: Ubicación de hoteles en Cozumel [26].

salinidad tanto superficial como a 1000 m de profundidad, son prácticamente constantes durante todo el año.

5.3. Dimensionamiento y simulación

5.3.1. Sistema OTEC

Contemplando las constantes previamente determinadas en el cuadro 4.5, se pudo dimensionar el sistema OTEC de ciclo abierto en función de las variables enunciadas en el cuadro 4.6. Cabe señalar que la capacidad del sistema OTEC fue calculada dos veces debido a que en el programa se contemplaron dos configuraciones de evaporador flash, una con reinyección y otra sin reinyección del agua de mar superficial no desalada.

Después de efectuar varias simulaciones se determinó que los diámetros adecuados para la mejor operación del sistema OTEC de ciclo abierto fueron de 5.5 m y de 3.5 m de diámetro interno para la tubería de agua marina superficial y de agua marina profunda respectivamente. Con estos valores, las velocidades de flujo al interior de las tuberías se mantenían en valores cercanos a 0.5 m/s y 1 m/s, en el caso de la tubería de agua marina superficial, y de 0.5 m/s a 2 m/s en las tuberías de agua marina fría (ver figura 5.6). Cabe señalar, que en los meses de junio y julio se presentan las menores velocidades de flujo asociadas a que en estos meses se reporta el menor consumo de agua por parte del sector turístico (ver figura 5.3), mientras que en los meses de

Mes	Temp. sup.	Temp. prof.	Grad.	Sal. sup	Sal. prof
Enero	27.0	5.5	21.5	36.1	34.9
Febrero	26.8	5.1	21.6	36.2	34.9
Marzo	26.8	5.5	21.3	36.3	34.9
Abril	27.3	5.5	21.8	36.2	34.9
Mayo	28.2	5.4	22.8	36.1	34.9
Junio	28.6	5.4	23.2	36.2	34.9
Julio	29.0	5.4	23.6	36.1	34.9
Agosto	29.4	5.4	24.0	36.3	34.9
Septiembre	29.6	5.5	24.1	36.1	34.9
Octubre	29.4	5.1	24.2	36.3	35.0
Noviembre	28.5	4.9	23.6	36.3	35.0
Diciembre	27.6	5.2	22.4	35.8	34.9

Cuadro 5.2: Año típico de temperatura superficial nocturna del mar y de zonas profundas en el punto de instalación OTEC.

septiembre y octubre ocurre lo contrario. En el caso de los meses restantes, las velocidades de flujo arrojan valores similares que van desde los 0.5 m/s hasta los 1.5 m/s. Todo lo anterior, resulta ser independiente de la configuración de evaporador flash simulado.

Por otro lado, en la figura 5.7 se encuentran graficados los valores de temperatura en cada una de las entradas y salidas que tiene el sistema OTEC, de acuerdo con el número asignado al punto termodinámico de cálculo detallado en la metodología del programa de simulación. En dicha imagen, es posible constatar que la temperatura del agua de mar superficial desalada por el proceso (T9) sostiene un valor constante de salida de 13 °C, con lo cual se evidencia una disminución de temperatura, como consecuencia del proceso operativo, en comparación con el valor de temperatura al ingreso del sistema (T1). Esto mismo ocurre en el valor de temperatura de reinyección del agua marina superficial no desalada (T10), misma que sostiene un valor de entre los 22 °C y los 22.7 °C. Valores que resultan en gradientes de temperatura de enfriamiento de 4 a 7 °C por debajo del valor inicial del agua de mar superficial.

En cuanto a las temperaturas de entrada y de salida del agua marina fría, se puede apreciar que sus valores a la salida del condensador (T13) son muy cercanos a los 12 °C; lo que representa en un aumento de casi 7 ° C en comparación con la temperatura a la que fue bombeada (T11).

Estos valores de temperatura resultan ser sumamente importantes al momento de considerar la posibilidad de regresar el agua de marina al mar,

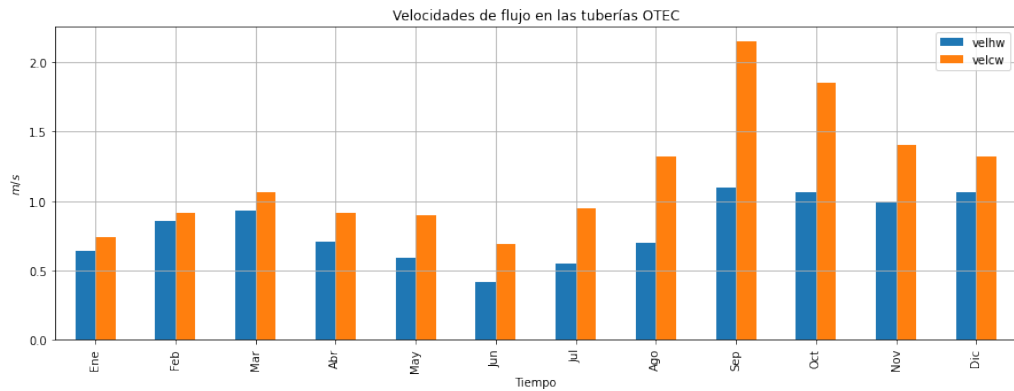


Figura 5.6: Velocidades de flujo en tuberías OTEC. velhw refiere a la velocidad de flujo en el interior de la tubería de agua marina superficial, mientras que velcw refiere a las velocidades de flujo al interior de la tubería de agua marina fría.

debido a que existen criterios de reinyección relacionados con la temperatura del efluente de un proceso. En el caso del agua de mar, se menciona que no es posible reinyectar agua marina en el mismo punto de donde fue bombeada con valores mayores o menores a $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ que la temperatura del punto de reinyección. Con esto, nos daremos cuenta de que la configuración de evaporador flash que contempla reinyección no cumpliría esta condición durante todo el año, en el supuesto de regresar el agua marina no desalada a la misma profundidad de donde fue bombeada; lo cual se confirma al recordar que los valores de temperatura del agua superficial del mar corresponden a los valores nocturnos, haciendo que durante el día esta limitante evite la operación de esta configuración tal y como está planteada hasta el momento. Afortunadamente, la configuración de evaporador flash que no contempla reinyección no presentaría esta limitante debido a que la temperatura del agua de mar no desalada sería la misma que la del agua marina superficial.

Al igual que en el caso ocurrido con la configuración del evaporador flash que contempla reinyección, el agua de mar proveniente del condensador no se podría regresar a la profundidad de extracción; sin embargo, ambos casos serían posibles bajo el supuesto de poder reinyectar el agua marina a la salida de su proceso en la profundidad correspondiente a la temperatura de salida. Adicional a esto, es importante destacar que las temperaturas de los efluentes del sistema OTEC de ciclo abierto, sostienen valores que podrían ser aprovechados en sistemas de enfriamiento de espacios; ventaja que en el presente trabajo no es analizada, pero se sugiere contemplar en trabajos futuros.

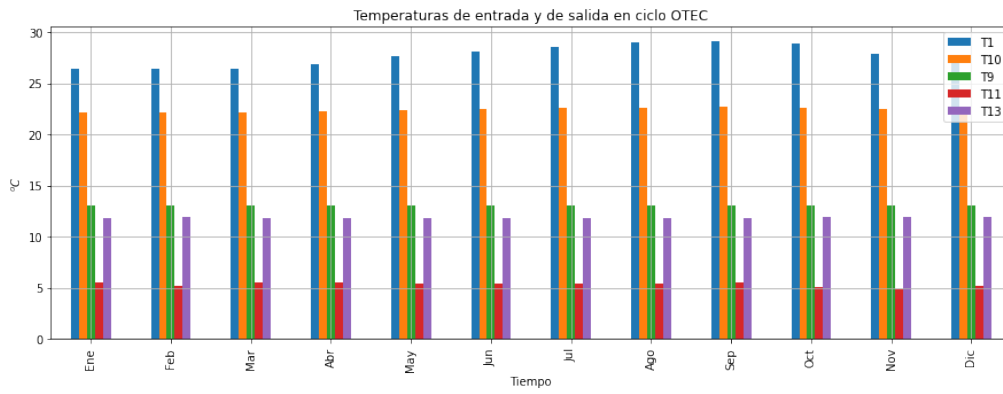


Figura 5.7: Temperaturas en los puntos de entrada y salida del sistema OTEC.

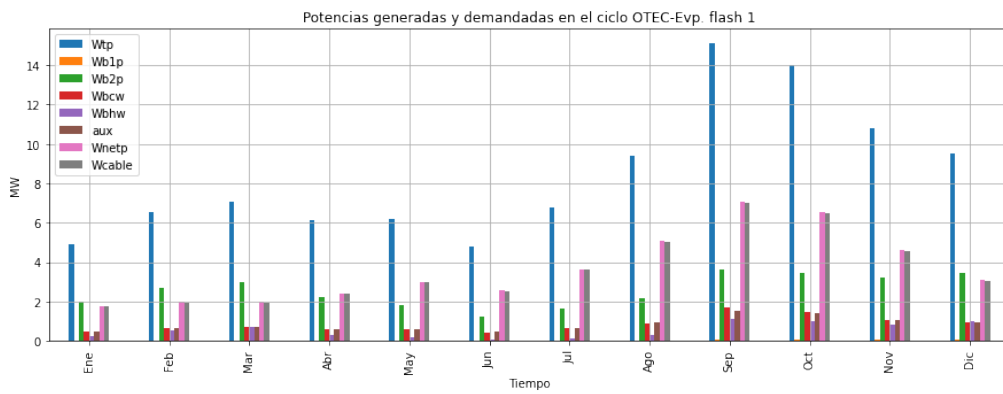


Figura 5.8: Potencias generadas y demandadas en el sistema OTEC de ciclo abierto con la configuración de evaporador flash que contempla reinyección.

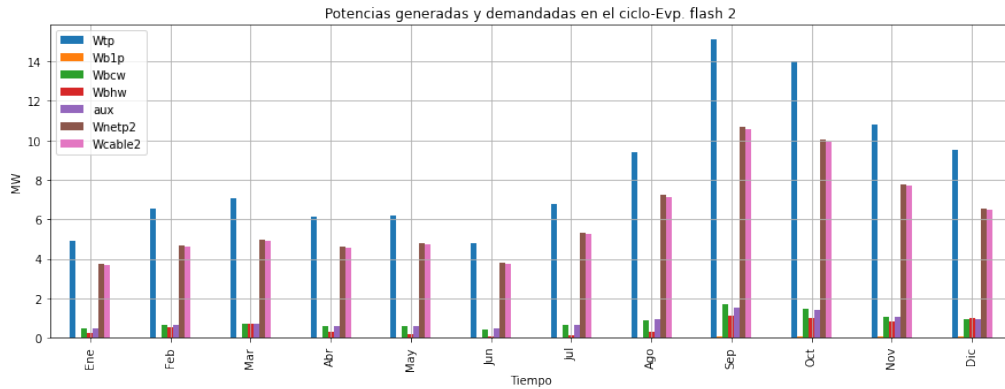


Figura 5.9: Potencias generadas y demandadas en el sistema OTEC de ciclo abierto con la configuración de evaporador flash que no contempla reinyección.

Por otro lado, en el cuadro G.3 y en las figuras 5.8 y 5.9 se pueden apreciar los valores de las potencias generadas y demandas en cada una de las simulaciones del sistema OTEC contemplando las dos configuraciones de evaporador flash mencionadas anteriormente. En la configuración de evaporador flash que contempla la reinyección del agua de mar no evaporada, se vuelve evidente que la potencia requerida por la bomba de reinyección (W_{b2p}) resulta ser el mayor consumo en comparación con el resto de potencias demandadas; en donde el consumo de los auxiliares resulta ser el segundo (aux), seguido por la potencia de bombeo de agua marina fría (W_{bcw}), el bombeo del agua de mar superficial (W_{bhw}) y en última instancia la potencia requerida en la bomba de agua desalada (W_{b1p}). Todo esto implica que una vez descontadas estas potencias a lo obtenido en la turbina, esta primera configuración logre generar y transmitir (W_{neto} y W_{cable}) de 4.6 a 7 MW en los meses de agosto, septiembre, octubre y noviembre, mientras que en los meses de enero a marzo se generen potencias menores a 2 MW y en el restante de meses se generen de 2.4 a 3 MW.

Por su parte, la segunda configuración al no contemplar un consumo de reinyección sostiene el mismo orden de consumo de potencias ocurrido en el caso anterior exceptuando el concepto por reinyección. Esto le permite generar y transmitir una mayor cantidad de potencia; como prueba de ello, en los meses de julio a diciembre logra alcanzar valores que van desde 5 hasta los 10.7 MW, mientras que en el resto del año se tienen valores desde los 3.5 MW hasta casi lo 5 MW.

Lamentablemente, la configuración del evaporador flash con reinyección no podría ser viable debido a que al aumentar la profundidad de reinyección

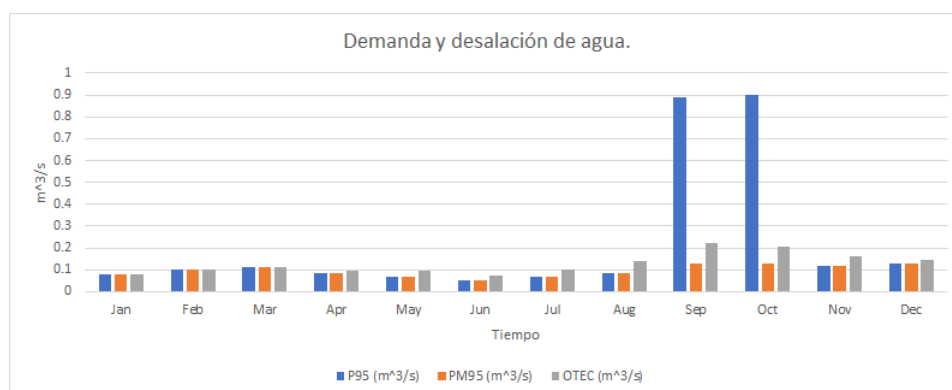


Figura 5.10: Demanda de agua del sector hotelero (percentil 95 y percentil 95 modificado) y desalación del sistema OTEC de ciclo abierto.

(mayor que 2 m) para solventar la pérdida de biodiversidad marina por temperatura, el sistema OTEC no logra generar la suficiente potencia para ello, repercutiendo en generación nula o incluso la necesidad de suministrarle potencia. En cambio, el sistema de bombeo de agua marina fría no presenta esta problemática en ninguna de las dos configuraciones debido a que el mismo sistema de bombeo también es utilizado para la reinyección. Esto provoca que en el caso de la bomba de agua fría, únicamente se diseñe el sistema para que descargue el efluente a la profundidad requerida sin la necesidad de añadir potencia extra; cuestión contraria a la configuración requerida por el evaporador flash con reinyección. De las dos configuraciones, aquella que no contempla rebombeo resulta ser técnicamente viable.

En la figura 5.10 y en el cuadro G.4 se muestra la comparación entre los caudales mensuales de demanda de agua del sector hotelero de Cozumel y el caudal mensual de desalación de agua OTEC. En ambos es posible apreciar que la demanda de agua del sector hotelero es totalmente cubierta (enero a marzo) e incluso rebasada en gran parte del año, con excepción de los meses de septiembre y octubre. Cabe señalar, que en estos últimos meses, el sistema logra suplir un mayor porcentaje del que era esperado (14 % y 15 %) siendo del 25 y 23 por ciento en dichos meses respectivamente. Además, el sobreabastecimiento de la demanda de agua durante gran parte del año, permite replantear la posibilidad de contemplar un sistema OTEC de ciclo abierto que incluya almacenamiento del agua desalada con la finalidad de que el acumulado del excedente desalado pueda solventar el total o una mayor fracción del agua demandada por los hoteles de Cozumel durante los meses de mayor afluencia turística. Planteamiento que en el presente trabajo no es cubierto, pero se recomienda como trabajo futuro. Como recordatorio adicional, es im-

portante que la cantidad de agua marina desalada sea independiente de la configuración del evaporador flash.

A partir de todo lo anterior se puede determinar que el sistema OTEC de ciclo abierto técnicamente viable resulta ser aquel con la configuración de evaporador flash sin reinyección, cuyos diámetros internos de tubería son de 5.5 m y de 3.5 m para las tuberías de agua marina superficial y de bajas profundidades; obteniendo temperaturas potencialmente atractivas para refrigeración de espacios y sin inconvenientes de potencia adicional de rebombeo que permitan reinyectar sus efluentes a las profundidades correspondientes. Con esto, dicho sistema logra solventar la demanda de agua de uso municipal del sector hotelero de Cozumel durante 10 meses del año, en donde incluso en algunos meses logra sobrepasarla; mientras que en los meses de mayor afluencia turística el sistema logra cubrir el 25 y 23 por ciento de la demanda. En cuanto a la capacidad evaluada del sistema, éste asciende a un valor de 10.6 MW de generación neta transmitida como valor máximo y de 3.7 MW como valor mínimo.

5.3.2. Sistema termosolar

Al evaluar el sistema termosolar detallado en la metodología, se obtuvieron los resultados anuales que se encuentran desplegados en el cuadro 5.3. En donde se puede apreciar que la fracción solar originalmente deseada de 0.86 no se logra obtener; en su lugar se obtiene una fracción solar de 0.58, con lo cual se tuvo que volver a recalcular el sistema termosolar para buscar obtener un valor de fracción solar cercano al planteado originalmente. Esto nos permite darnos cuenta de las diferencias que llega a sostener la metodología F-chart en el cálculo de grandes sistemas, sin embargo, se recalca su utilidad como primer aproximación.

Al redimensionar el sistema mediante el análisis paramétrico disponible en el software SAM, se pudo determinar la curva de fracción solar en función del número de colectores (ver figura 5.11), manteniendo el resto de variables previamente descritas en la sección de metodología con sus mismos valores. En dicha curva, se puede apreciar que para lograr alcanzar una fracción solar mayor, es necesario incluir un mayor número de colectores termosolares. Por esta razón, se decidió optar por dimensionar el sistema para cubrir el 70 % de la demanda térmica total de agua caliente. Al replantearlo, el número de colectores termosolares necesarios asciende a un valor de 84 unidades.

Una vez determinado este número, únicamente fue necesario recalcular los valores de la sección de tubería y del sistema de bombeo del sistema a partir del mismo procedimiento detallado en la sección de metodología (ver figura 5.12); en donde los 84 colectores fueron dispuestos en 7 filas con 2

Factor de capacidad (%)	11.32
Q auxiliar (kWh)	64667
Q demandado (kWh)	155223
Q solar (kWh)	92190
Fracción solar	0.58

Cuadro 5.3: Resultados anuales del sistema termosolar obtenido a partir de la simulación F-chart.

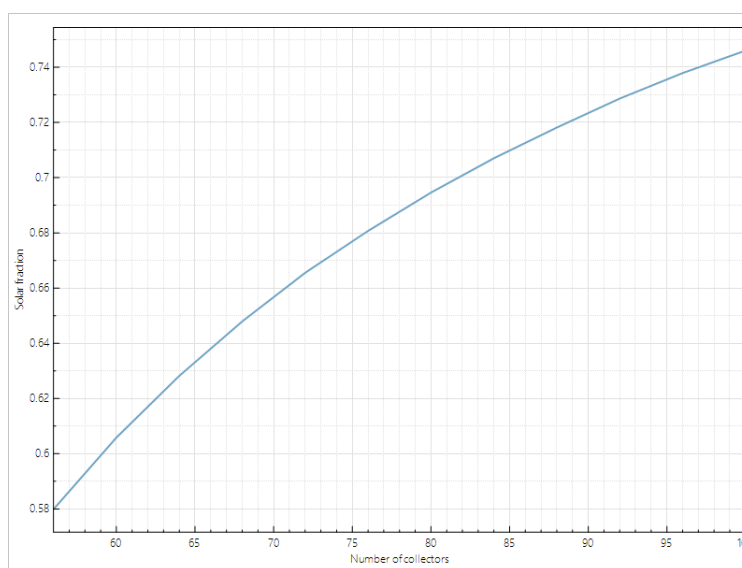


Figura 5.11: Curva de fracción solar en función del número de colectores solares del sistema solar dimensionado.

bancos de 6 colectores cada uno. De igual manera, la longitud de la tubería incrementó a 79 m con un diámetro de 2 ". Cuestión que también ocurrió en el dimensionamiento de la bomba al aumentar su potencia a 310 W.

A partir de estas modificaciones, los valores anuales del sistema termosolar mostrados en el cuadro 5.4 muestran una mayor capacidad de suministro térmico ante la necesidad de agua caliente de los hoteles de dos y una estrella. En dicho cuadro se puede apreciar que aunque el factor de capacidad sostiene una disminución, la fracción solar es incrementada y por ende la cobertura de este sistema ante la demanda de agua caliente.

En el cuadro G.5 y en la figura 5.13 se muestran los valores mensuales de calor generado por el sistema termosolar (Q solar), el calor demandado por el sector hotelero (Q demanda) y el calor remanente no suministrado por el sistema termosolar que debe de ser solventado a partir de un sistema auxiliar

Piping and Pumping			
Total piping length in system	79 m	Pump power	310 W
Pipe diameter	0.0508 m	Pump efficiency	0.85 0.1
Pipe insulation conductivity	0.043 W/m.C		
Pipe insulation thickness	0.0254 m		

Figura 5.12: Valores ajustados al nuevo sistema termosolar.

Factor de capacidad (%)	9.14
Q auxiliar (kWh)	45362
Q demandado (kWh)	155223
Q solar (kWh)	117648
Solar fraction	0.70

Cuadro 5.4: Resultados anuales del sistema termosolar recalculado.

o complementario (Q auxiliar). En dicha información se puede apreciar que el sistema termosolar logra generar de 8 a poco más de 10 MWh térmicos en su proceso de los 12 a casi 14 MWh demandados.

Resulta importante recordar que los resultados y cálculos efectuados hasta este punto, refieren a una sola planta termosolar que fue diseñada para satisfacer el 10% de la demanda máxima de agua caliente del total demandado por los hoteles de dos y una estrella (Percentil 95 modificado). Para cubrirla, en el cuadro G.6 se puede observar que se requieren de 10 a 11 de estas plantas termosolares. En el presente trabajo, se optó por considerar 10 unidades. Debido a esto, en el mismo cuadro, se puede apreciar que con este número se logra abastecer la demanda de agua caliente de 10 meses del año e incluso un poco más de lo demandado. Esto ocurre en la mayoría de los meses del año, siendo el caso de enero a abril, de junio a agosto y el mes de noviembre; con lo que se puede constatar que el sistema podría suministrar de agua caliente a alguna otra categoría hotelera como puede ser el caso de los hoteles de 3 estrellas durante esos meses ó en su debido caso, contemplar el almacenamiento del excedente para su posible uso en los meses de mayor afluencia turística, sin embargo esta última alternativa resultaría ser la menos conveniente. Por su parte, en los meses de septiembre y octubre, el sistema logra cubrir el 28 y 12 por ciento respectivamente de lo demandado.

