



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN
NICOLÁS DE HIDALGO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



**DISEÑO DE UNA PLANTA DE POLIGENERACIÓN
GEOTÉRMICA-TERMOSOLAR CON CAPACIDAD PARA
PRODUCIR ELECTRICIDAD, HIELO Y PRODUCTOS
DESHIDRATADOS**

TESIS

**PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA
MECÁNICA**

PRESENTA:

ING. PABLO TUTUTI RÍOS

ASESORES:

DR. CARLOS RUBIO MAYA

DR. J. JESÚS PACHECO IBARRA

**TESIS APOYADA POR EL CONSEJO NACIONAL DE CIENCIA Y
TECNOLOGÍA**

MORELIA, MICHOACÁN

OCTUBRE DEL 2017



DEDICATORIA

A mis padres y hermano, que los amo con todo mi corazón y han sido el pilar para seguir realizando todas mis metas, por la motivación constante que me ha permitido salir adelante ante toda adversidad, pero más que nada, por su amor.

A todos los que me dieron su apoyo incondicional para escribir y concluir esta tesis.

Para aquellos que siempre han creído en mí.

AGRADECIMIENTOS

Ley doy gracias a mis padres Pablo Tututi Hernández y Ma. Elena Ríos Estrada, por apoyarme en todo momento, por la oportunidad de adquirir una excelente educación a lo largo de toda mi vida, por su motivación y sus ganas infinitas de verme triunfar, por todo el esfuerzo que han invertido en mí, por su amor, por siempre creer en mí, nunca tendré palabras suficientes para agradecerles, los amo.

Gracias a mi hermano Edgar Tututi Ríos del que también eh aprendido y me ha dado lecciones para seguir adelante y nunca ha dejado de apoyarme.

A mis familiares Tututi Hernández y Ríos Estrada, que siempre me han apoyado.

A todos mis amigos que siempre estuvieron junto a mí en las buenas y en las malas, que siempre me dieron su apoyo y ánimos para seguir adelante.

RESUMEN

En este trabajo se realiza el diseño de una planta de poligeneración geotérmica-termosolar con capacidad para producir electricidad, hielo y productos deshidratados. El caso de estudio se desarrolla tomando como base los recursos geotérmicos de media y baja entalpia con temperaturas de 90 a 130 °C, así como el recurso solar disponible en el estado de Michoacán. La planta opera en forma de cascada con tres niveles térmicos. El primer nivel térmico se integra con un ciclo Rankine orgánico para producir electricidad, el segundo nivel térmico está conformado por sistema de absorción de simple efecto para la producción de frío en conjunto con una máquina para producir hielo, en el último nivel, se incluye un deshidratador para el secado de productos agrícolas. Los productos agrícolas considerados para deshidratar son: aguacate, chile verde y jitomate rojo. Para determinar las condiciones de diseño de la planta, el rendimiento energético y la factibilidad económica, se ha desarrollado un procedimiento de análisis técnico-económico basado en la aplicación de balances de masa, energía e indicadores de rentabilidad económica. Los resultados obtenidos permiten determinar los parámetros y variables para el diseño de la planta, así como determinar la capacidad nominal de los equipos principales y dimensionar adecuadamente otros subsistemas como: intercambiadores de calor, equipo de bombeo y torre de enfriamiento. Los resultados del análisis técnico del diseño final de la planta demuestran que, con el uso de la energía geotérmica de media y baja entalpia, en forma de cascada se puede incrementar el rendimiento global de la planta, obteniendo una eficiencia del 39.04 %, y evitando 422.4 Ton-CO₂/Año. Los indicadores de viabilidad económica demostraron que se tiene un mayor beneficio con el deshidratado del aguacate. Por otra parte, de ser necesaria la integración de un campo termosolar, los colectores solares Fresnel lineal resultaron ser la mejor opción. Por último, se obtuvieron 25 casos para el análisis de combinaciones de potencia nominales en equipos principales para conocer el comportamiento de los excedentes de energía eléctrica y eficiencia global de la planta.

Palabras clave: Diseño, planta, poligeneración, geotérmica, termosolar.