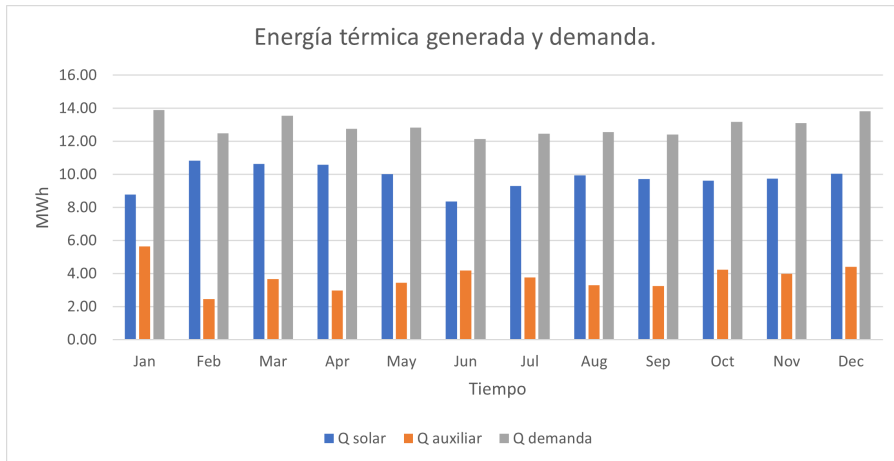


Figura 5.13: Generación, demanda y residual de calor en la operación del sistema termosolar.

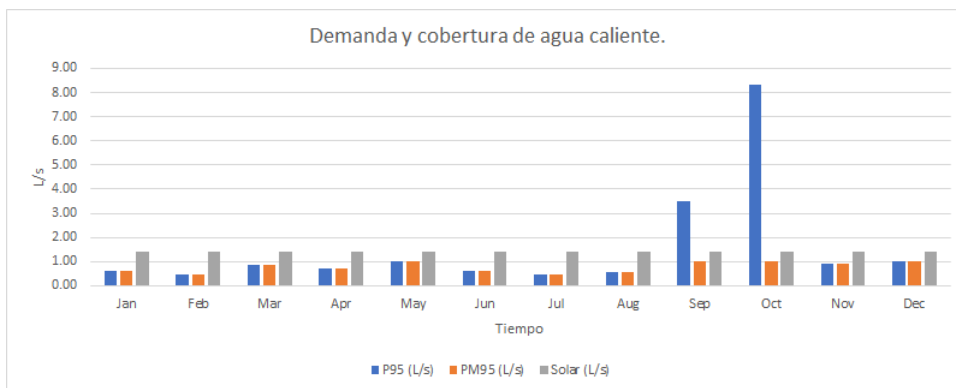


Figura 5.14: Demanda y cobertura de agua caliente por parte del sistema termosolar.

Costo planta OTEC Cozumel			
CMB* (MW)	GN* (MW)	CD* (MW)	CC* (\$USD/kW) 2023
15.10	10.70	13	21,826.36
CC (**\$MUSD/MW) 2023	*Inv. (\$MUSD) 2023	*O&M (\$MUSD/year) 2023	*R&R (\$MUSD/year) 2023
21.83	\$ 283.74	\$ 0.28	\$ 0.79

Cuadro 5.5: Estimación de costos de planta OTEC. *CBM- Capacidad máxima bruta, GN- Generación neta, CD- Capacidad de diseño, CC- Costo de capital, Inv.- Inversión, O&M- Operación y mantenimiento y R&R- Reparación y remplazo de equipo. **MUSD/MW- Millones de dólares americanos por megawatt.

5.4. Evaluación de rentabilidad financiera

5.4.1. Estimación de costos

Sistema OTEC

Como se enunció en apartados anteriores, el sistema OTEC de ciclo abierto que contempla un evaporador flash con reinyección resultó no ser viable técnicamente, por lo que sus costos no fueron calculados. En el cuadro 5.5 se muestra la primera estimación de costos de la planta OTEC con la configuración de evaporador flash que no considera reinyección. En dicho cuadro, se puede apreciar que la capacidad máxima bruta de este sistema es de 15.10 MW (máxima potencia generada en la turbina), mientras que su capacidad neta resulta ser de 10.7 MW, dado que es el máximo valor generado de acuerdo con lo obtenido en la simulación de esta configuración OTEC; sin embargo, la estimación de costos de dicho sistema fueron hechos a partir de la capacidad de diseño, misma que considera un 20 % de más capacidad como parámetro de seguridad de diseño para que el sistema no opere al 100 % en sus valores máximos y tenga un margen extra de generación en el caso de requerirse. A partir de lo anterior, los costos de la planta OTEC de ciclo abierto de 13 MW ascienden a una inversión preliminar de 283.74 millones de dólares constantes de marzo del 2023, mientras que sus costos asociados de operación y mantenimiento equivalen a 0.28 millones de dólares constantes de marzo de 2023 cada año y de 0.79 millones de dólares constantes de marzo de 2023 anuales en reparación y remplazo de equipos. Sin embargo, es importante recordar que el costo de inversión anteriormente enunciado, refiere a una planta adquirida en Estados Unidos, debido a que los costos de inversión refieren a una planta construida en Hawaii. Por esta razón, se decidió contemplar un 10 % adicional por conceptos de importación como se mostró en el cuadro 4.20.

En el cuadro 5.6, se puede observar la distribución porcentual de la inver-

Costo planta OTEC Cozumel		
PM95- Ev. Flash tipo 2		
Concepto	Porcentaje [%]	Monto (\$M USD2023)
Plataforma y anclaje	25.5 %	72.35
Sistema de generación de energía	3.2 %	9.08
Intercambiadores de calor	27.2 %	77.18
Tuberías de agua marina	9.5 %	26.96
Sistema de transferencia de potencia	6.3 %	17.88
Instalación y despliegue	12.0 %	34.05
Otros	16.3 %	46.25
Subtotal	100.0 %	283.74
Importación		
Fletes USA (proveedores) ->Mex (frontera)	2 %	5.67
Fletes Mex (frontera)->Mex (destino)	2 %	5.67
Seguros: Traslado/Descarga/Resguardo	1 %	2.84
Carta de crédito	1 %	2.84
Asistencia Técnica Planta	1 %	2.84
Asistencia Técnica Local	1 %	2.84
Traslados a la Planta/sitio de los trabajos	2 %	5.67
Subtotal	10.00 %	28.37
Total (\$M USD2023)		312.12

Cuadro 5.6: Estimación de inversión de planta OTEC contemplando conceptos de importación.

sión del sistema OTEC de ciclo abierto en cada uno de los conceptos de sus componentes enunciados en la metodología utilizada para estimar sus costos, más el 10 % de importación adicional al total de la inversión. Con esto, la inversión total del sistema OTEC de ciclo abierto de 13 MW asciende a 312.12 millones de dólares constantes de marzo del 2023. Cabe señalar que los costos asociados a O&M y R&R no contemplan alguna actualización adicional, por lo que estos se mantienen en sus valores de 0.28 y 0.79 millones de dólares constantes de marzo de 2023 cada año.

Sistema termosolar

En el caso del sistema termosolar, fue necesario actualizar la estimación de costos previamente calculada (ver cuadro F.15) en donde se estimó el costo total de inversión y de operación y mantenimiento para un sistema termosolar de 56 colectores termosolares por unidad de planta y su equivalente a 10 de estas. Por esta razón, en el cuadro 5.7 se puede apreciar la actualización de la estimación de costos del sistema termosolar tanto para la unidad de planta termosolar de 84 colectores solares, como de los montos totales en el caso de la adquisición de las 10 plantas requeridas. En el primer caso, la inversión

Costos unitarios planta termosolar (MXN Marzo 2023)				
IVA				0 %
Concepto	Costo unitario	Unidades	Aplica IVA	Costo
Calentador solar MS 2.5 Blue UE	\$ 9,474.00	84	Sí	\$ 797,944.66
Bomba serie T2XE de 1.5 hp	\$ 22,500.00	1	No	\$ 22,560.18
Control D-SOL PLUS	\$ 6,550.00	1	Sí	\$ 6,567.52
Adquisidor de datos (1)	\$ 10,150.00	1	Sí	\$ 10,177.15
Termotanque (2)	\$ 390,000.00	1	No	\$ 391,043.18
Estructura (3)	\$ 1,850.00	84	No	\$ 155,815.67
Instalación	\$ 9,500.00	84	No	\$ 800,134.50
Costo total de una planta termosolar				\$ 2,184,242.85
Costo de operación y mantenimiento (O&M/año) de una planta termosolar				\$ 43,684.86
Costo total de 10 plantas termosolares				\$ 21,842,428.48
Costo de operación y mantenimiento (O&M/año) de una planta termosolar				\$ 436,848.57

Cuadro 5.7: Actualización de los costos del sistema termosolar. (1) Adquisidor de datos para monitoreo web modelo DL2. (2) Termotanque horizontal de 12,000 l de acero al carbón con recubrimiento epóxico para una presión de operación de 5 kg/cm². (3) Partida de Estructura hecha en obra a base de ángulo de acero de 1 1/2 "x 1 1/2 ".En la cotización no se incluye el IVA, sólo se deja indicado en qué productos aplicaría.

de una sola planta termosolar asciende a 2 millones 184 mil pesos mexicanos constantes de marzo de 2023 con unos costos de operación y mantenimiento de 43 mil 684 pesos mexicanos constantes de marzo de 2023. Por su parte, la estimación de costos de las 10 plantas termosolares representa una inversión de 21 millones 842 mil pesos mexicanos constantes de marzo de 2023, junto con un costo anual de operación y mantenimiento total de 436 mil 848 pesos mexicanos constantes de marzo de 2023.

A diferencia del sistema OTEC, la planta termosolar no requiere de contemplar conceptos de importación debido a que esta cotización sostiene valores de instalación de plantas termosolares en territorio nacional.

Sistema de ósmosis inversa

Partiendo de la estimación preliminar de costos del sistema de ósmosis inversa enunciados en el cuadro 4.12 para una capacidad diaria de 700 metros cúbicos, en donde la inversión preliminar asciende a 372 mil 394 dólares constantes de marzo de 2023 y sus costos de operación y mantenimiento anuales son de 314 mil 784 dólares constantes de marzo de 2023, fue posible estimar la inversión total al incluir el 10 % de importación (ver cuadro 5.8). Al hacerlo, la inversión total asciende a 409 mil 634 dólares constantes de marzo de 2023, mientras que sus costos de operación y mantenimiento se mantienen igual. Es importante destacar que el costo de operación y mantenimiento de

Costo planta Ósmosis Inversa Cozumel		
Concepto	Porcentaje [%]	Monto (\$ USD2023)
Inversión total	100 %	\$ 372,394.78
Subtotal	100 %	\$ 372,394.78
Importación		
Fletes USA (proveedores) ->Mex (frontera)	2 %	\$ 7,447.90
Fletes Mex (frontera)->Mex (destino)	2 %	\$ 7,447.90
Seguros: Traslado/Descarga/Resguardo	1 %	\$ 3,723.95
Carta de crédito	1 %	\$ 3,723.95
Asistencia Técnica Planta	1 %	\$ 3,723.95
Asistencia Técnica Local	1 %	\$ 3,723.95
Traslados a la Planta/sitio de los trabajos	2 %	\$ 7,447.90
Subtotal	10.00 %	\$ 37,239.48
Total (\$ USD2023)		\$ 409,634.26

Cuadro 5.8: Estimación de la inversión total del sistema de ósmosis inversa contemplando importación.

este sistema resulta ser bastante grande comparado con el monto de inversión total.

5.4.2. Cálculo del costo nivelado

Sistema OTEC

Para el cálculo del costo nivelado de los productos OTEC (agua desalada de proceso y energía) se efectuaron dos cálculos con suposiciones distintas. El primer cálculo del costo nivelado, sostiene la suposición de asociarle el total de los costos de inversión, de O&M y de R&R a un solo producto, ya sea a la energía o al agua desalada; el hacer esto implica que el sistema OTEC se pagaría únicamente vendiendo uno de estos productos, con lo cual el otro producto resultaría gratis o no sería necesario contemplar su venta. Por otro lado, la segunda suposición de cálculo, parte de calcular el costo nivelado del agua desalada de proceso OTEC a partir de la metodología del costo nivelado de sistemas de cogeneración en donde al total de la inversión y de costos adicionales se les descuenta el monto monetario equivalente de la generación de energía valuada con la tarifa característica del usuario objetivo al que se le desea vender la energía eléctrica. En este caso se utilizó la tarifa de GDMTH de la región peninsular calculado con el análisis tarifario de un usuario promedio característico de dicha tarifa. Esta suposición, permite calcular el costo nivelado del agua desalada OTEC contemplando una venta de energía eléctrica a la tarifa anteriormente mencionada.

En el cuadro 5.9 se pueden apreciar los resultados de ambas valoraciones

Planta OTEC Cozumel		
PM95- Ev. Flash tipo 2		
Generación neta (MW)	10.70	
Capacidad de Diseño (MW)	13	
VP Inversión, en t=0 (\$USD 2023)	\$312,116,927	\$312,116,927
O&M (\$USD 2023/ Año)	\$282,888	\$282,888
R&R (\$USD 2023/ Año)	\$787,041	\$787,041
Tarifa GDMTH-Peninsular (MXN 2023/kWh)	\$2.94	\$2.94
Tarifa GDMTH-Peninsular (USD 2023/kWh)	\$0.15	\$0.15
Factor de disponibilidad de 0.9		
VP Generación, en t=0 (kWh)	405172503	461167245
VP Desalación, en t=0 (m^3)	31431156575	35774919202
AE Inversión, de t=1 a t=20 (\$USD 2023)	\$36,547,687	\$32,230,754
AE Generación, de t=1 a t=20 (kWh)	\$47,444,136	\$47,622,434
AE Desalación, de t=1 a t=20 (m^3)	3680467084	3694296944
AE Generación-T GDMTH, de t=1 a t=20 (USD 2023)	7331045	7358595
Costos nivelados a un solo subproducto		
CN Generación(AEC/AEQ) (\$USD 2023/kWh)	\$0.79	\$0.70
CN Desalación(AEC/AEQ) (\$USD 2023/ m^3)	\$0.010	\$0.009
CN* Generación(AEC/AEQ) (\$USD 2023/kWh)	\$0.37	\$0.32
CN Generación(AEC/AEQ) (\$MXN 2023/kWh)	\$15.06	\$13.29
CN Desalación(AEC/AEQ) (\$MXN 2023/ m^3)	\$0.194	\$0.171
CN* Generación(AEC/AEQ) (\$MXN 2023/kWh)	\$6.97	\$6.17
Costos nivelados cogeneración- Desalación		
CN Desalación- T GDMTH(AEC/AEQ) (\$USD 2023/ m^3)	\$0.008	\$0.007
CN Desalación- T GDMTH(AEC/AEQ) (\$MXN 2023/ m^3)	\$0.156	\$0.133
Vida útil (años)	20	20
TREMA (%) - real	9.95 %	8.19 %
TREMA (%) - nominal (USA)	12.15 %	10.35 %
TREMA (%) - nominal (MEX)	14.35 %	12.51 %

Cuadro 5.9: Costos nivelados del sistema OTEC. * Contempla el cálculo del costo nivelado de un sistema OTEC que opera al 100 % de su capacidad de diseño durante todo el año. CN- Costo nivelado, AE- Anualidad equivalente, VP- Valor Presente, AEC- Anualidad equivalente de costos, AEQ- Anualidad equivalente del producto generado.

utilizando tanto la tasa de descuento real del giro de negocio de empresas de energías renovables (9.95%), como del giro de negocio de empresas de venta de agua (8.19%). De igual forma, es importante señalar que los costos nivelados están expresados en dólares constantes de marzo de 2023, así como en pesos mexicanos constantes de marzo de 2023; el tipo de cambio utilizado fue de 19 pesos mexicanos por dólar estadounidense.

En dicho cuadro, se puede apreciar que el costo nivelado de generación de energía eléctrica OTEC sosteniendo un esquema de operación en función de la demanda de agua del sector hotelero de Cozumel es de 0.79 USD/kWh (15.06 MXN/kWh) para el giro de negocio de energía renovable y de 0.7 USD/kWh (13.29 MXN/kWh) para el giro de negocio de venta de agua; mientras que estos mismo costos nivelados de generación de energía son aún menores al considerar un esquema de generación de máxima capacidad durante todo el año con un factor de disponibilidad del 90%, siendo de 0.37 USD/kWh (6.97 MXN/kWh) para el giro renovable y de 0.32 USD/kWh (6.17 MXN/kWh) para el giro de negocio de venta de agua. Lamentablemente, estos costos nivelados de generación de electricidad son significativamente altos comparados con la tarifa de electricidad de GDMTH para la región peninsular (0.15 USD/kWh ó 2.94 MXN/kWh), por lo que en ninguno de estos casos el sistema OTEC logra ser rentable. Con esto se evidencia que el sistema OTEC no logra la rentabilidad vendiendo únicamente energía eléctrica para pagar el total de conceptos de sus costos.

Por otro lado, en dicho cuadro también es posible apreciar el costo nivelado del agua desalada OTEC para ambos giros de negocio y bajo el supuesto de cubrir el total de la inversión a través de la venta de agua desalada. En este caso, únicamente se calculó el costo nivelado de desalación bajo el esquema de demanda de agua del sector hotelero de Cozumel. Partiendo de lo anterior, se puede observar que el costo nivelado del agua desalada OTEC asciende a 0.010 USD/ m^3 (0.194 MXN/ m^3) para el giro de negocio de energía renovable y de 0.009 USD/ m^3 (0.171 MXN/ m^3) para el giro de negocio de venta de agua. Al comparar estos resultados con las tarifas de agua enunciadas en el cuadro 4.16 (8.55 MXN/ m^3 , 22.39 MXN/ m^3 , 41.35 MXN/ m^3 y 29.70 MXN/ m^3), se vuelve evidente la gran diferencia y el enorme atractivo financiero que existe al compararlas debido a que los costos nivelados obtenidos por la desalación OTEC son sumamente bajos. Desafortunadamente, esta agua desalada de proceso no cuenta con las características recomendadas para uso municipal debido a que es necesario un proceso adicional en el que se le dé un tratamiento adecuado en función de las condiciones de la misma a la salida del sistema y de esta forma poderse aprovechar. Por esta razón, en el presente trabajo se dimensionó un sistema de ósmosis inversa para darle tratamiento a esta agua de proceso OTEC, sin embargo, por la demanda de

energía eléctrica que este sistema requiere y la energía generada por el sistema OTEC únicamente el caudal correspondiente a los hoteles de pequeña escala tendrían acceso a un agua con las condiciones de uso municipal. En el caso de los hoteles de 5 y 4 estrellas, se les suministraría este recurso hídrico con las condiciones de salida y al costo nivelado anteriormente enunciado, bajo el supuesto de que estas instancias cuentan con infraestructura que podría darle el tratamiento adecuado a dicha agua. De esta forma, para estos hoteles podría resultar atractivo el costo de agua de proceso OTEC en el caso de que los costos asociados a su tratamiento les sean competitivos frente a la tarifa de agua que ellos suelen pagar. Cuestión que en el presente trabajo debe de ocurrir en la propuesta de suministro de agua de uso municipal de los hoteles de menor categoría.

De forma complementaria a lo anterior, los costos nivelados de desalación de agua OTEC considerando la venta de la energía eléctrica generada al valor de la tarifa de GDMTH de la región Peninsular, resultan ser aún más bajos que los mencionados anteriormente, con un valor de $0.008 \text{ USD}/m^3$ ($0.156 \text{ MXN}/m^3$) para el giro de negocio renovable y de $0.007 \text{ USD}/m^3$ ($0.133 \text{ MXN}/m^3$) para el giro de negocio de venta de agua. Es importante destacar que el costo nivelado disminuye debido a que los costos del sistema son divididos en la venta de ambos productos OTEC, sin embargo, esto también implica que la venta de agua desalada OTEC logra ser lo suficientemente rentable como para solventar las pérdidas derivadas de vender la energía eléctrica a un precio significativamente menor a los valores enunciados anteriormente. Con esto, también se evidencia que el sistema OTEC logra sostener su atractivo financiero a través de la desalación de agua y al mismo tiempo podría vender energía eléctrica al precio de venta de la isla de Cozumel a pesar de que este precio le repercute en pérdidas.

Lo anterior, resulta ser sumamente importante debido a que en la actualidad los sistemas OTEC de pequeña escala no logran ser atractivos desde el punto de vista financiero dado que en la mayoría de sus valuaciones sostienen un esquema de negocio de venta de energía como fuente de energía renovable que no resulta ser competitivo [33] sino hasta que el tamaño de la planta es aumentado significativamente en donde sí lo es (más de 100 MW). Con esto, ocurren dos problemáticas, la primera es que los sistemas OTEC sostienen una gran apertura de giros de negocio debido a los subproductos que obtiene y que al optar por incluirlos en la valuación financiera logran asegurar su viabilidad financiera; cuestión que ocurre de igual forma en el estudio hasta ahora enunciado y la segunda problemática yace en que los prototipos OTEC de menor capacidad instalada resultan ser poco atractivos como fuentes de energía renovable, reduciendo sus posibilidades de inversión que permitan demostrar su viabilidad y así poder escalar a sistemas de mayor capacidad. Es

por esto, que con los resultados de costos nivelados enunciados hasta ahora es posible conjeturar la posibilidad de que el giro de negocio de los sistemas OTEC debe de ser replanteado y evaluado en cada uno de sus subproductos y no depender únicamente de la venta de energía. De esta forma, sería posible evaluar la rentabilidad de este tipo de plantas en otros giros de negocio que permitan la venta de energía eléctrica a tarifas competitivas (como ocurre hasta ahora en el presente estudio) y de esta manera aspirar que el aumento de inversión de este tipo de sistemas sea una realidad.

Sistema de ósmosis inversa

En el caso del sistema de ósmosis inversa, el cálculo del costo nivelado fue valuado únicamente con la tasa de descuento asociada al giro de negocio de venta de agua. Al igual que en el sistema OTEC, se efectuaron dos cálculos de costo nivelado, el primero contempla una operación sujeta a la demanda de los hoteles de Cozumel, mientras que el segundo cálculo considera el supuesto de la operación del sistema a su máxima capacidad durante todo el año con un factor de disponibilidad del 90 %. Los resultados se encuentran en el cuadro 5.10 en donde se puede apreciar que el costo nivelado del metro cúbico de agua tratada bajo el primer supuesto es de 0.70 USD/ m^3 (13.27 MXN/ m^3), mientras que el costo nivelado del segundo supuesto es de 0.62 USD/ m^3 (11.77 MXN/ m^3).

En ambos casos, el costo nivelado del metro cúbico de agua tratado contempla el ahorro generado por la electricidad de insumo suministrada por el sistema OTEC valuada con la tarifa de 2.44 MXN/kWh.

Al comparar estos resultados con las tarifas de agua en Cozumel y Cancún (8.55 MXN/ m^3 , 22.39 MXN/ m^3 , 41.35 MXN/ m^3 y 29.70 MXN/ m^3 , ver cuadro 4.16) nos podemos percatar de que el costo nivelado del agua tratada en ambas suposiciones de cálculo resulta ser mayor que el costo de producción de agua en la isla de Cozumel, mientras que comparadas con el resto de tarifas ambos costos nivelados resultan ser menores. Esto implica que el sistema de ósmosis resulte ser atractivo financieramente comparado con las tarifas comercial, industrial y doméstica de Cancún.

Costo nivelado del agua

Hasta este punto, hemos visto los costos nivelados de forma individual de los productos obtenidos tanto en el sistema OTEC como en el sistema de ósmosis inversa. Con ello, se ha determinado que la venta de agua en ambos casos resulta ser atractiva comparada con las tarifas de agua, sin embargo, es necesario contemplar el panorama general de la propuesta contenida en el

Planta de Ósmosis Inversa (RO)	
Capacidad generada (m^3 /día)	608.18
Capacidad planta (m^3 /día)	700
VP Inversión, en t=0 (\$USD 2023)	\$409,634
O&M (\$USD 2023/ Año)	\$314,785
Tarifa GDMTH-Peninsular (MXN 2023/kWh)	\$2.44
Tarifa GDMTH-Peninsular (USD 2023/kWh)	\$0.13
CP 0.9	
VP Desalación, en t=0 (m^3 /año)	1,975,105
VP Consumo electricidad, en t=0 (kWh/año)	16,195,858
AE Inversión, de t=1 a t=20 (\$USD 2023)	\$42,300.88
AE Desalación, de t=1 a t=20 (m^3)	203,959
AE Consumo electricidad, en t=0 (kWh/año)	1,672,465
AE Ahorro electricidad, en t=0 (USD 2023/año)	\$214,620
CN Desalación(AEC/AEQ) (\$USD 2023/ m^3)	\$0.70
CN* Desalación(AEC/AEQ) (\$USD 2023/kWh)	\$0.62
CN Desalación(AEC/AEQ) (\$MXN 2023/ m^3)	\$13.27
CN* Desalación(AEC/AEQ) (\$MXN 2023/kWh)	\$11.77
Vida útil (años)	20
TREMA (%) - real	8.19 %

Cuadro 5.10: Costo nivelado del agua tratada por el sistema de ósmosis inversa. CN- Costo nivelado, AE- Anualidad equivalente, VP- Valor Presente, AEC- Anualidad equivalente de costos, AEQ- Anualidad equivalente del producto generado.

Costos nivelados cogeneración- Desalación		
Costo nivelado del agua desalada de no uso municipal 1*		
(\$ USD2023/ m^3)	\$0.008	\$0.007
(\$MXN 2023/ m^3)	\$0.156	\$0.133
Costo nivelado del agua desalada de uso municipal 2*		
(\$ USD2023/ m^3)	\$0.707	\$0.706
(\$MXN 2023/ m^3)	\$13.428	\$13.405
TREMA- real (USA & Mex)	9.95 %	8.19 %
TREMA (%) - nominal (USA)	12.15 %	10.35 %
TREMA (%) - nominal (MEX)	14.35 %	12.51 %

Cuadro 5.11: Costos nivelados de la propuesta de venta de agua. 1* Estos costos nivelados serían ofrecidos a los hoteles de 4 y 5 estrellas. 2* Estos costos nivelados serían ofrecidos a los hoteles de 3,2 y 1 estrella

presente trabajo dado que el costo nivelado del agua ofertada a los hoteles de menores categorías resulta de la suma de los costos nivelados del agua tanto del sistema OTEC como del sistema de ósmosis inversa; cuestión que en el caso de la tarifa ofertada a los hoteles de gran tamaño únicamente contempla el costo de desalación OTEC. Para mostrar mejor esto, en el cuadro 5.11 se pueden apreciar las tarifas que serían ofertadas. En el caso de la tarifa de agua desalada de no uso municipal, sostiene el mismo atractivo financiero que fue enunciado anteriormente en el sistema OTEC tanto con el giro de negocio de tecnología renovable como de venta de agua. Por su parte, la tarifa de agua desalada de uso municipal contempla la suma del costo nivelado del tratamiento con ósmosis inversa y de la desalación del sistema OTEC, sin embargo, dado que la tarifa obtenida por el sistema de ciclo abierto es significativamente pequeña, sus efectos son mínimos al adicionarse a los costos de tratamiento con ósmosis. Por esta razón, esta segunda tarifa sostiene el mismo atractivo financiero presentado en los costos del sistema de ósmosis inversa.

Sistema termosolar

En el caso del costo nivelado del sistema termosolar, su cálculo fue obtenido a partir del uso del software de SAM. Para esto, fue necesario ingresar la información financiera dentro de la última pestaña disponible mencionada en la sección de metodología (ver figura 5.15). Cabe señalar que el cálculo del costo nivelado en este caso independiente de la moneda utilizada dado el supuesto mencionado en la tasa de descuento. Así mismo, los resultados fueron validados al hacer el mismo cálculo en excel con la misma metodología

LCOE Calculator

The fixed-charge rate method of calculating the levelized cost of energy simplifies time-dependent calculations and is appropriate for market-level analysis such as for the NREL Annual Technology Baseline, or for very preliminary project analysis. The cash flow method of SAM's other financial models is more suitable for more detailed project analysis. See Help for details.

Capital and Operating Costs

System capacity kW

Enter costs in \$ Enter costs in \$/kW

Capital cost

Fixed operating cost (annual)

Variable operating cost \$/kWh

Financial Assumptions

Enter fixed charge rate Calculate fixed charge rate

Fixed charge rate (real) Analysis period years Fixed charge rate (FCR)

Inflation rate %/year FCR = CRF · PFF · CFF (see below)

Internal rate of return (nominal) %/year

Project term debt % of capital cost

Nominal debt interest rate %/year

Effective tax rate %/year

Depreciation schedule Edit... % of capital cost

Annual cost during construction % of capital cost

Nominal construction interest rate %/year

Reference Values

Capital recovery factor (CRF) Capital cost (CC) \$

Project financing factor (PFF) Fixed operating cost (FOC) \$

Construction financing factor (CFF) Variable operating cost (VOC) \$/kWh

LCOE = (FCR · CC + FOC) / Annual Energy + VOC WACC (for reference only)

Figura 5.15: Datos ingresados en software SAM para calcular el costo nivelado.

utilizada en los sistemas anteriores, obteniendo los mismos resultados. En el cuadro 5.12 se pueden apreciar los resultados obtenidos directamente de la simulación de una de las plantas termosolares, en donde se obtuvo que el costo nivelado de calor es de $2.75 \text{ MXN}/kWh_t$. Cabe señalar que de forma adicional se calculó el costo nivelado en excel de las 10 plantas termosolares en donde se obtuvo el mismo resultado (ver cuadro 5.13).

Cabe señalar que la valoración se realizó únicamente con la tasa de descuento de empresa renovable.

Al comparar dicho resultado con los costos nivelados de calor mostrados en el cuadro 4.17 ($0.82 \text{ MXN}/kWh_t$, $0.83 \text{ MXN}/kWh_t$, $2.82 \text{ MXN}/kWh_t$ y $3.50 \text{ MXN}/kWh_t$), queda claro que el sistema termosolar no resulta ser competitivo frente al gas natural y al combustóleo, cuestión que no ocurre con el gas LP y el diésel. De los combustibles mencionados, tanto el gas LP como el gas natural suelen ser aquellos comúnmente utilizados para el calentamiento de agua y de uso para la preparación de alimentos, con lo

Capacity factor (%)	9.14
First year kWh/kW (kWh/kW)	800.6
Q auxiliary (kWh)	45361.8
Q auxiliary only (kWh)	155223
Q delivered (kWh)	117648
Solar fraction	0.70
System energy (kWh)	108959
LCOE Levelized cost of energy (\$/kWh)	2.75

Cuadro 5.12: Resultados del software SAM

Capacity factor (%)	9.14
First year kWh/kW (MWh/MW)	800.60
Q auxiliary (MWh)	453.62
Q auxiliary only (MWh)	1552.23
Solar fraction	0.76
System energy (MWh)	1089.59
Potencia térmica del sistema (MW)	1.36
Área (m ²)	2116.80
VP Inversión, en t=0 (\$MXN 2023)	\$ 21,842,428.48
O&M (\$MXN 2023/ Año)	\$ 436,848.57
AE Inversión, de t=1 a t=20 (\$MXN 2023)	\$2,557,664
AE Generación, de t=1 a t=20 (kWh)	1089590
CN Generación(AEC/AEQ) (\$MXN 2023/kWh)	\$2.75
Vida útil (años)	20
TREMA- Nominal (Mex)	14.35 %
TREMA (%) - nominal (USA)	12.15 %
TREMA- real (USA & Mex)	9.95 %

Cuadro 5.13: Costo nivelado de calor de las 10 plantas termosolares.

cual el sistema únicamente podría ser viable en el caso de ocurrir que el sector hotelero de Cozumel utilice gas LP como combustible para estos fines. Lamentablemente, esta comparación no tiene tanto objeto debido a que los costos sujetos a comparación no corresponden al mismo instante de tiempo, sin embargo dicha comparación permite una primera valoración e idea de los resultados obtenidos en este estudio y si recordamos que en la actualidad los costos de los combustibles sostienen una tendencia de ir en aumento, posiblemente el costo nivelado del sistema resulte ser un poco más atractivo frente a aquellos combustibles con los que resulta competitivo.

5.4.3. Evaluación financiera del proyecto.

Sistema OTEC

De acuerdo con las consideraciones enunciadas en los cuadros 4.18 y 4.19, se llevó a cabo la evaluación financiera del sistema OTEC considerando también los parámetros enunciados en el cuadro 5.14. En él, se puede apreciar que la evaluación financiera del sistema OTEC contempla una estructura de deuda y capital del 61.89 % (38 % deuda y 62 % capital propio), valor que es característico del giro de negocio de venta de empresas de venta de agua (ver cuadro F.13). De igual forma, se pueden visualizar los términos de la deuda contratada, en donde la tasa de interés es de 6.82 %, con una comisión por apertura de 0.50 %, a un plazo de 10 años que contempla un periodo constructivo de 5 años (60 meses) del sistema OTEC en donde los intereses son acumulados. De igual manera, la porción financiada con capital propio contempla el mismo periodo constructivo y el aumento de intereses respectivos. Esto hace que la deuda del proyecto crezca en un 18 % más el porcentaje de comisión por apertura (141 millones de dólares) y el capital propio presente un incremento del 26.1 % al inicio de operaciones del sistema (244 millones de dólares). Por su parte, esto provoca que la inversión total del proyecto crezca 23 % (385 millones de dólares).

En las figuras 5.16, 5.17 y 5.18 se muestran distintos resultados de la evaluación financiera del proyecto OTEC. Dichos resultados contemplan el cálculo del costo nivelado de metro cúbico de agua desalada OTEC que asegura el rendimiento de capital enunciado por la tasa de descuento del giro de negocio (9.51 % ver cuadro F.13). Al contemplar esto, la tasa interna de retorno (TIR) resulta ser igual a la tasa de descuento, por lo que el valor presente neto del proyecto resulta ser igual a cero. Esto permite conocer el costo nivelado mínimo necesario que asegura tanto el pago de la deuda, el pago de intereses, como el costo de capital demandado por los inversionistas. En la presente evaluación financiera, este valor resulta ser de 0.20 MXN/ m^3 ;

Planta OTEC de ciclo abierto		
Parámetros Técnicos		
Planta OTEC- Cozumel	Unidades	Valor
Capacidad neta en sitio (año inicial)	MW	13
Generación anual de electricidad	kWh	47,485,595.28
Desalación anual	m ³	3,683,682,871.88
Tarifa GDMTH-Peninsular	USD 2023/kWh	\$0.15
Planta equivalente Generación-T GDMTH	USD 2023	\$7,337,451.12
Deterioro de capacidad, promedio anual	%	0.25 %
Vida útil	años	20
Inversiones		
Total (instantánea)	millones dólares	312.12
Total (Inicio de operación)	millones dólares	385
Costo de mantenimiento (O&M)	millones USD constantes/ Año	0.28
Costo de reparación y reemplazo (R&R) instantánea	millones USD constantes/ Año	0.79
Ahorro anual Planta equivalente Generación-T GDMTH	millones USD constantes/ Año	7.34
Maquinaria y Equipo	%	59.5 %
Obra civil	%	31.5 %
Gastos preoperativos	%	9.1 %
Financiamiento		
Deuda del proyecto	%	38 %
Deuda (instantánea)	millones dólares	119
Deuda (inicio de operación)	millones dólares	141
Tasa de interés	%	6.82 %
Comisión por apertura de deuda	%	0.50 %
Plazo de la deuda	años	10
Periodo constructivo	meses	60
Capital propio del proyecto	%	62 %
Capital propio (instantáneo)	millones dólares	194
Capital propio (inicio de operación)	millones dólares	244
WACC durante construcción (anual)	%	8.49 %

Cuadro 5.14: Parámetros considerados en la evaluación financiera del sistema OTEC.

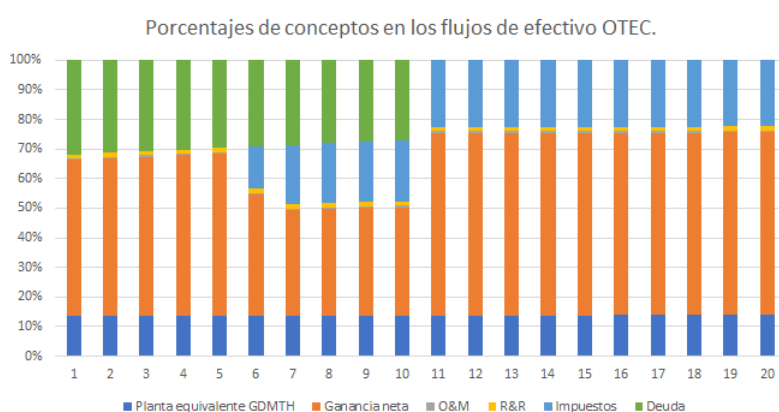


Figura 5.16: Porcentajes de composición de cada concepto en los flujos de efectivo del sistema OTEC.

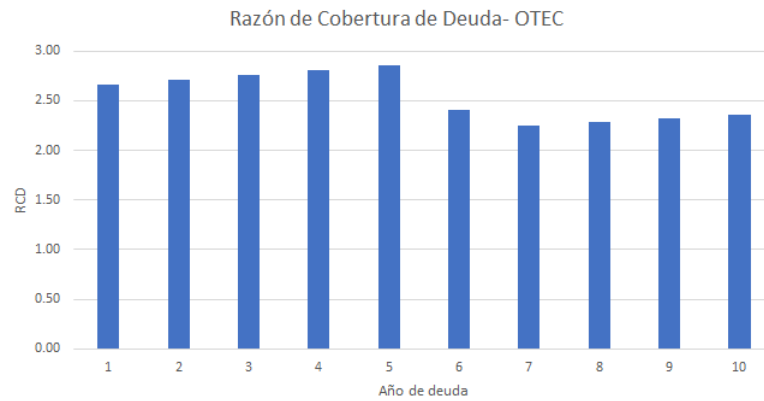


Figura 5.17: Razón de cobertura de deuda del sistema OTEC.

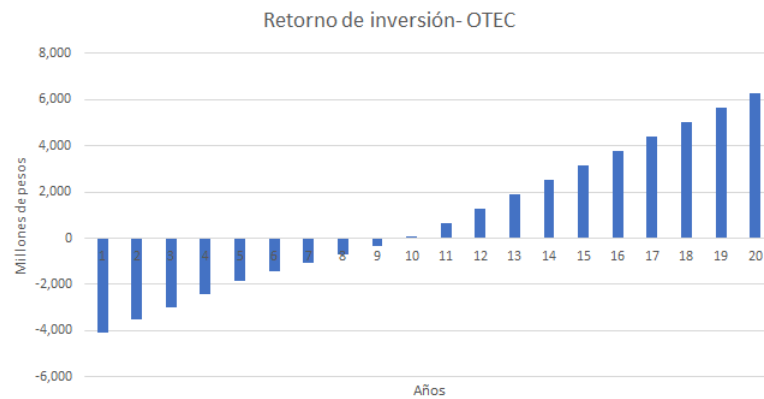


Figura 5.18: Retorno de inversión del capital propio invertido en el sistema OTEC.

valor que es 7 centavos de pesos mexicanos constantes más caro que el costo nivelado calculado con el método simple ($0.156 \text{ MXN}/m^3$, ver cuadro 5.9) contemplando el mismo giro de negocio de venta de agua; sin embargo, la ventaja radica en que la inversión total no debe de ser completamente financiada con capital propio.

Al hacerlo, el riesgo financiero para los inversionistas disminuye debido a que se reduce el monto de capital propio aportado sin arriesgar la ganancia demandada por ellos.

Por otro lado, en la figura 5.16 se pueden apreciar los porcentajes que representan los distintos conceptos que conforman la evaluación financiera del proyecto del total de las ganancias obtenidas por la venta de agua desalada OTEC al costo nivelado calculado. En dichos flujos, se puede apreciar que

en el plazo de la deuda, los flujos destinados a su pago representan cerca del 25 % al 30 % del total de las ganancias. Por su parte, el pago de impuestos no ocurren hasta el sexto año de acuerdo con la ley fiscal considerando el sistema OTEC como fuente de energía renovable, en donde los primeros 5 años de ocurrencia representan del 14 % a poco menos del 20 % del total, mientras que a partir del onceavo año este concepto representa poco más del 20 % de manera sostenida. En cuanto a los conceptos de O&M, R&R y de la planta equivalente de generación de energía, los primeros dos conceptos resultan ser los menores porcentajes de participación, seguidos por la planta de generación de energía. Este último concepto, no representa una erogación de dinero sino al contrario, representa el ingreso derivado de la venta de energía sujeta a la tarifa anteriormente mencionada. Con esto, el porcentaje de ganancias netas resulta ser el mayor en todos los años, llegando a representar poco más del 50 % en 15 de los 20 años evaluados, en donde del sexto al décimo año sostiene sus menores participaciones porcentuales; esto debido a que en estos años coexisten todos los conceptos evaluados.

En la figura 5.17, se puede apreciar que los flujos de efectivo después de impuestos sostienen una liquidez de hasta poco más de 2.5 veces el monto de deuda en los primeros 5 años y del doble en los 5 años restantes. Esto implica que el proyecto OTEC tiene una gran capacidad de cobertura de deuda y por lo tanto resulta ser un proyecto de bajo riesgo ante instituciones financieras que eroguen el préstamo. De igual forma, esto también significa que el proyecto podría contratar un mayor porcentaje de deuda con la posibilidad e seguir sosteniendo solvencia. Al existir esta posibilidad, también sería posible disminuir el costo nivelado de desalación OTEC, sin embargo es importante mencionar que el presente costo nivelado resulta ser significativamente bajo, por lo que su disminución incrementaría su atractivo financiero pero no existiría tal necesidad frente a las tarifas actuales de agua.

Por otro lado, en la figura 5.18 se puede apreciar que el retorno del capital propio invertido en el sistema OTEC ocurre en el año 10.

Sistema de ósmosis inversa

Al igual que en el caso anterior, las consideraciones financieras de evaluación fueron las mismas que las enunciadas en los cuadros 4.18, 4.19 y 5.15. Dichas consideraciones también contemplan los mismos porcentajes de deuda y de capital propio de acuerdo con el giro de negocio de empresas que se dedican a la venta de agua. De forma equivalente, la evaluación financiera sostiene las mismas condiciones, porcentajes y plazo de deuda enunciados en el caso del sistema OTEC de ciclo abierto.

El costo nivelado obtenido al llevar a cabo esta simulación resultó ser de

Planta de Ósmosis Inversa		
Parámetros Técnicos		
Planta Ósmosis Inversa- Cozumel	Unidades	Valor
Capacidad neta en sitio	m ³ /día	700
Capacidad máxima generada (m ³ /día)	m ³ /día	608.18
Desalación anual que será potabilizada	m ³	203,373.27
Consumo anual electricidad	kWh/año	1,667,660.80
Tarifa GDMTH-Peninsular	USD 2023/kWh	0.13
Deterioro de capacidad, promedio anual	%	0.25 %
Vida útil	años	20
Inversiones		
Total (instantánea)	millones dólares	0.41
Total (Inicio de operación)	millones dólares	0.43
Ahorro anual electricidad	USD constantes/ Año	214,003.62
Costo total de mantenimiento (O&M)	USD constantes/ Año	314,784.84
Costo real de mantenimiento (O&M)	USD constantes/ Año	100,781.23
Costo de reparación y reemplazo (R&R) instantánea	USD constantes/ Año	0.00
Maquinaria y Equipo	%	55.0 %
Obra civil	%	30.0 %
Gastos preoperativos	%	15.0 %
Financiamiento		
Deuda del proyecto	%	38 %
Deuda (instantánea)	millones dólares	0.16
Deuda (inicio de operación)	millones dólares	0.16
Tasa de interés	%	6.82 %
Comisión por apertura de deuda	%	0.50 %
Plazo de la deuda	años	10
Periodo constructivo	meses	12
Capital propio del proyecto	%	62 %
Capital propio (instantáneo)	millones dólares	0.25
Capital propio (inicio de operación)	millones dólares	0.26
WACC durante construcción (anual)	%	8.49 %

Cuadro 5.15: Parámetros considerados en la evaluación financiera del sistema de ósmosis inversa.

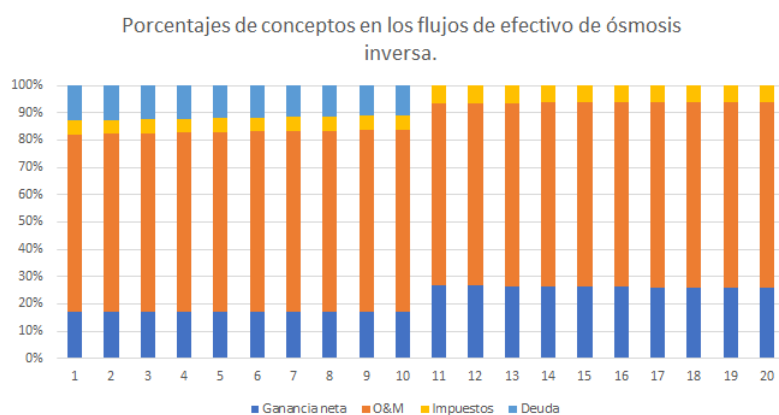


Figura 5.19: Porcentajes de composición de cada concepto en los flujos de efectivo del sistema de ósmosis inversa.

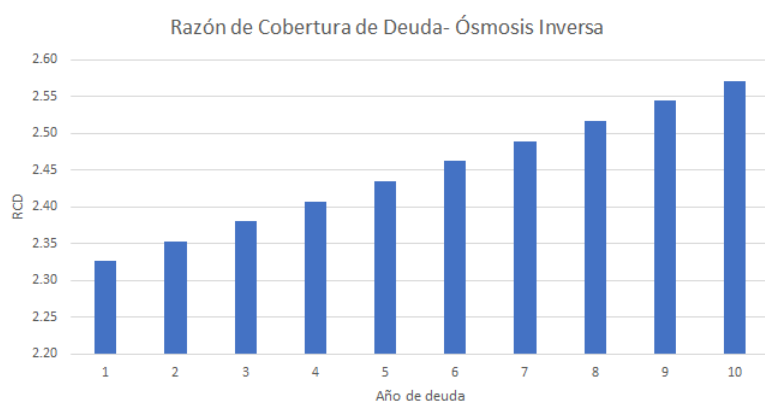


Figura 5.20: Razón de cobertura de deuda del sistema de ósmosis inversa.