ABSTRACT

In this work the design of a geothermal-solar thermal polygeneration plant with the capacity to produce electricity, ice and dehydrated products is carried out. The case study is based on geothermal resources of medium-low enthalpy with temperatures of 90 to 130 ° C, as well as the available solar resource in the state of Michoacán. The polygeneration plant is designed to operate in what is known as a geothermal cascade consisting of three levels, where the first level is integrated an organic Rankine cycle for the production of electricity, the second level is conformed by the absorption system of Simple effect for the production of cold in conjunction with an ice machine, in the last level, a dehydrator is included for the drying of agricultural products. The agricultural products for dehydration are: avocado, green chili and red tomato. In order to determine the conditions of plant design, energy performance and economic feasibility, a technical-economic analysis procedure was developed based on the application of mass, energy and economic profitability indicators. The results obtained allow to determine the parameters and variables for the design of the plant, as well as to determine the nominal capacity of the main equipment and to properly dimension other subsystems such as: heat exchangers, pumping equipment and cooling tower. The results of the technical analysis of the final design of the plant demonstrate that, with the use of geothermal energy of media and low enthalpy, in the form of a cascade can increase the overall performance of the plant, obtaining an efficiency of 39.04 %, avoiding 422.4 Ton-CO₂/Year. The economic viability indicators showed that they have a greater benefit from avocado dehydration. On the other hand, if the integration of a thermos-solar field is necessary, Fresnel linear collector proved to be the best option. Finally, 25 cases were obtained for the analysis of nominal power combinations in main equipment to know the behavior of surplus electric energy and the overall efficiency of the plant.

Keywords: Design, plant, polygeneration, geothermal, termosolar.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	IX
JUSTIFICACIÓN.....	X
OBJETIVO	XI
HIPÓTESIS	XII
METODOLOGÍA	XIII
NOMENCLATURA	1
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	4
1.1 ENERGÍA GEOTÉRMICA	5
1.1.1 ENERGÍA GEOTÉRMICA EN EL MUDO	6
1.1.2 ENERGÍA GEOTÉRMICA EN MÉXICO.....	9
1.1.2.1 CAMPOS GEOTÉRMICOS DE MEDIA Y BAJA ENTALPIA EN MÉXICO	12
1.1.3 APLICACIONES DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA	14
1.2 ENERGÍA SOLAR	16
1.2.1 APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR	17
1.2.2 SISTEMAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR.....	19
1.2.2.1 COLECTOR SOLAR PARABÓLICO (PTC).....	19
1.2.2.2 COLECTOR SOLAR FRESNEL LINEAL (LFC)	20
1.2.2.3 CAMPO DE COLECTORES HELIOSTATOS (HFC).....	21
1.2.2.4 COLECTOR SOLAR DE DISCO PARABÓLICO (PDC).....	21
CAPÍTULO 2. SISTEMAS DE POLIGENERACIÓN Y USO EN CASCADA DE SISTEMAS GEOTÉRMICO-TERMOSOLAR.....	23
2.1 SISTEMAS DE POLIGENERACIÓN.....	24
2.2 ENERGÍA GEOTÉRMICA CON USO EN CASCADA	25
2.3 SISTEMAS HÍBRIDOS GEOTÉRMICO-TERMOSOLAR.....	26
2.4 REVISIÓN DE LA LITERATURA	27
CAPÍTULO 3. PROCEDIMIENTO DE INTEGRACIÓN DE LA PLANTA DE POLIGENERACIÓN	31
3.1 DESCRIPCIÓN DEL RECURSO GEOTÉRMICO Y SOLAR EN MICHOACÁN	32
3.1.1 ZONA GEOTÉRMICA DE ARARÓ.....	32
3.1.2 ZONA GEOTÉRMICA DE IXTLÁN DE LOS HERVORES	35
3.1.3 ZONA GEOTÉRMICA DE LOS NEGRITOS.....	38
3.1.4 ZONA GEOTÉRMICA DE PURUANDIRO.....	38
3.2 ESQUEMAS CONCEPTUALES	39
3.3 EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS ESQUEMAS CONCEPTUALES	43
3.3.1 EVALUACIÓN CON NIVEL DE MODELADO EN SISTEMA	43
3.3.2 EVALUACIÓN CON NIVEL DE MODELADO A SUBSISTEMA	44
3.3.2.1 MODELO ENERGÉTICO DEL SISTEMA ORC	45
3.3.2.2 MODELO ENERGÉTICO DEL RECURSO GEOTÉRMICO	46
3.3.2.3 MODELO ENERGÉTICO DEL SISTEMA DE ABSORCIÓN DE SIMPLE EFECTO CON PAR DE TRABAJO $\text{LiBr}/\text{H}_2\text{O}$ Y $\text{NH}_3/\text{H}_2\text{O}$	46
3.3.2.4 MODELO ENERGÉTICO DEL DESHIDRATADOR GEOTÉRMICO TIPO CABINA.....	48
3.3.2.5 MODELADO ENERGÉTICO DEL CAMPO TERMO-SOLAR.	49
3.3.2.6 MODELADO ENERGÉTICO DE SUBSISTEMAS	49
3.3.2.7 MODELADO DE RENDIMIENTOS ENERGÉTICOS DEL SISTEMA EN CASCADA	50
3.3.2.8 MODELADO PARA EMISIONES DE CO_2 EVITADAS.....	50
3.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES.....	51
3.4.1 MODELADO DE COSTOS DE INVERSIÓN	51
3.4.1.1 PERFORACIÓN DEL POZO GEOTÉRMICO	52
3.4.1.2 SISTEMA ORC	52