14.5 MXN/ m^3 , tarifa que resulta ser un peso mexicano con veinte centavos constantes de 2023 más caro que la tarifa calculada con el método simple (13.27 MXN/ m^3 ver cuadro 5.10).

En la figura 5.19 se pueden apreciar las distribuciones porcentuales de los distintos conceptos contemplados en la evaluación financiera del sistema de ósmosis inversa. En dicha imagen, se puede apreciar que los costos de operación y mantenimiento resulta ser el concepto de mayor relevancia porcentual de poco más del 60 %, seguido por las ganancias netas, mismas que en los primeros 10 años representan cerca del 18 % y del 27 % en el restante de años. Adicional a esto, el porcentaje de deuda representa cerca del 12 % durante el plazo de pago de la deuda y, a diferencia de la evaluación financiera anterior, los impuestos resultan representar cerca del 5 al 6 % de las ganan-

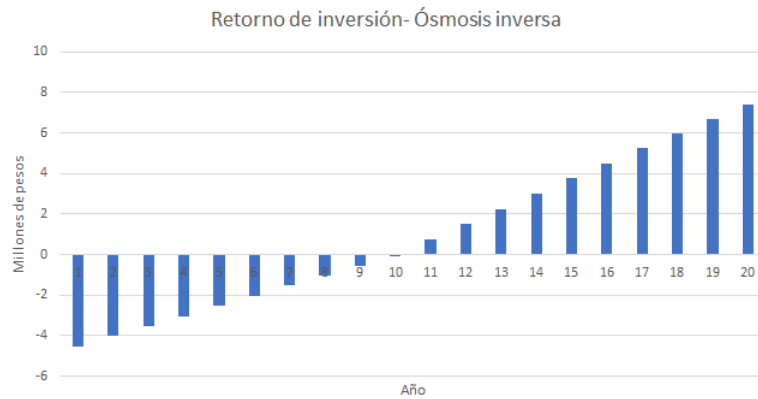


Figura 5.21: Retorno de inversión del capital propio invertido en el sistema de ósmosis inversa.

cias totales. Con todo esto, es posible destacar que los costos de operación y mantenimiento en este caso resultan ser bastante significativos para asegurar la viabilidad financiera de la propuesta del sistema de ósmosis inversa. Por otro lado, la razón de cobertura de deuda del sistema de ósmosis inversa resulta ser igual de considerable que lo ocurrido en la evaluación financiera del sistema OTEC; misma que también resulta ser del doble de los montos de deuda, en donde la razón de cobertura de deuda presenta un incremento anual a lo largo de los meses evaluados desde un valor de 2.33 hasta poco más de 2.55. Con esto, se vuelve evidente que el proyecto podría ser capaz de adquirir un porcentaje de deuda mayor, con lo cual sería posible disminuir el costo nivelado del metro cúbico del agua tratada por este sistema.

En cuanto al retorno de inversión del capital propio, en la figura 5.21 se puede apreciar que en el transcurso del décimo año se logra recuperar el total del capital propio invertido en el sistema, haciendo que el resto de años se obtenga ganancias adicionales a este monto.

Costo nivelado del agua

Al igual que en el caso anterior, la evaluación financiera permite obtener los costos nivelados tanto del agua desalada OTEC, como del agua desalada de uso municipal. En el cuadro 5.16 se pueden apreciar los costos nivelados del agua obtenido en la presente propuesta. Dichos valores, resultan ser ligeramente mayores a los determinados en el cuadro 5.11, sin embargo, siguen sosteniendo el mismo atractivo financiero descrito anteriormente. En el caso del agua desalada OTEC, su costo nivelado sigue siendo sumamente atractivo por lo que replantear el análisis financiero con otros parámetros financieros

Costos nivelados cogeneración- Desalación	
Costo nivelado del agua desalada de no uso municipal 1*	
(\$MXN 2023/ m^3)	\$0.206
Costo nivelado del agua desalada de uso municipal 2*	
(\$MXN 2023/ m^3)	\$14.71
TREMA- real (USA & Mex)	13.78 %
TREMA (%) - nominal (USA)	16.05 %
TREMA (%) - nominal (MEX)	18.33 %

Cuadro 5.16: Costos nivelados de la propuesta de venta de agua contemplando deuda. 1* Estos costos nivelados serían ofrecidos a los hoteles de 4 y 5 estrellas. 2* Estos costos nivelados serían ofrecidos a los hoteles de 3,2 y 1 estrella

de evaluación que resulten en su disminución podrían ser aún más atractivo este valor, sin embargo, se llegaría a la misma conclusión de su atractivo. Por otro lado, la tarifa de agua desalada de uso municipal sigue siendo atractiva ante las tarifas comercial, industrial y domésticas de Cancún, mientras que ante la tarifa de producción de agua de la misma isla de Cozumel resulta no se viable. En el primer caso, el contemplar esquemas financieros que mejoren esta tarifa de agua podrían aplicarse con la finalidad de evaluar la posibilidad de disminuir el costo nivelado a un valor que resulte competitivo con la tarifa de Cozumel, cuestión que podría no llegar a cumplirse dado que el margen de diferencia entre el costo nivelado actual y el objetivo resulta ser considerable.

Sistema termosolar

En el caso del sistema termosolar la evaluación financiera se llevó a cabo en el software de SAM. A diferencia del cálculo simple, el software cuenta con parámetros de referencia financiera característicos de este tipo de proyectos termosolares, por lo que el único parámetro ingresado fue la tasa real de descuento de 13.78 %. El resto de variables contempladas por el software se muestran en el cuadro 5.17. Las desventajas de efectuar la evaluación financiera de esta forma es la incapacidad de hacer que el software contemple la ley fiscal mexicana para lograr calcular la base gravable que permita la deducción de impuestos y por ende los impuestos que este tipo de sistema tendría que pagar año con año. De igual manera, el porcentaje de deuda contemplado en los parámetros del cuadro 5.17 aunque resulta ser muy similar al correspondiente con el giro de negocio de sistemas renovables (58 % ver cuadro F.13) no es el mismo, por lo que los resultados podrían ser ligeramente distintos. Además, otra desventaja de los resultados del software es que no

Sistema Termosolar		
Parámetro	Unidades	Valor
Periodo de análisis	Años	20
Tasa de inflación	%	2.5 %
Porcentaje de deuda	%	60 %
Tasa de deuda	%	4 %
Impuesto sobre la renta	%	28 %
Porcentaje anual de construcción	%	100 %
Tasa de interés en el periodo de construcción	%	3.5

Cuadro 5.17: Parámetros predefinidos en el software SAM para la evaluación financiera del sistema termosolar.

permite visualizar otros parámetros financieros de interés más que el costo nivelado.

Al efectuar el cálculo con el sistema, el costo nivelado de calor resulta ser de $3.20 \text{ MXN}/kWh_t$, mismo que resulta ser 0.45 centavos de pesos mexicanos constantes más caro que el costo nivelado obtenido a través del método simple. Al comparar este precio con los costos nivelados de calor del cuadro 4.17 ($0.82 \text{ MXN}/kWh_t$, $0.83 \text{ MXN}/kWh_t$, $2.82 \text{ MXN}/kWh_t$ y $3.50 \text{ MXN}/kWh_t$), se vuelve evidente que únicamente el sistema termosolar resulta ser competitivo ante el costo nivelado de calor del diésel, mientras que con el resto de tarifas no resultaría competitivo. Sin embargo, es importante recordar que esta evaluación sería adecuada en el caso de contemplar los costos nivelados de calor actualizados al mes de marzo de 2023. Al hacerlo, el sistema podría llegar a resultar competitivo ante los mismos combustibles enunciados en el cálculo simple ó ante un mayor número de tarifas. Además, podría también llegarse a considerar parámetros de financiamiento que busquen disminuir el costo nivelado de calor.

Capítulo 6

Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos en el presente trabajo, se puede concluir que el sistema oceánico-solar es capaz de suministrar el total de la demanda de agua de uso municipal del sector turístico de Cozumel durante 10 meses del año, con excepción de los meses de mayor afluencia turística (septiembre y octubre) en donde únicamente una fracción de la demanda es suministrada (25 % y 23 % respectivamente). Esto debido a que el dimensionamiento del sistema de energía oceánica por gradiente térmico sostiene parámetros de operación y de escala que permiten un mejor desempeño de este sistema. Bajo este esquema operativo, se evaluaron dos configuraciones de evaporador flash en el sistema OTEC, en donde aquella sin la necesidad de reinyección del agua marina superficial no desalada resultó ser la única técnicamente viable por consideraciones normativas. La capacidad instalada de esta configuración para la generación de energía eléctrica resultó ser de 10.7 MW, sin embargo la potencia eléctrica generada sostiene valores que van desde los 3.5 MW hasta los 10.7 MW, sujetos a la demanda de agua del sector hotelero. Adicional a lo anterior, se determinó que únicamente se le puede dar un postratamiento al agua desalada OTEC correspondiente a la demanda de agua de los hoteles de menor tamaño (3,2 y una estrella), mediante el uso de un sistema de ósmosis inversa. Esto debido a que el sistema OTEC no logra generar el total de la demanda de energía eléctrica que este tipo de sistemas requiere para tratar el total del agua desalada. Además, se estipuló que los hoteles de gran escala suelen contar con este tipo de sistemas, por lo que podrían hacerse responsables de este proceso.

De forma similar, el componente termosolar del sistema propuesto fue diseñado para atender el total de la demanda de agua caliente de los hoteles de dos y una estrella, debido a que estas categorías hoteleras son aquellas que suelen sostener inconvenientes en el área disponible para la instalación de este tipo de sistemas. Para su dimensionamiento, se determinó que la

metodología f-chart utilizada subestimó la cantidad de calentadores solares necesarios, por lo que este primer cálculo fue corregido con el análisis paramétrico del software SAM. Al hacer esto, el sistema redimensionado es capaz de suministrar el 70 % tanto del total de la demanda de agua caliente durante la misma porción de meses de cobertura de agua de uso municipal como de la fracción de la demanda durante los meses de septiembre y octubre (28 % y 12 % respectivamente).

Por otro lado, las evaluaciones financieras de cada uno de los componentes del sistema determinaron que resulta ser altamente atractivo en su costo nivelado de agua desalada OTEC, comparado con las tarifas de agua de la zona. Cuestión que sucedió de manera similar con el costo nivelado del agua desalada con postratamiento, mismo que resulta ser económicamente viable frente a las tarifas de agua de Cancún pero más cara comparada con el costo de producción de agua de Cozumel. Cabe señalar que estos costos nivelados están sujetos a precios de venta y de suministro de electricidad nivelados con la tarifa de GDMTH de la región peninsular y que ambas conclusiones se cumplen tanto para el método de cálculo simple del costo nivelado como en el cálculo que contempla un esquema de financiamiento de acuerdo con el giro de negocio de venta de agua. En cuanto al costo nivelado de calor, el sistema termosolar resulta ser viable frente a las tarifas del Diésel y del Gas LP en el cálculo simple, sin embargo al contemplar un esquema de deuda el costo nivelado de calor del sistema propuesto únicamente es competitivo ante el Diésel. Lamentablemente, la evaluación del sistema termosolar sólo puede ser tomada como una aproximación debido a que las tarifas con las que se comparan los resultados de sus evaluaciones financieras no se encuentran actualizados en el tiempo.

Hasta este punto, es importante apuntar que la presente propuesta no contempla un esquema de distribución de los productos evaluados hasta el sitio de consumo, por lo que en el caso de considerarlo sería necesario realizar de nueva cuenta la evaluación financiera. Adicional a esto, es importante mencionar que tanto la planta OTEC de ciclo abierto como la de ósmosis inversa sostienen márgenes de oportunidad financiera, frente a las tarifas locales de agua, que podrían atenuar lo anteriormente expuesto. Lamentablemente, esto no ocurriría con el conjunto de plantas termosolares debido a que, de acuerdo con la comparación de tarifas preliminares, el costo nivelado de calor actualmente ya resulta ser más caro que otras tarifas y el margen existente con el Diésel no es muy amplio.

Por último, se logró determinar que en el caso del sistema OTEC de ciclo abierto, la desalación de agua resulta ser aquel producto que asegura su viabilidad financiera, mientras que la venta de energía eléctrica no logra ser competitiva, en el supuesto de que ambos productos asumieran el total

de la inversión y de sus conceptos de costos de forma individual. Por esta razón, se estipula que el giro de negocio más adecuado para sistemas OTEC de ciclo abierto de pequeña capacidad resulta ser el de venta de agua, a través del cual le es posible lograr viabilidad financiera e incluso asumir las pérdidas monetarias derivadas de la venta de energía eléctrica a precios no competitivos ó iguales a las tarifas locales. Por esta razón, se recomienda el planteamiento inicial de este tipo de tecnología como una fuente desalación de agua más que una fuente de generación de energía renovable al momento de referirse a sistemas de pequeña escala. Al plantearlo de esta forma, este tipo de sistemas podrían adquirir un mayor atractivo de inversión que le permita desarrollarse en un futuro. Al plantearse así, podría ser una realidad la instalación de sistemas de mayor capacidad con el giro de negocio más redituable.

Bibliografía

- [1] CONAGUA and SECTUR, “Programa marco para fomentar acciones para restablecer el balance del ciclo del agua en Cozumel,” Secretaría de Turismo, Comisión Nacional del Agua, Ciudad de México, Tech. Rep., 2018.
- [2] CONAGUA, “Estadísticas del Agua en México,” Comisión Nacional del Agua, Ciudad de México, Tech. Rep., 2018.
- [3] H. Ritchie, “How have the world’s energy sources changed over the last two centuries?” *Our World in Data*, 2021, <https://ourworldindata.org/global-energy-200-years>.
- [4] H. Ritchie and M. Roser, “Which sources does our global energy come from? how much is low-carbon?” *Our World in Data*, 2021, <https://ourworldindata.org/sources-global-energy>.
- [5] M. Roser, “The world’s energy problem,” *Our World in Data*, 2020, <https://ourworldindata.org/worlds-energy-problem>.
- [6] WEC, “World Energy Issues Monitor 2022,” World Energy Council, Tech. Rep., 2022.
- [7] SENER, “Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2022-2036,” Secretaría de Energía, Ciudad de México, Tech. Rep., 2022.
- [8] Coordinación de Asesores del Secretario de Turismo, “Nuestro Turismo: EL GRAN MOTOR DE LA ECONOMÍA NACIONAL,” Secretaría de Turismo, Ciudad de México, Tech. Rep., 2018.
- [9] D. P. Barrientos, C. González, and N. S. Hernández, “México Sostenible Estrategia de Turismo 2030,” Secretaría de Turismo, Ciudad de México, Tech. Rep., 2020.
- [10] SECTUR, “3-Informe de Labores Turismo 2020-2021,” Secretaría de Turismo, Ciudad de México, Tech. Rep., 2021.

- [11] SEDETUR, “Indicadores turísticos enero - diciembre 2019,2020,2021,2022,” Secretaría de Turismo del Estado de Quintana Roo, Quintana Roo, Tech. Rep., 2023.
- [12] OES, “White paper ocean thermal energy conversion otec,” Ocean Energy Systems, Tech. Rep., 2021.
- [13] W. Avery and C. Wu, *Renewable Energy from the ocean a guide to OTEC*. New York: Oxford University Press, 1994.
- [14] Anónimo, “Ocean thermal energy conversion (otec),” [Online], Mayo 2023, <https://www.makai.com/renewable-energy/otec/>.
- [15] —, “Energía por gradientes térmicos,” [Online], Mayo 2023, <https://www.cemieoceanico.mx/energia-gradientes-termicos.html>.
- [16] L. Vega, “First generation 50 mw otec plantship for the production of electricity and desalinated water,” *Offshore Tecnology Conference*, 2010.
- [17] M. S.-D. Werner Weiss, “Solar heat worldwide,” Solar Heating and Cooling Programme International Energy Agency, Tech. Rep., 2021.
- [18] R. T. Ignacio Sánchez, “Calor solar para procesos industriales,” Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, Tech. Rep., 2020.
- [19] O. G. Valladares, *Sistemas de Calentamiento Solar de Agua*. Universidad Nacional Autónoma de México, 2020.
- [20] L. F. González, “Ingeniería financiera aplicada a la industria de la energía,” [Curso], junio 2023.
- [21] INEGI, “Índice nacional de precios al consumidor y sus componentes,” [Online], Julio 2023, <https://www.inegi.org.mx/temas/inpc>.
- [22] U. S. D. of Labor, “Consumer price index,” [Online], Julio 2023, <https://www.bls.gov/cpi/>.
- [23] U. B. of Labor Statistics, “Producer price index by industry: Turbine and turbine generator set units manufacturing [pcu333611333611],” [Online], Julio 2023, <https://fred.stlouisfed.org/series/PCU333611333611>.
- [24] —, “Producer price index by industry: Other miscellaneous chemical product manufacturing: Water treating compounds [pcu325998325998a],” [Online], Julio 2023, <https://fred.stlouisfed.org/series/PCU325998325998A>.

- [25] A. Damodaran, “Levered and unlevered betas by industry,” [Online], Julio 2023, https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html.
- [26] G. Maps, “Hoteles en cozumel,” [Online], Julio 2023, <https://www.google.com/maps/search/Hoteles/@20,4555788,-86,9558568,41758m/data=!3m1!1e3!4m7!2m6!3m5!2sCozumel!3s0x8f4ef8efb0d193270x342ebcae5c018bfc!4m2!1d-86,9223432!2d20,4229839?entry=ttu>.
- [27] H. Ritchie, M. Roser, and P. Rosado, “Energy,” *Our World in Data*, 2022, <https://ourworldindata.org/energy>.
- [28] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons, 2020.
- [29] CONUEE, “Requisitos mínimos y metodología de evaluación de sistemas de calentamiento solar de agua para hoteles,” Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, Tech. Rep., 2014.
- [30] M. A. C. Orozco, “Parámetros de diseño y consideraciones en sistemas termosolares,” [Consultoría], Febrero 2023.
- [31] N. N. Lebea, B. F. Mokgadi, and M. T. Oranso, “Fouling, performance and cost analysis of membrane-based water desalination technologies: A critical review.” *Journal of Environmental Management*, 2022.
- [32] ANES, SENER, and CONUEE, “Energía solar térmica para procesos industriales en México, estudio base de mercado,” Asociación Nacional de Energía Solar, Secretaría de Energía, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, Tech. Rep., 2018.
- [33] J. Langer, J. Quist, and K. Blok, “Recent progress in the economics of ocean thermal energy conversion: Critical review and research agenda,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020.
- [34] BANXICO, “Tipos de cambio diarios - (cf102),” [Online], Julio 2023, <https://www.banxico.org.mx/>.
- [35] H. Ritchie and M. Roser, “Clean water and sanitation,” *Our World in Data*, 2021, <https://ourworldindata.org/clean-water-sanitation>.
- [36] CPT, “Guía turística de Cozumel,” Consejo de Promoción Turística de Quintana Roo, Quintana Roo, Tech. Rep., 2021.

- [37] Anónimo, “¿qué es una smart island?” [Online], Mayo 2023, <https://www.diariodeibiza.es/ibiza/2020/01/31/smart-island-29585609.html>.
- [38] G. A. Bernardoni C., Binotti M., “Techno-economic analysis of closed otec cycles for power generation,” *Renewable Energy*, 2019.
- [39] Y. Çengel, *TERMODINAMICA*. McGraw-Hill Interamericana de España S.L., 2019.
- [40] J. M. C. Yunus A. Cengel, *Mecánica de Fluidos Fundamentos y aplicaciones*. Santa Fe, Ciudad de México, México: Mc Graw Hill, 2018.
- [41] D. Tschopp, “Large-scale solar thermal systems in leading countries: A review and comparative study of denmark, china, germany and austria,” *Applied Energy*, 2020.
- [42] ANES, “La energía solar térmica tiene una larga historia en méxico,” [Online], junio 2023, <https://www.instagram.com/p/CtAaF8guCGG/>.
- [43] A. C. Reyes, “Análisis tecnico-económico de indicadores financieros aplicables a sistemas energéticos,” [Curso], Diciembre 2021.
- [44] INEGI, “Producto interno bruto,” [Online], Febrero 2022, <http://cuentame.inegi.org.mx/economia/pib.aspx?tema=e%20datos%20al%202020>.
- [45] I. H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin, and V. Lemort, “Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library coolprop,” *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 53, no. 6, pp. 2498–2508, 2014. [Online]. Available: <http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/ie4033999>
- [46] IAPWS, “Iapws,” [Online], Mayo 2023, <http://www.iapws.org/index.html>.
- [47] A. S. Kim, H.-J. Kim, H.-S. Lee, and S. Cha, “Dual-use open cycle ocean thermal energy conversion (oc-otec) using multiple condensers for adjustable power generation and seawater desalination,” *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 344–358, 2016.
- [48] M. B. Francisco, *Estudio Técnico y Económico de una Planta OTEC y sus usos secundarios en México*. Universidad Nacional Autónoma de México, 2016.

- [49] C. A. Estela, T. C. Jessica Guadalupe, R. M. Víctor Manuel, and D. A. Amaro, “Informe técnico de las características técnicas de los componentes del prototipo otec-cc-mx-1kwe,” 2019.
- [50] A. Queré, “Introducción al laboratorio de química analítica experimental.” [Online], Julio 2023.
- [51] M. S. Youssef P.G., AL-Dadah R.K., “Análisis comparativo entre tecnologías de desalación.” *School of Mechanical Engineering, University of Birmingham, Edgbaston, Birmingham*, 2014.
- [52] NORMEX, “Certificación mexicana para sistemas solares para calentamiento de agua nmx-es-001 de colector solar,” [Online], Enero 2023, <https://modulosolar.com/mx/wp-content/uploads/2020/08/Certificado-020-NMX-001-MS-2.5-BLUE-UE.pdf>.
- [53] M. Solar, “Fichas técnicas,” [Online], Enero 2023, <https://modulosolar.com/mx/documentacion>.
- [54] C. Christensen, J. Maguire, J. Burch, and N. DiOrío, “Simplified solar water heater simulation using a multi-mode tank model,” [Online], Julio 2014, <https://sam.nrel.gov/solar-water-heating>.
- [55] Erica, “Aislamiento termico, conductividad, calor especifico, transferencia de calor,” [Online], Julio 2023, <http://www.ERICA.es/aislamiento-termico/>.
- [56] L. A. Vega, “Ocean thermal energy conversion,” *Hawaii Natural Energy Institute, School of Ocean And Earth Science And Technology, University of Hawaii at Manoa, Honolulu, HI, USA.*, 2012.
- [57] CONAGUA, “Situación del subsector agua potable, alcantarillado y saneamiento,” Comisión Nacional del Agua, Tech. Rep., 2022.
- [58] ONU, “Los 17 objetivos de desarrollo sostenible,” [Online], 03 2022, <http://sdgs.un.org/es/goals>.

Apéndice A

Agua

A.1. Claves de los subusos consuntivos contemplados por el REPDA

Clave	Rubro de clasificación del REPDA	Vol. Concesionado (hm^3)
A	Agrícola (Incrito + pendiente)	59,621
B	Agroindustrial	3.81
C	Doméstico	38
D	Acuacultura	1,159
E	Servicios	1,600
F1	Industrial	2,663
F2	Termoeléctricas	4,147
G	Pecuario	218
H	Público Urbano	12,591
I	Múltiples	5,800
J	Comercio	0.08
K	Otros	0.59
	Subtotal consuntivo	87,842
L	Hidroeléctricas	183,066
N	Conservación Ecológica	9.46
	Subtotal no consuntivo	183,076
	Total	270,917

Cuadro A.1: Claves de los subusos consuntivos contemplados por el REPDA. Se añaden las claves arbitrarias F1 y F2, como componentes de la clave REPDA F Industria. Estas dos claves arbitrarias permiten distinguir entre la generación de electricidad consuntiva (por centrales térmicas) de la no consuntiva (por hidroelectricidad)[2].

A.2. Mapas de gestión administrativa



Figura A.1: Regiones Hidrológicas, 2017 [2].



Figura A.2: Delimitación de acuíferos, 2017 [2].

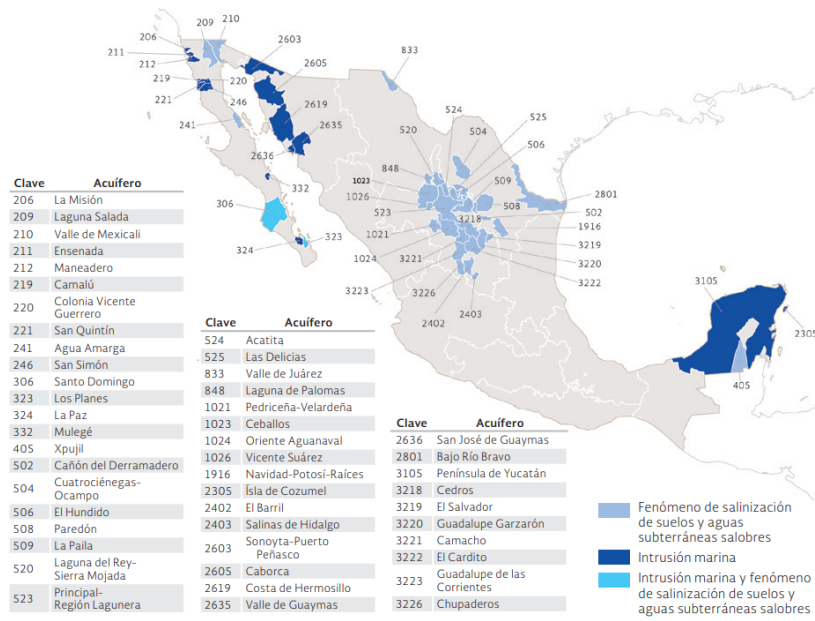


Figura A.3: Condición de los acuíferos, 2016 [2].

A.3. Mapas de usos de agua.

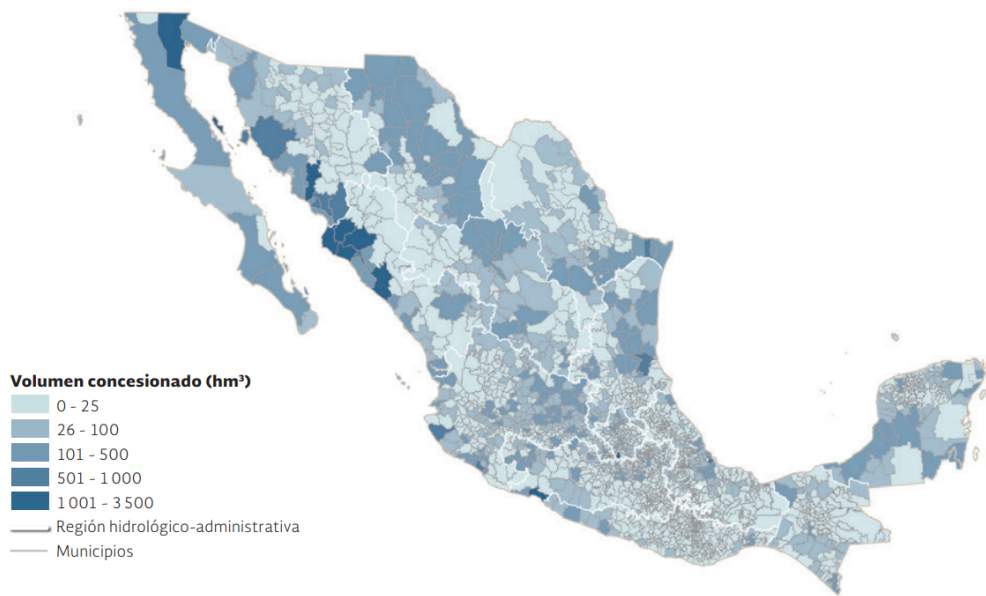


Figura A.4: Usos consuntivos por municipio, 2017 [2].

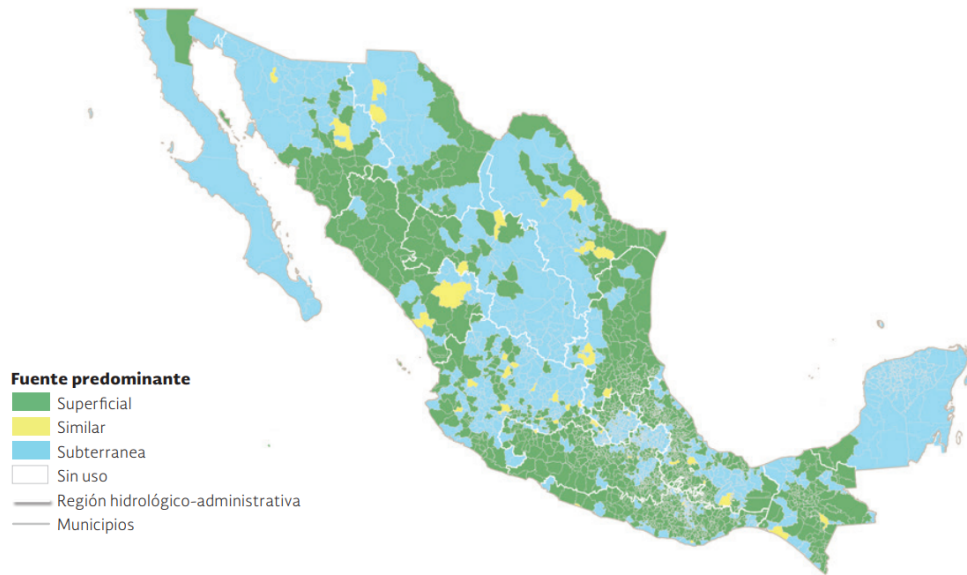


Figura A.5: Fuente predominante para usos consuntivos por municipio, 2017 [2].

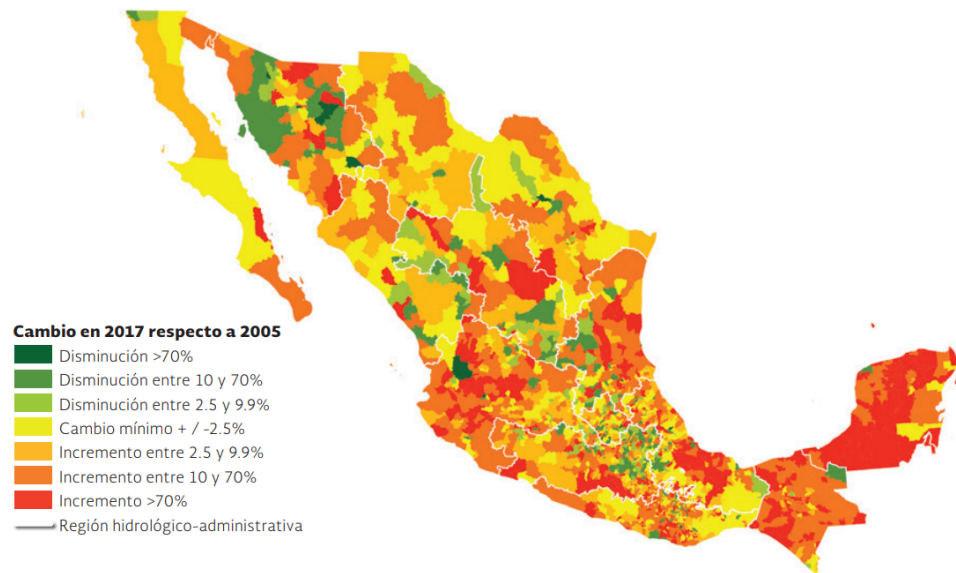


Figura A.6: Cambio de usos consuntivos por municipio 2005-2017 [2].

Apéndice B

Energía

B.1. Mapas de energía

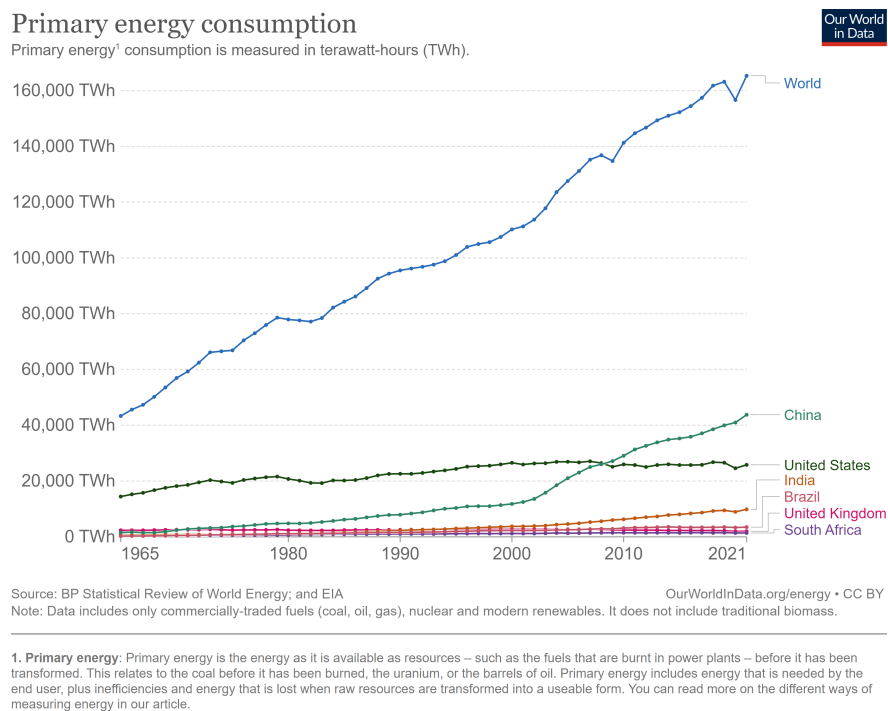
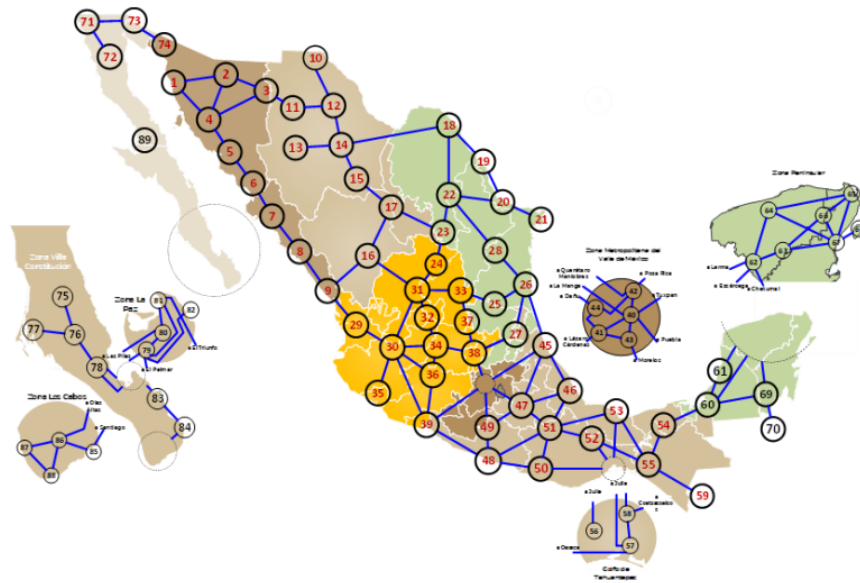


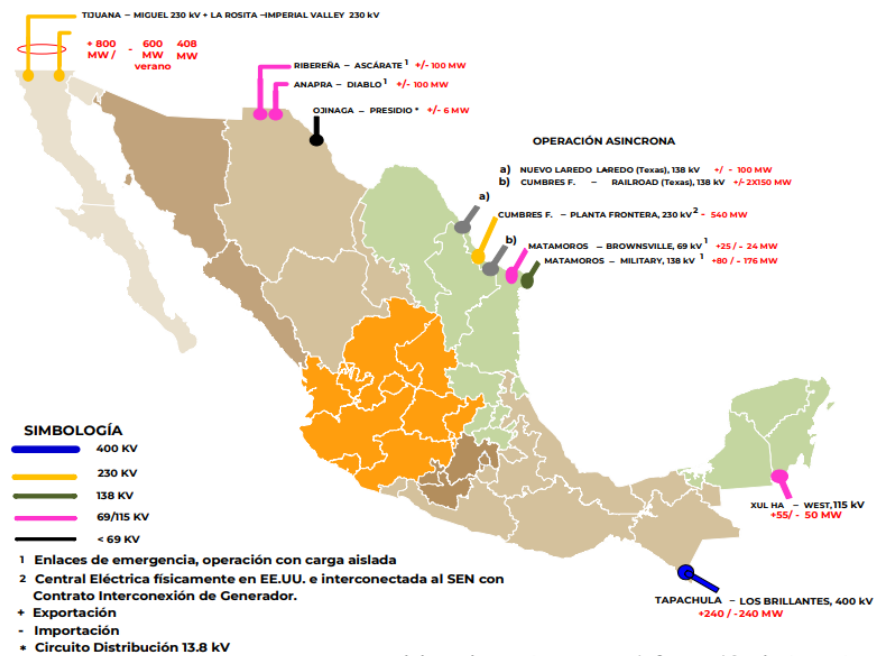
Figura B.1: Consumo de energía primaria en el mundo 2021 [27].

B.2. Infraestructura del SEN



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Figura B.2: Enlaces entre regiones de control 2021 [7].



FUENTE: Elaborado por SENER con información de CENACE

Figura B.3: Capacidad de las interconexiones internacionales 2021 [7].

Nivel de tensión	Longitud (km) 2021
Transmisión 161 a 400 kV	56,342
400 kV	26,098
230 kV	29,723
161 kV	520.97
Transmisión 69 a 138 kV	54,207
138 kV	1,620
115 kV	48,496
85 kV	1,755.99
69 kV	2,335
Total	11,549

Cuadro B.1: Infraestructura de líneas de transmisión por nivel de tensión 2021 [7].

Infraestructura de Distribución	2021
Cantidad de Circuitos Media Tensión	12,114
Longitud de líneas de media tensión en distribución (km) 2.4 a 34 kV	542,129
Longitud de líneas de baja tensión en distribución (km) menor a 2.4 kv	335,920
Capacidad Instalada en redes de distribución (MVA)	57,994
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1,583,932

Cuadro B.2: Infraestructura de subestaciones eléctricas de la RNT y RGD 2021 [7].

Tecnología	2019	2020 ^a	2021 ^f
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,614
Geotermoeléctrica	899	951	976
Eoloeléctrica	6,050	6,504	6,977
Fotovoltaica	3,646	5,149	5,955
Bioenergía ^b	375	378	378
Suma Limpia Renovable	23,582	25,594	26,899
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente ^e	1,710	2,305	2,305
Suma Limpia No Renovable	3,318	3,913	3,913
Total de Capacidad de Energía Limpia	26,900	29,506	30,812
por ciento	34.29	35.50	35.76
Ciclo Combinado	30,402	31,948	33,640
Térmica Convencional ^c	11,831	11,809	11,793
Turbogás ^d	2,960	3,545	3,744
Combustión Interna	891	850	701
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463
Total	78,447	83,121	86,153

Cuadro B.3: a Capacidad instalada (MW) de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2020. b Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos c Incluye Lecho Fluidizado d Incluye plantas móviles e Con base a la información del 21-mar-2021, se modificaron las Centrales Eléctricas de cogeneración que tienen Certificado de Energía Limpiaa Cogeneración Eficiente. f Capacidad instalada de la CFE y del resto de los permisionarios, al 31 de diciembre de 2021

Fuente de Energía	2018	2019	2020	2021
Renovables Total	54,934.88	57,220.82	69,136.63	81,825.43
Limpias No Renovables	15,628.55	14,262.57	15,163.14	15,024.64
Limpias Total	70,563.43	71,483.39	84,299.77	96,850.07
Porcentaje	22.5 %	22.2 %	26.6 %	29.55 %
Convencionales Fósiles	243,414.81	250,101.03	232,968.74	231,747.91
Porcentaje	77.5 %	77.8 %	73.4 %	70.5 %
Total	313,978.24	321,584.42	317,268.51	328,597.98

Cuadro B.4: Evolución histórica de la generación de energía eléctrica 2018-2021 (GWh).

Apéndice C

Turismo

C.1. Conceptos de turismo

En este apartado se enuncian algunas definiciones relacionadas al léxico alrededor del turismo que son de utilidad para tener en claro términos utilizados en el medio:

- **Turismo:** Refiere al conjunto de actividades que son realizadas por las personas al momento de visitar lugares distintos a su entorno habitual durante un periodo menor a un año y que no están relacionadas con alguna actividad que refleje alguna remuneración dentro del lugar visitado[8].
- **Turista:** Se le denomina así a aquella persona que realiza un viaje a un lugar distinto a su lugar de residencia con una duración mínima de una pernocta o una estancia máxima menor a un año[8].
- **Turista nacional:** Aquel turista que viaja dentro del país en el que vive [8].
- **Turista internacional:** Es aquel turista que viaja a un país diferente al de residencia[8].
- **Turista internacional fronterizo:** Aquel turista internacional que permanece a no más de 20 kilómetros de la frontera entre el país que visita y el de su origen.
- **Turista internacional de internación:** Refiere a los turistas que superan la distancia de 20 kilómetros de la frontera entre el país que visitan y el suyo[8].

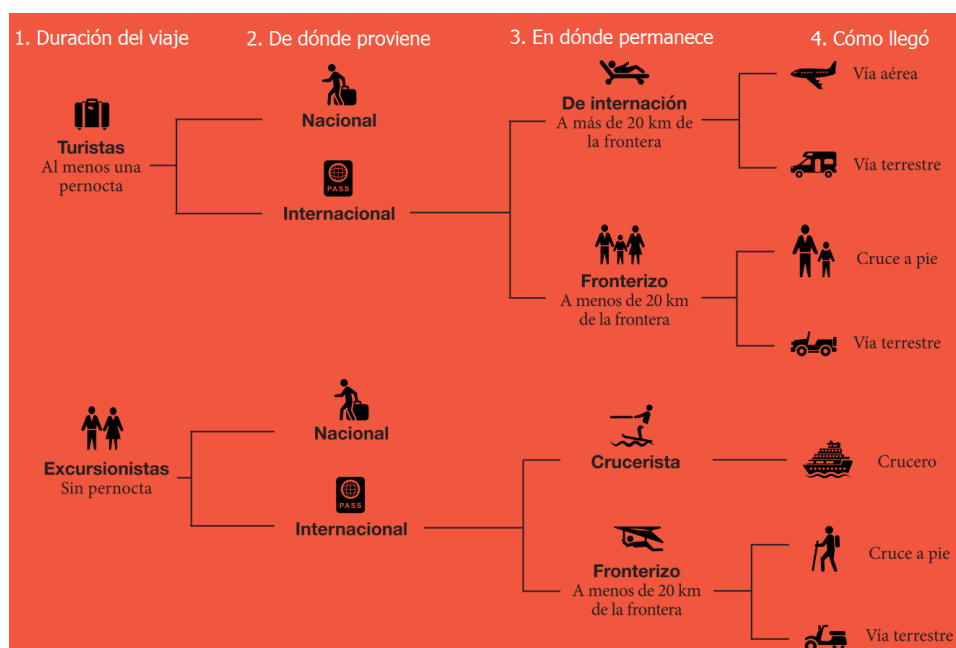


Figura C.1: Esquema de conceptos de turismo [8].

- **Excursionista:** Se le denomina así a una persona que realiza un viaje con una duración menor a un día sin pernocta[8].
- **Excursionista nacional:** Aquel excursionista que visita un lugar dentro de su país de origen[8].
- **Excursionista internacional:** Aquel excursionista que visita un lugar dentro de un país distinto al suyo[8].
- **Excursionista fronterizo:** Son personas excursionistas que no permanecen a no más de 20 kilómetros de la frontera[8].
- **Excursionista crucerista:** Se le denomina con esta clasificación a los excursionistas que viajan en cruceros y que visitan algún lugar cercano al puerto de encalle [8].
- **Visitantes:** Se componen por la suma de turistas y excursionistas que recibe un destino [8].

Para una mejor concepción de esta terminología, en la figura C.1 se puede apreciar su interrelación.

C.2. Sostenibilidad turística.

De forma transversal a los problemas descritos anteriormente, la sostenibilidad se presenta como una necesidad que debe de ser adaptada a lo largo de todo este sector, ya que incluso forma parte de la solución que requiere el turismo en México. De hecho, para entrar en contexto de esta necesidad hay que señalar que en 2019 México ocupó el puesto 108 en sostenibilidad turística, a pesar de ser el quinto país más megadiverso del mundo, el segundo en uso efectivo de los recursos naturales y con una gran riqueza cultural [9]. Es por esto por lo que los retos en materia de sostenibilidad dentro de los destinos turísticos son enormes, dado que también se ha normalizado la convivencia de paraísos turísticos con zonas de alta marginación y profundas carencias sociales, como son: la deficiencia en el abasto de agua potable, el saneamiento y tratamiento de aguas residuales, la gestión de residuos, la conectividad, así como la falta de planeación en la movilidad urbana, aunado a la depredación de suelos y reservas territoriales, particularmente en los territorios de los pueblos indígenas y las comunidades locales como se enunció anteriormente.

C.3. Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en turismo.

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) junto con 169 metas forman parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. La cual, fue adoptada por los Estados Miembros de las Naciones Unidas en 2015, por lo que desde el 1 de enero de 2016, rigen los esfuerzos de los países para lograr un mundo sostenible en el año 2030. Esta agenda gira entorno a los ODS, que reconocen que el fin de la pobreza y otras privaciones deben de ir de la mano de estrategias destinadas a mejorar la salud y la educación, reducir la desigualdad y estimular el crecimiento económico, todo ello sin dejar de abordar el cambio climático ni disminuir las necesidades de preservación de los océanos y bosques [58].

En cuanto a turismo, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) reconoce la importancia de este sector en el cumplimiento de los ODS, destacando su aportación en los objetivos 3, 4, 5, 8, 10, 12, 13, 14, 15 y 17; y, de manera específica, con la meta 8.9 [9].