3.4.1.3	SISTEMA DE ABSORCIÓN DE SIMPLE EFECTO	52
3.4.1.4	MÁQUINA PARA PRODUCCIÓN DE HIELO	53
3.4.1.5	DESHIDRATADOR GEOTÉRMICO	53
3.4.1.6	CAMPO TERMO-SOLAR	53
3.4.1.7	COSTO TOTAL Y ANUAL	53
3.4.1.8	INGRESOS Y EGRESOS DE LA PLANTA	54
3.4.2	MODELADO DE INDICADORES DE VIABILIDAD ECONÓMICA	55
CAPÍTULO 4. DISEÑO DETALLADO DE LA PLANTA DE POLIGENERACIÓN		56
4.1	SOLUCIÓN DE LOS MODELADOS TÉCNICO Y ECONÓMICO EN NIVEL DE SISTEMA Y SUBSISTEMA PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPOS PRINCIPALES	57
4.1.1	SELECCIÓN DE EQUIPOS PRINCIPALES	61
4.2	DISEÑO FINAL DE LA PLANTA	64
4.3	BALANCE TERMODINÁMICO DEL DISEÑO FINAL	65
4.4	SUBSISTEMAS DE LA PLANTA	67
4.4.1	SELECCIÓN DE SUBSISTEMAS	67
4.5	DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA	70
4.5.1	MONTAJE DEL MÓDULO ORC ENOGIA 40LT	70
4.5.2	MONTAJE DEL SISTEMA DE ABSORCIÓN DE SIMPLE EFECTO THERMAX 50 TR....	72
4.5.3	MONTAJE DE LA MÁQUINA DE HIELO SNOWELL ICE	73
4.5.4	MONTAJE DE SUBSISTEMAS	73
4.5.5	DIAGRAMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA	75
CAPÍTULO 5. RESULTADOS.....		76
5.1	PRODUCTOS DE LOS MODELOS CONCEPTUALES	77
5.2	PRODUCTOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO DEL MODELO EN SUBSISTEMA.....	77
5.3	PRODUCTOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO DEL DISEÑO FINAL DE LA PLANTA	91
5.3.1	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL AGUACATE DESHIDRATADO PARA EL MODELADO ECONÓMICO DEL DISEÑO FINAL DE LA PLANTA	96
5.4	ANÁLISIS DE COMBINACIONES DE POTENCIAS NOMINALES EN EQUIPOS PRINCIPALES PARA EXCEDENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EFICIENCIA GLOBAL DE LA PLANTA DE POLIGENERACIÓN	100
5.4.1	SISTEMA H ₂ O/NH ₃ CON CAPACIDAD DE 5 KWF DE ENFRIAMIENTO.....	102
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES.....		107
BIBLIOGRAFÍA.....		111
ANEXOS		115
ANEXO I. SISTEMAS DE CICLO RANKINE ORGÁNICO (ORC).....		116
ANEXO II. FICHA TÉCNICA DEL MÓDULO ORC ENOGIA 40LT		119
ANEXO III. EQUIPOS DE REFRIGERACIÓN POR ABSORCIÓN		125
ANEXO IV. FICHA TÉCNICA DEL SISTEMA DE ABSORCIÓN DE SIMPLE EFECTO SINGLE EFFECT THERMAX 50 TR		128
ANEXO V. EQUIPOS DE DESHIDRATACIÓN		134
ANEXO VI. EQUIPOS PARA PRODUCCIÓN DE HIELO		135
ANEXO VII. FICHA TÉCNICA DE LA MÁQUINA DE HIELO 1 TUBE ICE MACHINE SNOWELL ICE SYSTEMS.....		137
ANEXO VIII. FICHA TÉCNICA DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR SONDEX S41		138
ANEXO IX. FICHA TÉCNICA DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR DE PLACAS ALFA LAVAL T5M-FG		140
ANEXO X. FICHA TÉCNICA DE LA BOMBA CENTRÍFUGA HORIZONTAL GRUNDFOS 15705LC		141
ANEXO XI. FICHA TÉCNICA DE LA TORRE DE ENFRIAMIENTO REYMSA HRF812115		144
ANEXO XII. ANÁLISIS DE COMBINACIONES DE POTENCIAS NOMINALES EN EQUIPOS PRINCIPALES PARA EXCEDENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EFICIENCIA GLOBAL DE LA PLANTA.....		145