- **Salud y bienestar (ODS 3)[58]:** Se busca lograr una cobertura universal de salud al tomar en cuenta la ampliación de las desigualdades económicas y sociales entre distintos países, las amenazas para el clima

y el medio ambiente hacia y desde el sector salud, contempla el rápido proceso de urbanización, la constante lucha contra el VIH junto con otras enfermedades infecciosas y nuevos problemas de salud, así como enfermedades no transmisibles y la resistencia a los antimicrobianos. Para esto, es necesario contemplar un enfoque multisectorial basado en los derechos con perspectiva de género para abordar las desigualdades y asegurar una buena salud para todo ser humano.

- **Educación de calidad (ODS 4)[58]:** Tiene el fin de buscar asegurar que todas las niñas y los niños puedan completar su educación básica de primaria y secundaria de manera gratuita para 2030; así mismo, también se busca que la formación técnica sea asequible y de acceso igualitario buscando eliminar las disparidades de género e ingresos que hoy en día existen; y por último se busca lograr el acceso universal a la educación superior de calidad.
- **Igualdad de género (ODS 5)[58]:** Busca otorgarle a la mujer derechos igualitarios en el acceso a recursos económicos, así como garantizar el acceso universal a salud reproductiva y sexual. También busca erradicar las desigualdades que aún existen en los derechos laborales, la violencia y explotación sexual, la división desigual del trabajo no remunerado y la discriminación/desaprobación en el ámbito público.
- **Trabajo decente y crecimiento económico (ODS 8)[58]:** Busca lograr el empleo pleno, productivo y decente para todos los hombres y mujeres para 2030. Para esto, plantea la necesidad de erradicar los trabajos forzosos, el tráfico humano y la esclavitud al fomentar políticas públicas que estimulen la creación de empleo, estimulen el espíritu empresarial que permitan el crecimiento económico sostenible mediante el aumento de la innovación y de los niveles de productividad.
- **Reducción de las desigualdades (ODS 10)[58]:** Sostiene la problemática sobre el aumento en la disparidad de ingresos entre sectores de la población con mayores y menores ingresos. Es por ello por lo que anuncia la necesidad de adoptar políticas sólidas que empoderen a las personas de bajos ingresos y que promuevan la inclusión económica de todos y todas sin importar su género, etnia, o raza. De igual manera reitera en la necesidad de mejorar la regulación y el control de los mercados y las instituciones financieras, fomentar la inversión extranjera directa y la asistencia para el desarrollo en las regiones que más o requieran

C.3. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS) EN TURISMO.221

- **Producción y consumo responsables (ODS 12)[58]:** Aborda la urgencia de reducir la huella ecológica de los medios de producción de bienes y recursos. Esto implica que es necesario gestionar de manera eficiente los recursos naturales compartidos y la forma en que se eliminan los desechos tóxicos y contaminantes, así como la importancia de reciclar y reducir los desechos de los medios de producción contemplando patrones sostenibles de consumo para 2030 como por ejemplo el disminuir el desperdicio per cápita de alimentos en cadenas de producción para que sean más eficientes.
- **Acción por el clima (ODS 13)[58]:** Este objetivo tiene el propósito de atender los impactos relacionados a efectos del cambio climático y su prevención. Este objetivo busca movilizar capital anualmente hasta 2020 con el propósito de abordar las necesidades de los países en desarrollo para mejorar su adaptación al cambio climático, inviertan en el desarrollo de bajo carbono, integren medidas de reducción de riesgos de desastres naturales en políticas y estrategias nacionales.
- **Vida submarina (ODS 14)[58]:** Este objetivo reitera la enorme importancia de los océanos por lo que se evoca a proteger y ordenar de manera sostenible los ecosistemas marinos y costeros de la contaminación terrestre mediante un marco que será generado, así como la atención en los problemas de acidificación de los océanos y la importancia de la conservación y uso sostenible de los recursos oceánicos.
- **Vida de ecosistemas terrestres (ODS 15)[58]:** Enuncia la enorme dependencia sobre la tierra que tiene la humanidad para sustentarse y subsistir. Es por esto por lo que es necesario adquirir medidas urgentes respecto a la reducción de pérdida de hábitats naturales y biodiversidad, apoyar la mitigación y adaptación al cambio climático, apoyar la paz y seguridad, así como la recurrente necesidad de seguridad alimentaria y del acceso al agua a nivel mundial.
- **Alianza para lograr los objetivos (ODS 17)[58]:** Reitera la importancia de adquirir un compromiso decidido a concretar alianzas mundiales y de cooperación para el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible. Para esto menciona que es importante mejorar el acceso a la tecnología y los conocimientos que fomenten el cambio de ideas y se propicie la innovación; también enuncia la necesidad de promover el comercio internacional que permita mejores condiciones para países en desarrollo con la finalidad de lograr un sistema de comercio universal

equitativo, basado en reglas más justas, abiertas y que aseguren un beneficio para todos.

C.4. Turismo ante el cambio climático.

El sector turístico está íntegramente relacionado con impactos directos al medioambiente que ayudan a desarrollar el cambio climático aún más. Las principales contribuciones que tiene este sector yacen en la huellas de carbono, hídrica, así como en la pérdida de biodiversidad en los destinos turísticos y sus áreas de influencia [9].

Comenzando con la huella de carbono asociada al turismo, se ha detectado que la magnitud de esta huella es alta, ya que se estima que las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) relacionadas al turismo equivalen al 8% del total a nivel global. Esto se debe principalmente a las importaciones de alimentos de otros países para satisfacer la demanda, a lo que también se suman las emisiones resultantes de toda la energía requerida para hacer funcionar la infraestructura turística y, finalmente, todos los gases de efecto invernadero generados por el mal manejo de los residuos al final del ciclo de vida de los productos e insumos requeridos en el sector [9].

Del mismo modo, el turismo convencional ha provocado la rápida degradación ambiental y la desaparición de ecosistemas. Esto es de gran importancia y preocupación debido a que se estima que una tercera parte del cambio climático es el resultado de la pérdida de la biodiversidad a nivel mundial. Además, si recordamos que el mayor atractivo del sector turístico en México y en el mundo se concentra en la posibilidad de disfrutar lugares que estén en mayor contacto con la naturaleza para poder disfrutar de las comodidades y belleza de estos sitios; podemos entonces asumir que el cambio climático genera impactos tanto de corto plazo como son las sequías, las inundaciones, el blanqueamiento o muerte de los arrecifes de coral, los deslaves, el incremento en los fenómenos hidrometeorológicos, las enfermedades causadas por virus y la multiplicación de vectores, entre otras. Y de largo plazo, con el derretimiento de los glaciares en los polos del planeta y la inminente subida del nivel del mar. Es por esto por lo que es indispensable orientar y adaptar ante el cambio climático al sector turístico cercano y futuro. Asegurando que el turismo integre la conservación, el uso y manejo sustentable de la biodiversidad para que sea sostenible en el futuro [9].

C.4.1. Oportunidad.

Si bien es cierto que la pandemia por COVID-19 ha sacudido a la economía global, a la economía mexicana y por ende al sector turístico, también es cierto que esta crisis y los tiempos venideros pueden ser aprovechados como una brecha de cambio para transformar el turismo en México por uno que sea replanteado con un enfoque saludable, socialmente inclusivo, económicamente justo, con pertenencia intelectual y sobre todo, con respeto hacia la naturaleza. De hacerlo así, los consumidores y proveedores de la cadena turística pueden ser orientados hacia el camino de la sostenibilidad y la lucha contra el cambio climático. Con esto sería posible también integrar a otros sectores productivos que trabajan por separado pero que, a la vez, son parte de la cadena de valor turística [9].

C.4.2. Turismo sostenible en territorio nacional.

En la actualidad del gobierno de México reconoce la urgente necesidad que existe en la zonas turísticas del país ante el cambio climático y a las diversas problemáticas individuales que caracterizan al turismo mexicano. Como se explicó anteriormente, la necesidad de hacer frente a tales condiciones conecta de manera directa el desarrollo turístico del país con los 17 Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030. En estas circunstancias el turismo sostenible constituye la punta de lanza en el esfuerzo por contribuir a su realización. Sin embargo, entender este último concepto es crucial para poder dirigir los esfuerzos correctamente[9].

La OMT postuló en 1993 que el turismo sostenible “atiende a las necesidades de los turistas actuales y de las regiones receptoras y, al mismo tiempo, protege y fomenta las oportunidades para el futuro. Se concibe como una vía hacia la gestión de todos los recursos de forma que puedan satisfacerse las necesidades económicas, sociales y estéticas, respetando al mismo tiempo la integridad cultural, los procesos ecológicos esenciales, la diversidad biológica y los sistemas que sostienen la vida”[9].

Para fines prácticos la SECTUR lo sintetiza como aquel turismo “enfocado a lograr la inclusión social, la justicia económica, la conservación del patrimonio biocultural y la regeneración de la naturaleza”[9].

Teniendo esta definición en cuenta, el gobierno de México puso en marcha la estrategia de *México Renace sostenible* para afrontar estos retos en materia de sostenibilidad en el sector turístico [10].

C.4.3. Estrategia México renace sostenible

Con esta estrategia se promueven circuitos turísticos de armonía con la naturaleza, encaminados a impulsar y desarrollar acciones que en diversas partes del país se están ejecutando para el cumplimiento de los 17 ODS. Así mismo, esta estrategia esta diseñada con un modelo dirigido a integrar a las comunidades, pueblos y ciudades en el que la población local es la principal beneficiaria de las bondades que genera el turismo, sin que tengan que modificar su identidad biocultural; ya que se busca compartir ésta con el visitante para hacerlo partícipe de experiencias sostenibles [10].

Dicha estrategia está conformada por distintos proyectos y programas que se encuentran alineados con los objetivos de desarrollo sostenible. De entre estos, cuatro están relacionados con el turismo en específico:

- **ADAPTUR**, Adaptación al Cambio Climático basado en Ecosistemas con Enfoque al Sector Turístico:[10].
- **KUXATUR**, Integración de Criterios de la Conservación de la Biodiversidad en el Sector Turístico de México con Énfasis en Ecosistemas Ricos en Biodiversidad:[10].
- **FORESSTUR**, Fortalecimiento de Comunidades Forestales con Proyectos de Turismo Sostenible: [10].
- Tlaltocan de Sustentabilidad Turística:

Este último proyecto ha sido crucial para establecer la “Estrategia de Turismo Sostenible 2030” del gobierno de México, misma que es un ejercicio de innovación colaborativa entre organizaciones de la sociedad civil, pueblos indígenas, comunidades locales, empresas, gobierno, academia, organismos internacionales, en la que se han sumado a 130 organizaciones, todas con la visión compartida de transitar hacia un turismo socialmente incluyente, económicamente justo y ambientalmente responsable [10].

C.4.4. Estrategia de turismo sostenible 2030 ante el agua y energía.

Como ya se mencionó en el apartado anterior, esta estrategia busca solventar y comprender las vulnerabilidades que presenta el turismo a corto y mediano plazo; de esta forma busca transformar y reactivar económicamente al turismo con un enfoque sostenible. En este sentido, la estrategia propone en su séptimo eje de acción “Facilitar una inclusión turística integral” que

dentro de su cuarta actividad prioritaria que busca “Impulsar la movilidad sostenible y el concepto Turismo cero emisiones” se contemplan tres líneas prioritarias relacionadas con el agua y la energía dentro de los destinos turísticos, las cuales son:

- a **Incorporar criterios del ciclo de vida del agua:** captación de agua, uso eficiente del recurso, tratamiento de aguas residuales y análisis de la huella hídrica.
- b **Implementar tecnología de baja, mediana y alta escala para lograr autosuficiencia energética en los destinos turísticos,** buscando reducir el consumo energético mediante procesos de eficiencia e implementar el uso de energías renovables.
- c **Fomentar las edificaciones turísticas sustentables,** que cuenten con mejores prácticas ambientales en temas de edificación turística, eficiencia energética, energías renovables y resiliencia.

Con esto en cuenta, se vuelve evidente el nicho de oportunidad/necesidad que existe en el sector turístico ante alternativas que resuelvan los objetivos y necesidades energéticos e hídricos en destinos turísticos.

C.4.5. Alineación con el marco normativo y política nacional.

En relación con la política turística, la Ley General de Turismo, en su artículo 2, menciona que se deberán establecer las bases para la política, planeación y programación de la actividad turística en todo el territorio nacional, bajo criterios de beneficio social, sustentabilidad, competitividad y desarrollo equilibrado de los Estados, Municipios y la Ciudad de México, a corto, mediano y largo plazo.

En este sentido, el Programa Sectorial de Turismo (PROSECTUR) 2020-2024, como documento rector de la política nacional turística que atiende los ordenamientos jurídicos que conforman el Sistema Nacional de Planeación Democrática para el Desarrollo Nacional, establece los siguientes objetivos prioritarios:

- Garantizar un enfoque social y de respeto de los derechos humanos en las actividades turísticas del país.
- Impulsar el desarrollo equilibrado de los destinos turísticos de México.
- Fortalecer la diversificación de mercados turísticos en los ámbitos nacional e internacional.

- Fomentar el turismo sostenible en el territorio nacional.

Dentro del cuarto punto se establece que, al ser el sector turístico un gran generador de empleos y divisas, no se debe poner en riesgo su desarrollo. Para esto, se deberá fomentar la sostenibilidad del país, respetando los recursos naturales y culturales, y la planeación territorial, generando mayores consideraciones hacia los ecosistemas y mejores medidas contra el cambio climático. Es por esto por lo que, la SECTUR instrumentará un modelo de desarrollo sostenible en los destinos del país, en coordinación con las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, los gobiernos estatales y municipales, los pueblos indígenas y las comunidades locales y, sobre todo, con la sociedad para contribuir al respeto de los derechos humanos, el equilibrio ecológico y la protección del ambiente, con base en los compromisos internacionales suscritos por México.

Apéndice D

Cozumel

2011	2012	2013	2014	2015
82,779	84,706	86,752	88,890	91,099
2016	2017	2018	2019	2020
93,363	95,668	98,004	100,363	102,734
2021	2022	2023	2024	2025
105,116	107,509	109,904	112,295	114,676
2026	2027	2028	2029	2030
117,043	119,397	121,734	124,051	126,344

Cuadro D.1: Proyecciones de población municipio de Cozumel, Quintana Roo, 2011-2030 [1].

Estado	Aut. Abs. ¹	Cog. ²	Gen. ^{3 8}	Gen. CFE ⁴	Peq. Prod. ⁵	Prod. Ind. ⁶	U. Prop. ⁷	Total
Q.Roo.	-	-	-	288	-	-	-	288

Cuadro D.2: Capacidad instalada por modalidad de Quintana Roo (MW), al 31 de diciembre 2021. ¹ Autoabastecimiento, ² Cogeneración, ³ Generación, ⁴ Generación CFE, ⁵ Pequeña Producción, ⁶ Producción independiente, ⁷Usos Propios Continuos, ⁸ Incluye esquemas: Exportación = 132 MW, Gen instalada en EE. UU. = 540 MW, Generación convencional y asíncrona = 8,737 MW, Generación-SLP = 4,948 MW (Eólicas y FV-Solar), y PIE-Excedentes = 385 MW [7]

Destino	2018	2019	2020	2021	2022
Cancún	577,588	6,006,822	3,363,072	4,611,532	6,786,004
Cozumel	939,536	941,628	405,733	630,724	1,027,594
Chetumal	660,699	684,348	245,835	281,658	628,728
Isla Mujeres	697,536	944,477	620,514	1,035,330	1,338,128
Riviera Maya	6,211,454	6,516,108	3,369,702	5,654,714	7,932,988
Bacalar	146,383	213,835	95,637	144,045	234,729
Total	9,233,196	15,307,218	8,100,493	12,358,003	17,948,171

Cuadro D.3: Afluencia de Turistas al Estado de Quintana Roo, Enero a Diciembre.

Destino	2018	2019	2020	2021	2022
Cancún	\$ 5,837.34	\$ 6,075.42	\$ 2,654.04	\$ 3,622.49	\$ 6,270.27
Cozumel	\$ 1,296.87	\$ 1,238.79	\$ 490.82	\$ 663.97	\$ 1,193.98
Chetumal	\$ 105.71	\$ 109.47	\$ 44.09	\$ 77.43	\$ 118.73
Isla Mujeres	\$ 628.13	\$ 850.03	\$ 455.48	\$ 893.29	\$ 1,265.29
Riviera Maya	\$ 6,808.44	\$ 7,140.26	\$ 2,745.80	\$ 4,615.61	\$ 9,197.51
Bacalar	\$ 17.57	\$ 23.86	\$ 11.70	\$ 34.26	\$ 45.25
Total	\$ 14,694.06	\$ 15,437.83	\$ 6,401.93	\$ 9,907.05	\$ 18,091.03

Cuadro D.4: Derrama económica turística en el estado de Quintana Roo en MDD.

Destino	2018	2019	2020	2021	2022
Cancún	82,366	80,604	44,174	75,851	95,297
Cozumel	42,86	2,930	1,455	2,416	2,493
Chetumal	1,202	1,335	541	1,172	1,448
Total	87,854	84,869	46,170	79,439	99,238

Cuadro D.5: Llegada de vuelos a los aeropuertos del Estado de Quintana Roo.

Destino	2018	2019	2020	2021	2022
Cozumel	1,296	1,369	374	353	1,114
Riviera Maya	0	0	0	0	0
Costa Maya	387	481	141	184	462
Total	1,683	1,850	515	537	1,576

Cuadro D.6: Afluencia de cruceros en el Estado de Quintana Roo.

Apéndice E

OTEC

E.1. Historia y estatus actual.

No.	Agencia/ Compañía (País)	Ubicación, Año	Potencia nominal (kW)	
1	Claude (Francia)	Cuba, 1930	22	-
2	Mini OTEC (US)	Hawaii, 1979	53	18
3	OTEC-1 (US)	Hawaii, 1980	1000	-
4	Toshiba & TEPC (Japón)	Nauru, 1982	120	31.5
5	Universidad de Saga (Japón)	Saga, 1984	75	-
6	NELHA (US), Ciclo Abierto	Hawaii, 1992	210	100
7	Universidad de Saga (Japón)	Saga, 1995	9	-
8	NELHA (US)	Hawaii, 1996	50	-
9	NIOT (India)	Tuticorin (incompleto), 2000	1000	-
10	Grupo Naval (Francia)	Isla La Reunión, 2012 (en proceso)	15	-
11	KRISO (Corea del Sur)	Goseong, 2012	20	-
12	Gobierno de Prefectura Okinawa (Japón)	2013/2016, Kumejima, P. de Okinawa, Japón	100	-
13	Makai Ocean Engineering, Hawaii (USA)	Kona, Hawaii, 2015	100	-
14	K-OTEC1000 Barge, (KRISO) Corea del sur	Unidad flotante, 2019	338 a 1000	-

Cuadro E.1: Compendio de las investigaciones y proyectos desarrollados clave de OTEC [12].

Apéndice F

Evaluación financiera

	INPC promedio anual		CPI-USA Porcentaje	PPI Turbine and Turbine PPI T&TG Base 2023		Generator Set Units Manufacturing Inflación promedio	PPI Water Treating Compounds PPI WTC Base 2023		Tipo de cambio USD/MXN	
	Base 2023	Inflación promedio		PPI T&TG	Inflación promedio		PPI WTC	Inflación promedio	Tasa en tipo de cambio	Diferencia inf. MEX-USA
1993	13.42	0.10	-	143.96	0.58	-	119.38	0.545	3.12	0.0%
1994	14.35	0.11	7.0%	146.08	0.59	1.9%	121.13	0.553	3.39	8.8%
1995	19.37	0.15	35.0%	148.13	0.59	1.0%	124.07	0.566	6.43	80.6%
1996	26.04	0.20	34.4%	145.69	0.58	-1.6%	127.33	0.581	7.60	18.2%
1997	31.41	0.25	20.6%	146.88	0.59	0.8%	129.73	0.592	7.92	4.2%
1998	36.41	0.28	15.9%	146.94	0.59	0.0%	133.23	0.608	9.15	15.6%
1999	42.45	0.33	16.6%	148.68	0.59	1.2%	134.74	0.615	9.55	4.4%
2000	46.48	0.36	9.5%	149.56	0.60	0.6%	139.30	0.636	9.46	-1.0%
2001	49.43	0.39	6.4%	150.85	0.60	0.9%	140.77	0.612	9.34	-1.3%
2002	51.92	0.41	5.0%	152.84	0.61	1.3%	138.04	0.630	9.67	3.6%
2003	54.28	0.42	4.5%	154.03	0.62	0.8%	139.99	0.639	10.79	11.6%
2004	56.83	0.44	4.7%	155.15	0.62	0.7%	143.73	0.656	11.29	4.6%
2005	59.09	0.46	4.0%	156.43	0.62	0.8%	168.93	0.771	10.89	-3.5%
2006	61.24	0.48	3.6%	161.30	0.64	3.1%	166.13	0.758	10.90	0.1%
2007	63.67	0.50	4.0%	168.94	0.67	4.7%	164.77	0.752	10.93	0.2%
2008	66.93	0.52	5.1%	188.58	0.75	11.6%	178.68	0.815	11.14	2.0%
2009	70.48	0.55	5.3%	209.85	0.84	11.3%	186.70	0.852	13.50	21.1%
2010	73.41	0.57	4.2%	210.40	0.84	0.3%	185.08	0.845	12.63	-6.4%
2011	75.91	0.59	3.4%	212.53	0.85	1.0%	195.63	0.893	12.43	-1.6%
2012	79.03	0.62	4.1%	211.13	0.84	-0.7%	183.23	0.836	13.17	5.9%
2013	82.04	0.64	3.8%	214.95	0.86	1.8%	182.67	0.834	12.77	-3.0%
2014	85.33	0.67	4.0%	220.56	0.88	2.6%	180.33	0.823	13.30	4.2%
2015	87.65	0.69	2.7%	221.13	0.88	0.3%	170.97	0.780	15.88	19.4%
2016	90.13	0.70	2.8%	220.68	0.88	-0.2%	157.20	0.717	18.69	17.7%
2017	95.57	0.75	6.0%	213.55	0.85	-3.2%	159.84	0.729	18.91	1.2%
2018	100.26	0.78	4.9%	211.32	0.84	-1.0%	171.13	0.781	19.24	1.7%
2019	103.90	0.81	3.6%	222.20	0.89	5.2%	172.35	0.787	19.26	0.1%
2020	107.43	0.84	3.4%	228.70	0.91	2.9%	164.00	0.751	21.50	11.6%
2021	113.54	0.89	5.7%	234.41	0.94	4.7%	196.97	0.899	20.28	-5.7%
2022	122.51	0.96	7.9%	245.24	0.98	4.6%	224.74	1.026	20.12	-0.5%
2023	127.92	1.00	4.4%	250.30	1.00	2.1%	219.13	1.000	18.35	-8.8%
Promedio histórico	8.1%	8.1%	2.7%	Promedio histórico	Promedio histórico	1.9%	Promedio histórico	Promedio histórico	12.63	7%
Promedio de 2004-2021	4.2%	4.2%	2.2%	Promedio de 2004-2021	Promedio de 2004-2021	2.4%	Promedio de 2004-2021	Promedio de 2004-2021	14.82	4%

Cuadro F.1: Valores promedio anual de indicadores inflacionarios y del tipo de cambio FIX de dólar por pesos mexicano [21], [22], [23], [24] y [34].

Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC)- Base marzo 2023

Mes	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ene	0.101	0.109	0.120	0.182	0.230	0.265	0.315	0.350	0.378	0.396	0.417	0.434	0.454	0.472	0.491	0.509	0.541	0.565	0.586	0.610	0.630	0.658	0.678	0.696	0.729	0.769	0.803	0.829	0.858	0.919	0.992
Feb	0.102	0.109	0.125	0.186	0.234	0.269	0.319	0.353	0.378	0.396	0.418	0.437	0.456	0.473	0.492	0.511	0.542	0.568	0.589	0.611	0.633	0.660	0.680	0.699	0.733	0.772	0.803	0.833	0.864	0.927	0.997
Mar	0.102	0.110	0.132	0.190	0.237	0.273	0.322	0.355	0.380	0.398	0.421	0.438	0.458	0.473	0.493	0.514	0.545	0.572	0.590	0.612	0.638	0.662	0.683	0.700	0.738	0.775	0.806	0.832	0.871	0.936	1.000
Abr	0.103	0.110	0.143	0.195	0.239	0.275	0.325	0.357	0.382	0.400	0.421	0.439	0.459	0.474	0.493	0.515	0.547	0.571	0.590	0.610	0.638	0.661	0.681	0.698	0.739	0.772	0.806	0.824	0.874	0.941	1.000
May	0.104	0.111	0.149	0.199	0.241	0.277	0.327	0.358	0.383	0.401	0.420	0.438	0.458	0.472	0.491	0.515	0.546	0.567	0.585	0.608	0.636	0.658	0.677	0.695	0.738	0.771	0.804	0.827	0.876	0.943	1.000
Jun	0.104	0.111	0.153	0.202	0.243	0.281	0.329	0.360	0.384	0.403	0.420	0.439	0.458	0.472	0.491	0.517	0.547	0.567	0.585	0.611	0.636	0.660	0.679	0.696	0.740	0.774	0.805	0.831	0.880	0.951	1.000
Jul	0.105	0.112	0.157	0.205	0.246	0.283	0.332	0.362	0.383	0.404	0.421	0.440	0.460	0.474	0.493	0.520	0.548	0.568	0.588	0.614	0.636	0.661	0.680	0.698	0.742	0.778	0.808	0.837	0.885	0.958	1.000
Ago	0.105	0.112	0.159	0.208	0.248	0.286	0.334	0.364	0.385	0.406	0.422	0.443	0.460	0.476	0.495	0.523	0.549	0.570	0.589	0.616	0.637	0.664	0.681	0.700	0.746	0.783	0.807	0.840	0.887	0.964	1.000
Sep	0.106	0.113	0.162	0.211	0.251	0.291	0.337	0.367	0.389	0.408	0.425	0.446	0.462	0.481	0.499	0.526	0.552	0.573	0.591	0.619	0.640	0.667	0.683	0.704	0.748	0.786	0.810	0.842	0.893	0.970	1.000
Oct	0.107	0.114	0.166	0.214	0.253	0.295	0.339	0.369	0.391	0.410	0.426	0.449	0.463	0.483	0.501	0.530	0.554	0.576	0.595	0.622	0.643	0.670	0.687	0.708	0.753	0.790	0.814	0.847	0.900	0.976	1.000
Nov	0.107	0.114	0.170	0.217	0.256	0.300	0.342	0.372	0.392	0.413	0.430	0.453	0.466	0.485	0.505	0.536	0.557	0.581	0.601	0.626	0.649	0.676	0.691	0.714	0.761	0.797	0.821	0.848	0.910	0.981	1.000
Dic	0.108	0.115	0.175	0.224	0.259	0.307	0.345	0.376	0.393	0.415	0.432	0.454	0.469	0.488	0.507	0.540	0.559	0.584	0.606	0.628	0.652	0.679	0.694	0.717	0.765	0.802	0.825	0.851	0.914	0.985	1.000

Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). Base marzo 2023.

Cuadro F.2: Registro del INPC en México, Base marzo 2023 [21].

		Consumer Price Index (CPI) USA																			
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	1.9%	3.0%	4.0%	2.1%	4.3%	0.0%	2.6%	1.6%	2.9%	1.6%	1.6%	-0.1%	1.4%	2.5%	2.1%	1.6%	2.5%	1.4%	7.5%	6.4%	
Febrero	1.7%	3.0%	3.6%	2.4%	4.0%	0.2%	2.1%	2.9%	2.1%	2.9%	2.0%	0.0%	1.0%	2.7%	2.2%	1.5%	2.3%	1.7%	7.9%	6.0%	
Marzo	1.7%	3.1%	3.4%	2.8%	4.0%	-0.4%	2.3%	2.7%	2.7%	1.5%	1.5%	-0.1%	0.9%	2.4%	2.4%	1.9%	1.5%	2.6%	8.5%	5.0%	
Abril	2.3%	3.5%	3.5%	2.6%	3.9%	-0.7%	2.2%	3.2%	2.3%	2.3%	1.1%	-0.2%	1.1%	2.2%	2.5%	2.0%	0.3%	4.2%	8.3%	4.9%	
Mayo	3.1%	2.8%	4.2%	2.7%	4.2%	-1.3%	2.0%	3.6%	1.7%	1.4%	2.1%	0.0%	1.0%	1.9%	2.8%	1.8%	0.1%	5.0%	8.6%	4.0%	
Junio	3.3%	2.5%	4.3%	2.7%	5.0%	-1.4%	1.1%	3.6%	1.7%	1.8%	2.1%	0.1%	1.0%	1.6%	2.9%	1.6%	0.6%	5.4%	9.1%		
Julio	3.0%	3.2%	4.1%	2.4%	5.6%	-2.1%	1.2%	3.6%	1.4%	2.0%	2.0%	0.2%	0.8%	1.7%	2.9%	1.8%	1.0%	5.4%	8.5%		
Agosto	2.7%	3.6%	3.8%	2.0%	5.4%	-1.5%	1.1%	3.8%	1.7%	1.5%	1.7%	0.2%	1.1%	1.9%	2.7%	1.7%	1.3%	5.3%	8.3%		
Septiembre	2.5%	4.7%	2.1%	2.8%	4.9%	-1.3%	1.1%	3.9%	2.0%	1.2%	1.7%	0.0%	1.5%	2.2%	2.3%	1.7%	1.4%	5.4%	8.2%		
Octubre	3.2%	4.3%	1.3%	3.5%	3.7%	-0.2%	1.2%	3.5%	2.2%	1.0%	1.7%	0.2%	1.6%	2.0%	2.5%	1.8%	1.2%	6.2%	7.7%		
Noviembre	3.5%	3.5%	2.0%	4.3%	1.1%	1.8%	1.1%	3.4%	1.8%	1.2%	1.3%	0.5%	1.7%	2.2%	2.2%	2.1%	1.2%	6.8%	7.1%		
Diciembre	3.3%	3.4%	2.5%	4.1%	0.1%	2.7%	1.5%	3.0%	1.7%	1.5%	0.8%	0.7%	2.1%	2.1%	1.9%	2.3%	1.4%	7.0%	6.5%		
Promedio anual	2.7%	3.4%	3.2%	2.9%	3.9%	-0.4%	1.6%	3.2%	2.1%	1.5%	1.6%	0.1%	1.3%	2.1%	2.5%	1.8%	1.2%	4.7%	8.0%	5.3%	

Fuente: Oficina de Estadísticas Laborales de Estados Unidos (US Bureau of Labor Statistics)

Cuadro F.3: Índice de Precios al Consumidor (CPI, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos [22].

Producer Price Index by Industry: Turbine and Turbine Generator Set Units Manufacturing-Base Marzo 2023

Mes	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Ene	0.398	0.422	0.413	0.415	0.431	0.445	0.465	0.510	0.542	0.553	0.561	0.567	0.580	0.572	0.574	0.574	0.579	0.583	0.586	0.593	0.602	0.603	0.612	0.625	0.619	0.600	0.615	0.625	0.631	0.811	0.833	0.848	0.800	0.802	0.855	0.793	0.855	0.884	0.903	0.908	0.965	
Feb	0.398	0.422	0.413	0.417	0.434	0.444	0.465	0.511	0.542	0.553	0.561	0.570	0.581	0.572	0.574	0.574	0.580	0.583	0.587	0.593	0.602	0.602	0.613	0.621	0.665	0.682	0.619	0.621	0.829	0.814	0.831	0.849	0.864	0.863	0.836	0.888	0.861	0.886	0.905	0.935	0.968	
Mar	0.398	0.423	0.413	0.418	0.436	0.444	0.465	0.524	0.542	0.553	0.561	0.570	0.581	0.572	0.576	0.573	0.580	0.583	0.587	0.594	0.602	0.604	0.613	0.619	0.667	0.687	0.620	0.617	0.828	0.816	0.834	0.800	0.873	0.864	0.835	0.825	0.861	0.888	0.907	0.945	1.000	
Abr	0.398	0.421	0.416	0.419	0.436	0.444	0.467	0.524	0.542	0.553	0.561	0.570	0.584	0.572	0.576	0.573	0.580	0.583	0.587	0.594	0.601	0.604	0.615	0.622	0.671	0.697	0.612	0.618	0.831	0.817	0.835	0.859	0.864	0.800	0.833	0.825	0.864	0.888	0.908	0.967	1.002	
May	0.398	0.419	0.420	0.424	0.436	0.444	0.468	0.524	0.542	0.553	0.561	0.569	0.584	0.572	0.576	0.574	0.581	0.583	0.588	0.596	0.603	0.604	0.619	0.623	0.676	0.717	0.612	0.621	0.821	0.827	0.824	0.837	0.867	0.860	0.834	0.822	0.867	0.890	0.917	0.968	1.003	
Jun	0.398	0.419	0.422	0.424	0.431	0.444	0.476	0.524	0.542	0.553	0.561	0.571	0.584	0.564	0.570	0.574	0.581	0.583	0.588	0.596	0.603	0.605	0.618	0.628	0.654	0.717	0.620	0.621	0.840	0.832	0.836	0.859	0.855	0.806	0.847	0.822	0.869	0.896	0.915	0.971	1.000	
Jul	0.398	0.418	0.422	0.425	0.432	0.445	0.479	0.525	0.545	0.555	0.561	0.571	0.585	0.567	0.574	0.574	0.581	0.586	0.591	0.599	0.604	0.607	0.620	0.631	0.654	0.756	0.624	0.622	0.833	0.833	0.832	0.857	0.871	0.867	0.840	0.823	0.870	0.898	0.917	0.970	1.000	
Ago	0.398	0.421	0.420	0.422	0.436	0.455	0.481	0.525	0.547	0.556	0.561	0.571	0.580	0.567	0.574	0.574	0.581	0.586	0.591	0.600	0.598	0.607	0.620	0.632	0.654	0.756	0.624	0.623	0.828	0.829	0.830	0.863	0.861	0.863	0.840	0.827	0.873	0.896	0.916	0.964	1.000	
Sept	0.398	0.409	0.413	0.426	0.421	0.438	0.455	0.497	0.525	0.533	0.536	0.565	0.579	0.572	0.567	0.572	0.575	0.581	0.586	0.592	0.598	0.600	0.608	0.605	0.638	0.656	0.756	0.633	0.822	0.833	0.824	0.844	0.869	0.864	0.882	0.840	0.828	0.874	0.897	0.923	0.957	1.000
Oct	0.399	0.413	0.426	0.424	0.438	0.455	0.499	0.525	0.551	0.556	0.565	0.579	0.572	0.567	0.573	0.575	0.582	0.586	0.592	0.599	0.601	0.610	0.606	0.638	0.656	0.798	0.619	0.825	0.827	0.831	0.844	0.872	0.864	0.882	0.837	0.839	0.872	0.898	0.925	0.959	1.000	
Nov	0.399	0.415	0.426	0.425	0.440	0.456	0.499	0.539	0.551	0.556	0.565	0.579	0.572	0.567	0.573	0.575	0.582	0.586	0.592	0.600	0.602	0.609	0.611	0.642	0.659	0.802	0.621	0.824	0.824	0.835	0.833	0.873	0.867	0.881	0.817	0.844	0.874	0.901	0.926	0.961	1.000	
Dic	0.399	0.415	0.418	0.426	0.440	0.461	0.499	0.539	0.551	0.557	0.565	0.579	0.572	0.574	0.573	0.575	0.582	0.586	0.592	0.600	0.604	0.611	0.615	0.644	0.660	0.802	0.621	0.827	0.829	0.834	0.851	0.875	0.865	0.859	0.799	0.853	0.879	0.902	0.929	0.963	1.000	
Prom. anual	0.40	0.42	0.42	0.42	0.44	0.45	0.48	0.52	0.55	0.55	0.56	0.57	0.58	0.57	0.57	0.57	0.58	0.58	0.59	0.60	0.60	0.61	0.61	0.63	0.66	0.74	0.62	0.82	0.83	0.82	0.84	0.86	0.86	0.86	0.83	0.83	0.87	0.89	0.92	0.96	0.41	

Fuente: Con datos de la Oficina de Estadísticas Laborales de Estados Unidos (US Bureau of Labor Statistics)

Cuadro F.4: Índice de Precios al Productor de la Industria Manufacturera del set Turbina, Turbina-Generador (PCU333611333611) [23].

		Producer Price Index by Industry-Other Miscellaneous Chemical Product Manufacturing Water Treating Compounds (Index Jun 1985=100)																																				
Mes	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ene	100.6	102	104.7	106.2	108.1	113.9	117.8	119.6	120.8	121.7	125.9	127.3	131	134	136.1	141.5	139.1	138.4	141.6	165.5	172.8	163.9	170.3	180.1	183.6	190.7	189.2	187	180	180.4	199.8	193.8	163	177.2	171.7	168.7	224.5	213.97
Feb	100.7	102.2	104.6	106.5	108	114	117.5	119.5	120.7	123.2	127	129	131	134	137.2	141	137.5	138.3	141.6	168.4	173.4	164.8	170.3	180.9	183.3	196.6	189.7	183.9	180	181.4	197.3	193.8	164.3	174.7	169.9	171.9	225.99	221.83
Mar	100.4	102.3	104.5	106.5	108	114	117.5	119.5	120.5	123.3	128.1	129	131	134	136.1	142.1	138.1	138.3	142.9	168.4	164.5	164.7	170.3	180.9	183	196.7	189.7	185.9	180.4	181.4	197.3	193.8	168.2	171.3	166.7	197.5	219.634	221.631
Abr	100.2	102.3	104.8	106.5	108.3	114	117.7	119.4	121.3	124.3	128.3	128.8	131.9	134	136.2	141.4	138	138.3	142.9	168.4	164.5	164.6	170.3	180.9	184.8	196.5	183	186.8	180.4	181.3	198.1	190.8	169.1	170.7	165.6	198.7	229.893	221.633
May	100.3	102.3	105	106.5	108.4	113.3	117.7	119.4	120.8	124.3	127.9	128.8	131.9	134	137	142.4	137.7	138.3	142.9	168.8	165.1	164.6	170.3	180.9	183.7	196.8	187	183.6	180.4	181.3	197.7	192.8	170.5	171.3	166.6	198.8	230.460	221.984
Jun	100.2	102.4	104.9	106.9	108.4	113.6	118	119.5	121.5	124.5	127.6	128.8	133.3	134	141.2	142.4	137.7	138.3	142.9	168.8	165.1	164.6	172.9	187.9	183.8	197	181.1	182.3	180.4	169.6	196.8	166	170.8	171.6	163.2	195.9	235.81	
Jul	100.1	102.6	105.2	106.9	108.2	113.8	117.9	119	121.5	124.7	127.2	130.2	134	135	141.2	141.9	138	141.6	141.5	168.8	165.1	165	175.9	186.6	184.4	196.4	189.5	180	180.4	169.6	196.5	161.3	170.4	171.4	160.6	196.001	230.248	
Ago	100.2	102.8	105	106.9	108.2	113.9	117.6	119.4	121.7	124.7	127.1	130.9	134	135.4	141.2	140.6	138	141.7	143.5	168.8	165.1	165	183.5	189.9	184.4	196.4	189.5	180.8	180.4	163.2	194.2	193.8	172.7	172.8	193.4	197.11	230.613	
Sept	100.4	102.9	105	107.2	108.7	113.9	117.4	119.6	121.1	124.2	127.2	130.9	134.1	135.4	141.2	139.9	138	141.7	143.5	168.8	165.1	165	183.5	186.5	184.4	196.4	189.5	180.5	180.4	163.7	193.6	197.7	170.8	171.8	193.8	205.987	219.686	
Oct	102	103.2	105.3	107.6	108.7	113.9	117.6	119.3	121.1	124.2	127.2	130.9	133.8	135.7	141.2	139.2	138	141.7	143.5	168.8	165.1	165	191.3	183.6	184.8	196.8	180.6	180.6	180.4	160.1	196.1	197.1	178.4	171.1	160.2	210.993	219.288	
Nov	100.9	103.2	105.6	107.6	108.7	115.5	117.6	118.8	121.1	124.1	127.2	131.3	133.8	135.7	141.5	138.4	138	141.7	148.1	171.8	163.9	165	191.3	183.6	190.3	196.5	180.6	180.6	180.4	193.8	198.6	161	177.7	172.4	162.4	208.976	220.399	
Dic	100.8	103.4	106	107.9	108.8	115.8	118	119.4	121.4	124.6	127.2	130.9	133.9	135.7	141.5	138.4	138.4	141.6	148.8	171.8	163.9	165	191.3	183.6	190.4	190.7	181.6	180	180.4	193.8	198.4	163	177.6	171.9	164.1	213.202	212.828	
Prom. anual	101.32	102.63	105.05	106.99	108.71	114.13	117.69	119.28	121.13	124.07	127.39	129.73	133.23	134.74	139.30	140.77	138.04	139.99	143.73	168.99	166.19	164.77	175.68	186.70	185.08	195.63	183.23	182.67	180.33	170.97	197.20	193.84	171.19	172.35	164.00	196.97	224.74	220.20

Fuente: Con datos de la Oficina de Estadísticas Laborales de Estados Unidos (US Bureau of Labor Statistics)

Cuadro F.5: Índice de Precios al Productor de la Industria Manufacturera Química encargada de la fabricación de productos químicos diversos relacionados con el tratamiento del agua (PCU325998325998A) [24].

Rendimiento de los Bonos del Tesoro de los EUA, 2003-2023 (puntos porcentuales)				
Periodo	5 años	10 años	20 años	30 años
2000	6.15	6.03	6.23	5.94
2001	4.55	5.02	5.63	5.49
2002	3.82	4.61	5.43	
2003	2.97	4.01	4.96	
2004	3.43	4.27	5.04	
2005	4.05	4.29	4.64	
2006	4.75	4.8	5	4.91
2007	4.43	4.63	4.91	4.84
2008	2.8	3.67	4.36	4.28
2009	2.19	3.26	4.11	4.07
2010	1.93	3.22	4.03	4.25
2011	1.52	2.79	3.62	3.91
2012	0.76	1.8	2.54	2.92
2013	1.17	2.35	3.12	3.45
2014	1.64	2.54	3.07	3.34
2015	1.53	2.14	2.55	2.84
2016	1.33	1.84	2.22	2.59
2017	1.91	2.33	2.65	2.89
2018	2.75	2.91	3.02	3.11
2019	1.95	2.14	2.4	2.58
2020	0.53	0.89	1.35	1.56
2021	0.86	1.45	1.98	2.06
2022	3	2.95	3.3	3.11
2023	3.78	3.63	3.87	3.73
Promedio de 20 años (2003-2023)	2.44	3.05	3.57	3.46
Fuente: U.S. Department of the Treasury.				
Nota: Cifras de 2023 comprenden hasta el mes de febrero.				

Cuadro F.6: Rendimiento de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América expresado en puntos porcentuales para el periodo del 2000 al 2023 [20].

Riesgo país de México y otros de América Latina, 2010-2023 (en puntos base, 100 puntos base = 1.0 %)											
Año	México	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Costa Rica	El Salvador	Guat.	Hond.	Panamá	Rep. Dominic.
2010	186	690	203	129	189	316	176	377			
2011	186	685	195	138	168	374	170	441			
2012	188	989	183	151	147	448	161	463			
2013	188	1,068	209	154	158	288	378	261	177	377	
2014	183	786	234	142	167	352	400	220	477	189	339
2015	251	589	361	185	250	448	497	253	441	200	385
2016	303	475	394	200	279	478	600	261	422	197	415
2017	256	412	264	130	194	376	521	204	305	144	314
2018	272	546	265	133	183	397	423	205	268	133	313
2019	318	1,312	235	136	184	459	453	236	274	139	331
2020	477	2,241	318	198	263	678	762	316	393	195	489
2021	354	1,580	282	141	262	493	835	247	326	173	352
2022	404	2,177	297	178	395	437	2,128	285	643	232	425
2023	366	1,960	253	146	377	339	1,532	226	550	220	351
Promedio	316	1131	294	156	266	428	874	240	404	180	361
RP ajustado	366	1312	341	181	308	497	1013	278	468	209	418

Fuente: JP Morgan (EMBI Global).

Cuadro F.7: Índice de riesgo país en México y otros países de América Latina para el periodo de 2010 al 2023. Nota 1: Cifras 2023 comprenden hasta el mes de febrero. Nota 2: RP ajustado = Riesgo país ajustado por un factor multiplicativo de 1.16, recomendado por Damoradan, que corresponde al valor promedio en países emergentes del cociente de volatilidades del mercado accionario y el mercado de bonos [20].

Empresas verdes y de Energías Renovables								
Año	No. de firmas	β	D/E Ratio	β_{des}	β_{des} corregida por cash	Deuda	Equity	
2014	26	1.32	109.96 %	0.63	0.68	52.37 %	47.63 %	
2015	28	1.62	132.92 %	0.70	0.84	57.07 %	42.93 %	
2016	25	1.14	174.38 %	0.43	0.47	63.55 %	36.45 %	
2017	22	1.20	98.23 %	0.69	0.72	49.55 %	50.45 %	
2018	21	1.62	146.40 %	0.77	0.80	59.42 %	40.58 %	
2019	22	1.07	112.64 %	0.58	0.59	52.97 %	47.03 %	
2020	25	0.98	64.06 %	0.67	0.68	39.05 %	60.95 %	
2021	20	1.59	66.63 %	1.07	1.10	39.99 %	60.01 %	
Valor promedio	-	1.32	113.15 %	0.69	0.73	53.09 %	46.91 %	

Cuadro F.8: Datos del giro de negocio de empresas de energías renovables [25].