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Capacidad bajo desarrollo por país (Megawatts) [3].	7
Figura 2. Capacidad nominal de energía geotérmica internacional [3].	8
Figura 3. Capacidad operativa de energía geotérmica por país [3].	9
Figura 4. Manifestaciones y factibilidad del recurso geotérmico en México.	10
Figura 5. Configuración general tectónica de México y ubicación de campos geotérmicos.	11
Figura 6. Localización de zonas geotérmicas.	14
Figura 7. Principales usos de la energía geotérmica en función de la temperatura [1].	14
Figura 8. Aplicaciones del uso directo de la energía geotérmica en 2015, distribuido en porcentaje de la capacidad total instalada (MWt), [16].	16
Figura 9. Irradiación solar global en México.	17
Figura 10. Esquema fotovoltaico de uso directo interconectado a la red eléctrica.	18
Figura 11. Esquema fotovoltaico aislado.	18
Figura 12. Colector solar plano y de tubos de vacío.	19
Figura 13. Esquema del colector solar parabólico [20].	20
Figura 14. Esquema del colector solar Fresnel [19].	20
Figura 15. Esquema del campo de colectores heliostatos [19].	21
Figura 16. Esquema de colector solar de disco parabólico [19].	22
Figura 17. Sistema de poligeneración: multirecurso y multiproducto [21].	24
Figura 18. Posibles vías de los sistemas de poligeneración [22].	25
Figura 19. Esquema de un sistema en cascada [23].	26
Figura 20. Planta híbrida geotérmica-termosolar en Simirao, Michoacán.	27
Figura 21. Planta de ciclo binario geotérmica-solar en Simirao (Zinapécuaro, Mich).	28
Figura 22. Gráfica de presión y temperatura en pozo Z-3 a 256 m de profundidad.	33
Figura 23. Gráfica de presión y temperatura en pozo geotérmico en San Agustín del Maíz.	34
Figura 24. Gráfica de presión y temperatura en pozo geotérmico de La Palma.	34
Figura 25. Marco geológico de Ixtlán de lo Hervores [44].	37
Figura 26. Esquema conceptual básico con uso del recurso geotérmico y solar.	40
Figura 27. Esquema conceptual básico con uso del recurso geotérmico.	40
Figura 28. Esquema conceptual básico con uso del recurso solar.	41
Figura 29. Esquema conceptual detallado con uso del recurso geotérmico y solar.	41
Figura 30. Esquema conceptual detallado con uso del recurso geotérmico.	42
Figura 31. Esquema conceptual detallado con uso del recurso solar.	42
Figura 32. Diagrama de equipos principales con subsistemas.	44
Figura 33. Módulo ORC ENOGIA 40LT.	62
Figura 34. SINGLE EFFECT 50TR THERMAX.	63
Figura 35. 1T ICE SNOWELL.	64
Figura 36. Diagrama general de la planta en cascada.	65
Figura 37. Intercambiador de calor SONDEX S41.	68
Figura 38. Intercambiador de calor de placas Alfa Laval, modelo T5M-FG.	68
Figura 39. Bomba centrífuga horizontal Grundfos modelo 15705LC.	69
Figura 40. Torre de enfriamiento REYMSA modelo HRFG 812115.	70
Figura 41. Diagrama detallado de conexiones y dimensiones del módulo ENOGIA 4LT.	71
Figura 42. Diagrama del espacio libre para mantenimiento del módulo ENOGIA 40LT.	71
Figura 43. Bisagras para anclaje del intercambiador de calor SONDEX S41.	73
Figura 44. Pie para anclaje del intercambiador de calor Alfa-Laval T5M-FG.	74