Utilidad por venta de agua							
Año	No. de firmas	β	D/E Ratio	β_{des}	β_{des} corregida por cash	Deuda	Equity
1998	17	0.615	70.55%	0.425	-	41.37%	58.63%
1999	17	0.547	76.73%	0.362	0.366	43.42%	56.58%
2000	13	0.554	83.18%	0.507	0.510	45.41%	54.59%
2001	16	0.488	67.65%	0.340	0.341	40.35%	59.65%
2002	17	0.558	114.69%	0.311	0.314	53.42%	46.58%
2003	16	0.565	66.22%	0.388	0.392	39.84%	60.16%
2004	17	0.603	59.84%	0.426	0.430	37.44%	62.56%
2005	16	0.644	48.80%	0.482	0.486	32.80%	67.20%
2006	16	0.725	48.86%	0.540	0.544	32.82%	67.18%
2007	15	0.798	50.95%	0.595	0.601	33.75%	66.25%
2008	15	0.861	82.80%	0.556	0.561	45.29%	54.71%
2009	15	0.816	87.95%	0.508	0.512	46.80%	53.20%
2010	11	0.700	80.30%	0.461	0.463	44.54%	55.46%
2011	11	0.659	81.42%	0.431	0.433	44.88%	55.12%
2012	11	0.492	73.18%	0.328	0.329	42.26%	57.74%
2013	20	0.747	57.90%	0.500	0.503	36.67%	63.33%
2014	19	1.086	50.17%	0.761	0.766	33.41%	66.59%
2015	18	0.467	49.00%	0.329	0.332	32.88%	67.12%
2016	22	0.649	43.47%	0.469	0.471	30.30%	69.70%
2017	23	0.342	38.14%	0.265	0.267	27.61%	72.39%
2018	19	0.425	43.00%	0.321	0.323	30.07%	69.93%
2019	17	0.685	35.75%	0.540	0.565	26.34%	73.66%
2020	17	0.734	40.46%	0.567	0.571	28.81%	71.19%
2021	14	0.765	34.34%	0.612	0.614	25.56%	74.44%
Valor promedio	-	0.64	61.89%	0.46	0.47	38.23%	61.77%

Cuadro F.9: Datos del giro de negocio de empresas de venta de agua [25].

USD 2012			USD 2023	
CA** (MW)	CCA** (\$/kW) 2012	TP**	CA** (MW)	CCA** (\$/kW) 2023*
1.4	41562	Tierra	1.4	49844.60
5	22812	Tierra	5	27358.04
5.3	35237	Flotante	5.3	42259.14
10	24071	Tierra	10	28867.94
10	18600	Flotante	10	22306.66
35	12000	Flotante	35	14391.40
50	11072	Flotante	50	13278.46
53.5	8430	Flotante	53.5	10109.96
100	7900	Flotante	100	9474.34

Cuadro F.10: Costo de capital de sistemas OTEC para distintas capacidades nominales.* Se parte de la suposición de que los costos de capital del 2012 corresponden a valores de diciembre de dicho año, por lo que el factor de actualización del PCU333611333611 utilizado fue de 0.83. **CA- Capacidad neta, CCA- Costo de Capital, TP- Tipo de planta.

USD 2012						
Capacidad (MW)	*C.C. (\$/kW)	O&M (\$M-USD/year)	R&R (\$M-USD/year)	*C.C. (M-USD)	% O&M (\$M-USD/year)	% R&R (\$M-USD/year)
1.35	41562	2	1	56.1087	3.6%	1.8%
5	22812	2	3.5	114.06	1.8%	3.1%
10	18600	3.4	7.7	186	1.8%	4.1%
53.5	8430	3.4	20.1	451.005	0.8%	4.5%
100	7900	3.4	36.5	790	0.4%	4.6%

Cuadro F.11: Cálculo del porcentaje de los costos de remplazo y reparación de equipo, así como del concepto de operación y mantenimiento para sistemas OTEC. * C.C. -Costo de Capacidad.

Costo de capital para proyectos en México			
Industria de energías renovables		Industria de agua	
β_{desap} - Corregida cash	0.73	β_{desap} - Corregida cash	0.47
D/E	0%	D/E	0%
Deuda largo plazo (D)	0%	Deuda largo plazo (D)	0%
Capital (Equity , E)	100%	Capital (Equity , E)	100%
Impuesto sobre la renta (τ)	30%	Impuesto sobre la renta (τ)	30%
β_{ap}	0.73	β_{ap}	0.47
(RM - RF)	6.71%	(RM - RF)	6.71%
Riesgo país (RP)	3.16%	Riesgo país (RP)	3.16%
Factor ajuste de RP	1.16	Factor ajuste de RP	1.16
RF	3.57%	RF	3.57%
(β_{ap}) (RM - RF)	4.92%	(β_{ap}) (RM - RF)	3.12%
RP ajustado	3.66%	RP ajustado	3.66%
R (Costo de capital)	12.15%	R (Costo de capital)	10.35%
TREMA- Nominal (USA)	12.15%	TREMA- Nominal (USA)	10.35%
Nota 1		Nota 1	
Tasa de inflación- USA	2.0%	Tasa de inflación- USA	2.0%
Tasa de inflación- México	4.0%	Tasa de inflación- México	4.0%
TREMA- Nominal (Mex)	14.35%	TREMA- Nominal (Mex)	12.51%
TREMA- real (USA & Mex)	9.95%	TREMA- real (USA & Mex)	8.19%
Nota 2		Nota 2	

Cuadro F.12: Tasas de descuento contemplando una inversión cubierta en su totalidad con capital propio. Nota 1: El costo de capital aplica a flujos de efectivo expresados en dólares corrientes, después de impuestos. Nota 2: Se considera que la Tasa de Rendimiento Mínimo Atractiva (TREMA) en términos reales es la misma tanto para la divisa estadounidense como para la mexicana, haciendo la suposición de que el tipo cambiario se mantiene como la resta entre ambas inflaciones.

Costo de capital para proyectos en México			
Industria de energías renovables		Industria de agua	
β_{desap} - Corregida cash	0.73	β_{desap} - Corregida cash	0.47
D/E	113.15 %	D/E	61.89 %
Deuda largo plazo (D)	53 %	Deuda largo plazo (D)	38 %
Capital (Equity , E)	47 %	Capital (Equity , E)	62 %
Impuesto sobre la renta (τ)	30 %	Impuesto sobre la renta (τ)	30 %
β_{ap}	1.32	β_{ap}	0.67
(RM - RF)	6.71 %	(RM - RF)	6.71 %
Riesgo país (RP)	3.16 %	Riesgo país (RP)	3.16 %
Factor ajuste de RP	1.16	Factor ajuste de RP	1.16
RF	3.57 %	RF	3.57 %
(β_{ap}) (RM - RF)	8.82 %	(β_{ap}) (RM - RF)	4.47 %
RP ajustado	3.66 %	RP ajustado	3.66 %
R (Costo de capital)	16.05 %	R (Costo de capital)	11.70 %
TREMA- Nominal (USA)	16.05 %	TREMA- Nominal (USA)	11.70 %
Nota 1		Nota 1	
Tasa de inflación- USA	2.0 %	Tasa de inflación- USA	2.0 %
Tasa de inflación- México	4.0 %	Tasa de inflación- México	4.0 %
TREMA- Nominal (Mex)	18.33 %	TREMA- Nominal (Mex)	13.89 %
TREMA- real (USA & Mex)	13.78 %	TREMA- real (USA & Mex)	9.51 %
Nota 2		Nota 2	

Cuadro F.13: Tasas de descuento contemplando una inversión con estructura de deuda y capital. Nota 1: El costo de capital aplica a flujos de efectivo expresados en dólares corrientes, después de impuestos y de pago de deuda. Representa el rendimiento mínimo que debe lograr el capital propio aportado para financiar una fracción de la inversión. Nota 2: Se considera el mismo supuesto que en el cuadro F.12.

Costos de planta termosolar (MXN Febrero 2023)				
IVA				0%
Concepto	Costo unitario	Unidades	Aplica IVA	Costo
Calentador solar MS 2.5 Blue UE	\$ 9,474	56	Sí	\$ 530,544
Bomba serie T2XE de 1.5 hp	\$ 22,500	1	No	\$ 22,500
Control D-SOL PLUS	\$ 6,550	1	Sí	\$ 6,550
Adquisidor de datos (1)	\$ 10,150	1	Sí	\$ 10,150
Termotanque (2)	\$ 390,000	1	No	\$ 390,000.00
Estructura (3)	\$ 1,850	56	No	\$ 103,600.00
Instalación	\$ 9,500	56	No	\$ 532,000.00
Costo total de una planta termosolar				\$ 1,595,344
Costo de operación y mantenimiento (O&M/año) de una planta termosolar				\$ 31,906.88
Costo total de 10 plantas termosolares				\$ 15,953,440
Costo de operación y mantenimiento (O&M/año) de una planta termosolar				\$ 319,068.80

Cuadro F.14: Cotización de los costos del sistema termosolar [30]. (1) Adquisidor de datos para monitoreo web modelo DL2. (2) Termotanque horizontal de 12,000 l de acero al carbón con recubrimiento epóxico para una presión de operación de 5 kg/cm². (3) Partida de Estructura hecha en obra a base de ángulo de acero de 1 1/2"x 1 1/2". En la cotización no se incluye el IVA, sólo se deja indicado en qué productos aplicaría.

Costos de planta termosolar (MXN Marzo 2023)				
IVA				0%
Concepto	Costo unitario	Unidades	Aplica IVA	Costo
Calentador solar MS 2.5 Blue UE	\$ 9,474.00	56	Sí	\$ 531,963.10
Bomba serie T2XE de 1.5 hp	\$ 22,500.00	1	No	\$ 22,560.18
Control D-SOL PLUS	\$ 6,550.00	1	Sí	\$ 6,567.52
Adquisidor de datos (1)	\$ 10,150.00	1	Sí	\$ 10,177.15
Termotanque (2)	\$ 390,000.00	1	No	\$ 391,043.18
Estructura (3)	\$ 1,850.00	56	No	\$ 103,877.11
Instalación	\$ 9,500.00	56	No	\$ 533,423.00
Costo total de una planta termosolar				\$ 1,599,611.24
Costo de operación y mantenimiento (O&M/año) de una planta termosolar				\$ 31,992.22
Costo total de 10 plantas termosolares				\$ 15,996,112.41
Costo de operación y mantenimiento (O&M/año) de una planta termosolar				\$ 319,922.25

Cuadro F.15: Actualización de los costos del sistema termosolar. (1) Adquisidor de datos para monitoreo web modelo DL2. (2) Termotanque horizontal de 12,000 l de acero al carbón con recubrimiento epóxico para una presión de operación de 5 kg/cm². (3) Partida de Estructura hecha en obra a base de ángulo de acero de 1 1/2"x 1 1/2". En la cotización no se incluye el IVA, sólo se deja indicado en qué productos aplicaría.

Periodos horarios Tarifa GDMTH (Sistema Interconectado Nacional)			
	Base	Intermedio	Punta
Abril-Octubre			
Lunes a Viernes	00:00 - 06:00	06:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
Sábado	00:00 - 07:00	07:00 - 24:00	
Domingo y festivo	00:00 - 19:00	19:00 - 24:00	
Noviembre-Marzo			
Lunes a Viernes	00:00 - 06:00	06:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
Sábado	00:00 - 08:00	08:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
Domingo y festivo	00:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Cuadro F.16: Periodos horarios de la Tarifa GDMT [20].

Pesos constantes Marzo 2023								
Año	CD* (\$/kW-mes)	CC* (\$/kW-mes)	EP* (\$/ kWh)	EI* (\$/ kWh)	EB* (\$/ kWh)	EPo* (\$/ kWh)	CyD* (\$/ kWh)	ED* (\$/ kWh)
2019	108.3	428.5	2.5	2.3	1.4	2.0	1.3	3.3
2020	106.1	397.7	2.4	2.1	1.3	1.9	1.2	3.1
2021	105.4	381.1	2.3	2.0	1.2	1.8	1.2	3.0
2022	104.4	382.5	2.3	2.0	1.2	1.8	1.2	2.9
2023	94.2	385.3	2.3	2.0	1.2	1.8	1.1	2.9
2019-2022	103.7	395.0	2.3	2.1	1.3	1.8	1.2	3.0
2021-2023	101.3	383.0	2.3	2.0	1.2	1.8	1.2	2.9

Cuadro F.17: Análisis tarifario en la región Peninsular de la tarifa GDMTH, contemplando un factor de carga de 0.57. *CD- Cargo por distribución, CC- Cargo por capacidad, EP- Energía punta, EI- Energía intermedia, EB- Energía base, EPo- Energía ponderado, CyD- Capacidad y distribución, ED- Energía + Demanda.

Pesos constantes Marzo 2023								
Año	CD* (\$/kW-mes)	CC* (\$/kW-mes)	EP* (\$/ kWh)	EI* (\$/ kWh)	EB* (\$/ kWh)	EPo* (\$/ kWh)	CyD* (\$/ kWh)	ED* (\$/ kWh)
2019	108.3	428.5	2.5	2.3	1.4	2.0	0.7	2.7
2020	106.1	397.7	2.4	2.1	1.3	1.9	0.7	2.5
2021	105.4	381.1	2.3	2.0	1.2	1.8	0.7	2.4
2022	104.4	382.5	2.3	2.0	1.2	1.8	0.7	2.4
2023	94.2	385.3	2.3	2.0	1.2	1.8	0.6	2.4
2019-2022	103.7	395.0	2.3	2.1	1.3	1.8	0.7	2.5
2021-2023	101.3	383.0	2.3	2.0	1.2	1.8	0.7	2.4

Cuadro F.18: Análisis tarifario en la región Peninsular de la tarifa GDMTH, contemplando un factor de carga de 1. *CD- Cargo por distribución, CC- Cargo por capacidad, EP- Energía punta, EI- Energía intermedia, EB- Energía base, EPo- Energía ponderado, CyD- Capacidad y distribución, ED- Energía + Demanda.

Apéndice G

Resultados

Consumo de agua de uso municipal [dam^3/mes]							
No. Días/mes	Mes	Todas categorías	5 estrellas	4 estrellas	3 estrellas	2 estrellas	1 estrella
31	Enero	204.2	136.3	51.2	12.7	2.3	1.7
28	Febrero	246.4	171.2	60.7	12.0	1.3	1.4
31	Marzo	296.2	209.2	69.7	11.9	3.7	1.7
30	Abril	219.1	143.3	58.9	12.3	2.2	2.3
31	Mayo	188.1	101.4	66.4	13.8	2.4	4.2
30	Junio	128.6	78.7	38.6	7.6	2.1	1.6
31	Julio	174.3	119.6	41.5	10.1	1.7	1.4
31	Agosto	222.6	152.8	52.1	14.0	2.0	1.6
30	Septiembre	2304.8	1595.1	589.9	98.1	8.2	13.5
31	Octubre	2415.3	1588.0	650.9	123.4	27.8	25.2
30	Noviembre	305.5	209.2	74.1	16.6	3.1	2.5
31	Diciembre	339.0	241.8	73.2	17.6	4.1	2.2
Consumo de agua caliente [dam^3/mes]							
No. Días/mes	Mes	Todas categorías	5 estrellas	4 estrellas	3 estrellas	2 estrellas	1 estrella
31	Enero	85.8	57.3	21.5	5.3	1.0	0.7
28	Febrero	103.6	71.9	25.5	5.0	0.5	0.6
31	Marzo	124.5	87.9	29.3	5.0	1.5	0.7
30	Abril	92.1	60.2	24.8	5.2	0.9	1.0
31	Mayo	79.1	42.6	27.9	5.8	1.0	1.8
30	Junio	54.0	33.1	16.2	3.2	0.9	0.7
31	Julio	73.2	50.3	17.4	4.3	0.7	0.6
31	Agosto	93.6	64.2	21.9	5.9	0.8	0.7
30	Septiembre	968.7	670.4	247.9	41.2	3.5	5.7
31	Octubre	1015.1	667.4	273.6	51.8	11.7	10.6
30	Noviembre	128.4	87.9	31.2	7.0	1.3	1.0
31	Diciembre	142.5	101.6	30.8	7.4	1.7	0.9

Cuadro G.1: Perfiles de demanda mensual de agua de uso municipal y de agua caliente del sector turístico de Cozumel. Estos perfiles refieren al percentil 95 de los valores proyectados normalizados.

Consumo de agua de uso municipal [dam^3/mes]							
No. Días/mes	Mes	Todas categorías	5 estrellas	4 estrellas	3 estrellas	2 estrellas	1 estrella
31	Enero	204.2	136.3	51.2	12.7	2.3	1.7
28	Febrero	246.4	171.2	60.7	12.0	1.3	1.4
31	Marzo	296.2	209.2	69.7	11.9	3.7	1.7
30	Abril	219.1	143.3	58.9	12.3	2.2	2.3
31	Mayo	188.1	101.4	66.4	13.8	2.4	4.2
30	Junio	128.6	78.7	38.6	7.6	2.1	1.6
31	Julio	174.3	119.6	41.5	10.1	1.7	1.4
31	Agosto	222.6	152.8	52.1	14.0	2.0	1.6
30	Septiembre	339.0	241.8	73.2	17.6	4.1	2.2
31	Octubre	339.0	241.8	73.2	17.6	4.1	2.2
30	Noviembre	305.5	209.2	74.1	16.6	3.1	2.5
31	Diciembre	339.0	241.8	73.2	17.6	4.1	2.2
Consumo de agua caliente [dam^3/mes]							
No. Días/mes	Mes	Todas categorías	5 estrellas	4 estrellas	3 estrellas	2 estrellas	1 estrella
31	Enero	85.8	57.3	21.5	5.3	1.0	0.7
28	Febrero	103.6	71.9	25.5	5.0	0.5	0.6
31	Marzo	124.5	87.9	29.3	5.0	1.5	0.7
30	Abril	92.1	60.2	24.8	5.2	0.9	1.0
31	Mayo	79.1	42.6	27.9	5.8	1.0	1.8
30	Junio	54.0	33.1	16.2	3.2	0.9	0.7
31	Julio	73.2	50.3	17.4	4.3	0.7	0.6
31	Agosto	93.6	64.2	21.9	5.9	0.8	0.7
30	Septiembre	142.5	101.6	30.8	7.4	1.7	0.9
31	Octubre	142.5	101.6	30.8	7.4	1.7	0.9
30	Noviembre	128.4	87.9	31.2	7.0	1.3	1.0
31	Diciembre	142.5	101.6	30.8	7.4	1.7	0.9

Cuadro G.2: Perfiles modificados de demanda mensual de agua de uso municipal y de agua caliente del sector turístico de Cozumel. Estos perfiles refieren al percentil 95 modificado de los valores proyectados normalizados.

Mes	Wtp	Wb1p	Wb2p	Wbcw	Wbhw	aux	Wnetp	Wcable	Wnetp2	Wcable2
Ene	4.93	0.02	1.97	0.46	0.22	0.49	1.76	1.74	3.73	3.69
Feb	6.53	0.03	2.71	0.63	0.53	0.65	1.98	1.96	4.69	4.64
Mar	7.07	0.03	2.97	0.69	0.68	0.71	1.98	1.96	4.95	4.90
Abr	6.12	0.02	2.20	0.58	0.30	0.61	2.40	2.38	4.60	4.55
May	6.19	0.02	1.80	0.58	0.17	0.62	3.00	2.97	4.80	4.75
Jun	4.80	0.02	1.25	0.43	0.06	0.48	2.56	2.53	3.81	3.77
Jul	6.77	0.02	1.66	0.62	0.14	0.68	3.65	3.61	5.31	5.25
Ago	9.39	0.03	2.15	0.91	0.29	0.94	5.07	5.02	7.22	7.15
Sep	15.10	0.06	3.60	1.70	1.13	1.51	7.09	7.03	10.70	10.59
Oct	13.98	0.06	3.47	1.47	1.02	1.40	6.57	6.51	10.04	9.94
Nov	10.81	0.04	3.19	1.07	0.83	1.08	4.59	4.55	7.79	7.71
Dic	9.54	0.04	3.48	0.95	1.02	0.95	3.09	3.06	6.57	6.50

Cuadro G.3: Potencias mensuales generadas y demandadas en el sistema OTEC de ciclo abierto, sujeto a la demanda de agua del sector hotelero de Cozumel. Wtp- Potencia real de la turbina, Wb1p- Potencia de bomba de agua desalada, Wb2p- Potencia de bomba de reinyección de agua marina no desalada, Wbcw y Whw - Potencias de bombeo de agua marina superficial y de bajans profundidades, aux- Potencia de consumo de los sistemas auxiliares del sistema OTEC, Wnetp y Wnetp- Potencia neta real de cada configuración y Wcable- Potencia transmitida en el cable submarino.

Mes	PM95CTA	mst	P95CTA	Razón cobertura
Ene	0.08	0.08	0.08	100 %
Feb	0.10	0.10	0.10	100 %
Mar	0.11	0.11	0.11	100 %
Abr	0.08	0.09	0.08	112 %
May	0.07	0.09	0.07	134 %
Jun	0.05	0.07	0.05	145 %
Jul	0.07	0.10	0.07	155 %
Ago	0.08	0.14	0.08	167 %
Sep	0.13	0.22	0.89	25 %
Oct	0.13	0.21	0.90	23 %
Nov	0.12	0.16	0.12	139 %
Dic	0.13	0.15	0.13	116 %

Cuadro G.4: Demanda de agua del sector hotelero de Cozumel (percentil 95 y percentil 95 modificado) y desalación del sistema OTEC de ciclo abierto.

Meses	Q solar	Q auxiliar	Q demanda
Jan	8.79	5.65	13.90
Feb	10.83	2.46	12.48
Mar	10.64	3.67	13.56
Apr	10.58	2.98	12.77
May	10.01	3.45	12.83
Jun	8.36	4.18	12.15
Jul	9.31	3.77	12.46
Aug	9.95	3.31	12.55
Sep	9.73	3.26	12.41
Oct	9.63	4.24	13.19
Nov	9.75	4.00	13.12
Dec	10.04	4.40	13.82

Cuadro G.5: Resultados mensuales del sistema termosolar en Cozumel. Q auxiliar refiere al calor no cubierto por el sistema termosolar, por lo que tendría que ser cubierto por un sistema auxiliar de calentamiento.

Mes	P95 (dm^3/s)	PM95 (dm^3/s)	Sistema termo (dm^3/s)	UR*	Cobertura (%)**	AT (dm^3/s)***
Ene	0.63	0.63	0.10	6	155%	0.97
Feb	0.46	0.46	0.10	5	212%	0.97
Mar	0.85	0.85	0.10	9	115%	0.97
Abr	0.73	0.73	0.10	8	133%	0.97
May	1.03	1.03	0.10	11	94%	0.97
Jun	0.60	0.60	0.10	6	162%	0.97
Jul	0.48	0.48	0.10	5	202%	0.97
Ago	0.57	0.57	0.10	6	170%	0.97
Sep	3.52	1.03	0.10	36	28%	0.97
Oct	8.32	1.00	0.10	86	12%	0.97
Nov	0.90	0.90	0.10	9	107%	0.97
Dic	1.00	1.00	0.10	10	97%	0.97

Cuadro G.6: Demanda y cobertura de agua caliente por parte del sistema termosolar. *UR- Unidades requeridas; refiere a la cantidad de unidades requeridas para cubrir la demanda de agua caliente del percentil 95 modificado con la capacidad del sistema termosolar planteado. ** Contempla el porcentaje de cobertura que tienen 7 unidades termosolares frente a la demanda de agua del percentil 95 modificado de cada mes. *** AT- Arreglo termosolar.