Figura 45. Anclaje de la bomba centrífuga horizontal Grundfos 15705LC.	74
Figura 46. Distribución de equipos principales y subsistemas de la planta.	75
Figura 47. Alternativas de operación con capacidades nominales.	78
Figura 48. Gráfica del costo unitario del aguante deshidratado contra el VAN.	98
Figura 49. Gráfica del costo unitario del aguante deshidratado contra el PRS.	98
Figura 50. Gráfica de superficie del costo unitario del aguacate deshidratado, con VAN y PRS....	98
Figura 51. Gráfica del costo unitario del aguante deshidratado contra el VAN, integrando colectores LFC.	99
Figura 52. Gráfica del costo unitario del aguante deshidratado contra el PRS, integrando colectores LFC.	99
Figura 53. Gráfica de superficie del costo unitario del aguacate deshidratado, con VAN y PRS, integrando colectores LFC.	100
Figura 54. Diagrama general de la planta.	101
Figura 55. Gráfica de Potencia del ORC (<i>WORC</i>) contra excedente de electricidad (<i>WTT</i>) con un diámetro en tubería de 0.1016 m.	103
Figura 56. Gráfica de Potencia del ORC (<i>WORC</i>) contra excedente de electricidad (<i>WTT</i>) con un diámetro en tubería de 0.1524 m.	103
Figura 57. Gráfica de Potencia del ORC (<i>WORC</i>) contra excedente de electricidad (<i>WTT</i>) con un diámetro en tubería de 0.2032 m.	104
Figura 58. Gráfica combinada con potencias del ORC (<i>WORC</i>) y excedente de electricidad (<i>WTT</i>), utilizando los tres diámetros.	104
Figura 59. Gráfica de superficie con 0.1016 m de diámetro de tubería.	105
Figura 60. Gráfica de superficie con 0.1016 m de diámetro de tubería.	105
Figura 61. Gráfica de superficie con 0.1016 m de diámetro de tubería.	106
Figura 62. Diagramas de los ciclos a) ORC básico b) regenerativo húmedo y c) regenerativo seco con sus diagramas T-s correspondientes.	116
Figura 63. Distribución de equipos en el módulo ENOGIA 40LT.	121
Figura 64. Componentes y distribución de equipos del módulo ENOGIA 40LT.	121
Figura 65. Tubería de lazo cerrado para el agua caliente y fría del módulo ENOGIA 40LT.	122
Figura 66. Turbogeneradores e inversores del ENOGIA 40LT.	123
Figura 67. Conexión eléctrica del ENO-40LT.	124
Figura 68. Cable de conexión del PLC.	124
Figura 69. (a) Proceso de absorción causando efecto refrigerante y (b) proceso de separación de refrigerante como resultado de adición de calor.	125
Figura 70. Ciclo continuo de absorción compuesto por dos procesos.	126
Figura 71. Sistema de simple efecto con intercambiador de calor.	126
Figura 72. Elementos básicos del sistema de compresión de vapor.	135
Figura 73. Máquina para producción de hielo tubular.	136

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Zonas con recursos geotérmicos hidrotermales [15].	13
Tabla 2. Resumen de datos de uso directo de la energía geotérmica en todo el mundo por región y continente, 2015 [16].	15
Tabla 3. Mediciones y cálculos de temperatura de pozos en la Zona de Araro [41].	32
Tabla 4. Parámetros para el método Volumétrico-Montecarlo en Araro [15].	33
Tabla 5. Radiaciones en el periodo 1991-2010, zona geotérmica Zimirao.	35
Tabla 6. Parámetros para el método Volumétrico-Montecarlo en Ixtlán de los Hervores [15].	36
Tabla 7. Radiaciones en el periodo 1991-2010, zona geotérmica Ixtlán de los Hervores [43].	37
Tabla 8. Parámetros para el método Volumétrico-Montecarlo en Los Negritos [15].	38
Tabla 9. Parámetros para el método Volumétrico-Montecarlo en Puruandiro [15].	39
Tabla 10. Productos integrados del sistema basado en el esquema conceptual 1G.	57
Tabla 11. Propiedades termodinámicas integrando un sistema absorción de simple efecto con par de trabajo LiBr/H ₂ O.	59
Tabla 12. Productos integrados con sistema LiBr/H ₂ O.	59
Tabla 13. Propiedades termodinámicas integrando un sistema absorción de simple efecto con par de trabajo H ₂ O/NH ₃ .	60
Tabla 14. Productos integrados con sistema H ₂ O/NH ₃ .	60
Tabla 15. Costos de inversión de equipos principales del sistema.	61
Tabla 16. Parámetros principales del módulo ORC ENOGIA 40LT.	62
Tabla 17. Parámetros principales de la maquina SINGLE EFFECT 50TR THERMAX.	63
Tabla 18. Parámetros principales de la maquina 1T ICE TUBE.	64
Tabla 19. Propiedades termodinámicas del diseño final de la planta.	66
Tabla 20. Flujos principales de energía.	67
Tabla 21. Características de conexión para el módulo ENOGIA 40LT.	70
Tabla 22. Dimensiones del módulo ENOGIA 40LT.	71
Tabla 23. Dimensiones del sistema THERMAX 50 TR.	72
Tabla 24. Especificaciones eléctricas del sistema THERMAX 50 TR.	72
Tabla 25. Dimensiones de la máquina de hielo.	73
Tabla 26. Características de conexión de la torre de enfriamiento REYMSA HRFG 812115.	75
Tabla 27. Cantidad de producto agrícola a deshidratar.	77
Tabla 28. Caso 1GSP,F: Ixtlán de los Hervores, aportación de calor y áreas de PTC y LFC.	79
Tabla 29. Caso 2SP,F: Ixtlán de los Hervores, aportación de calor y áreas de PTC y LFC.	79
Tabla 30. Caso 1GSP,F: San Nicolás Simirao, aportación de calor y áreas de PTC y LFC.	79
Tabla 31. Caso 2SP,F: San Nicolás Simirao, aportación de calor y áreas de PTC y LFC.	80
Tabla 32. Cantidad de producto agrícola que es posible deshidratar y deshidratado.	80
Tabla 33. Producción de hielo con el sistema H ₂ O/NH ₃ .	80
Tabla 34. Producción de hielo con la máquina para producir hielo.	81
Tabla 35. Costos de inversión de equipos principales con integración del sistema H ₂ O/NH ₃ .	82
Tabla 36. Costos de inversión para colectores solares y costos totales del sistema para la zona de Ixtlán con integración del sistema H ₂ O/NH ₃ .	82
Tabla 37. Costos de inversión para colectores solares y costos totales del sistema para la zona de Simirao con integración del sistema H ₂ O/NH ₃ .	83
Tabla 38. Costos de inversión de equipos principales con integración del sistema LiBr/H ₂ O.	83
Tabla 39. Costos de inversión para colectores solares y costos totales del sistema para la zona de Ixtlán con integración del sistema LiBr/H ₂ O.	84

Tabla 40. Costos de inversión para colectores solares y costos totales del sistema para la zona de Simirao con integración del sistema LiBr/H ₂ O.	84
Tabla 41. Ingresos y egresos de los productos del sistema.	85
Tabla 42. Costos de inversión anual, flujo de dinero, valor actual neto y el periodo de retorno simple para las diferentes alternativas de operación.	86
Tabla 43. Inversión anual para los casos 1GSP,F y 1SP,F en Ixtlán y Simirao.	87
Tabla 44. Flujo de dinero para los casos 1GSP,F y 1SP,F en Ixtlán y Simirao.	88
Tabla 45. Valor actual neto para los casos 1GSP,F y 1SP,F en Ixtlán y Simirao.	89
Tabla 46. Periodo de retorno simple para los casos 1GSP,F y 1SP,F en Ixtlán y Simirao.	90
Tabla 47. Equipos que integran la planta y su consumo eléctrico.	92
Tabla 48. Áreas de los campos PTC, LFC, y costos de inversión.	93
Tabla 49. Cantidad de producto agrícola deshidratado.	93
Tabla 50. Costos de inversión para colectores PTC y LFC.	94
Tabla 51. Costos de inversión de subsistemas.	94
Tabla 52. Costos de inversión en equipos principales, total y anual.	94
Tabla 53. Costos de inversión en equipos principales integrando colectores PTC y LFC, total y anual.	95
Tabla 54. Ingresos y egresos de los productos de la planta.	95
Tabla 55. Indicadores de viabilidad económica del diseño final de la planta.	96
Tabla 56. Indicadores de viabilidad económica del diseño final de la planta con integración de colectores PTC y LFC.	96
Tabla 57. Indicadores de viabilidad económica con el análisis de sensibilidad del aguacate deshidratado.	97
Tabla 58. Indicadores de viabilidad económica con el análisis de sensibilidad del aguacate deshidratado, integrando el colector solar LFC.	99
Tabla 59. Fluidos de trabajo orgánicos e inorgánicos para sistemas ORC [24].	117
Tabla 60. Compañías y especificaciones de unidades ORC.	118
Tabla 61. Componentes del ENO-40LT.	122
Tabla 62. Compañías y especificaciones de máquinas de absorción.	127
Tabla 63. Compañías y especificaciones de deshidratadores.	134
Tabla 64. Compañías y especificaciones de máquinas de hielo.	136

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente los recursos geotérmicos de media y baja entalpía han sido explotados en una proporción menor que los recursos de alta entalpía, debido a la baja eficiencia térmica de las tecnologías de conversión de energía. Los recursos geotérmicos de baja y media entalpía son abundantes al igual que el potencial solar. Sin embargo, su utilización se reduce a usos directos de la energía geotérmica y la energía solar se restringe a sistemas térmicos de uso doméstico. Michoacán, tiene un potencial importante de recursos geotérmicos y solar, que permitiría utilizar estas fuentes de energía de manera sustentable.

El uso de la energía de media y baja entalpía es posible en la actualidad mediante el ciclo Rankine orgánico. Pero se tiene la desventaja de que ésta máquina térmica posee un rendimiento energético muy bajo y suele ser incosteable. Además, los procesos convencionales de transformación y uso de la energía representan grandes emisiones de CO₂ debido a que utilizan combustibles fósiles, repercutiendo al medio ambiente y la salud. En este sentido, el uso en cascada es un método que logra reducir de manera importante los problemas de bajo rendimiento, emisiones de CO₂ y de rentabilidad económica.

Hasta el momento no existe una planta de poligeneración geotérmica-termsolar con capacidad para producir electricidad, hielo y productos deshidratados, o un procedimiento de integración para el diseño de una planta con estas características. Donde se realice una descripción de los recursos geotérmicos y solares en el estado de Michoacán, así como esquemas conceptuales para la selección e integración de tecnologías en tres niveles térmicos con uso de la energía geotérmica en cascada. Además, es necesario la evaluación de las capacidades de quipos principales y auxiliares mediante modelados energéticos, una evaluación mediante costos de inversión y viabilidad económica que permita conocer si la planta de poligeneración es rentable o bajo qué condiciones se puede lograr. Por último, el montaje de los equipos principales y auxiliares, para un diagrama de distribución de la planta.

JUSTIFICACIÓN

La justificación de este proyecto de investigación está basada principalmente en que no se cuenta con un diseño basado en parámetros combinados técnico-económico de una planta de poligeneración geotérmica-termosolar con capacidad para producir electricidad, hielo y productos deshidratados, aprovechando los recursos geotérmicos de media-baja entalpía y solares del estado de Michoacán.

De manera particular, no existe un proceso que aproveche el recurso geotérmico y solar en conjunto para la obtención de multiproductos. Además, con el uso en cascada de la energía geotérmica es posible obtener procesos secuenciales con diferentes niveles térmicos, aprovechando de una manera más eficiente el recurso geotérmico. Por otro lado, en la actualidad existen tecnologías para la producción de electricidad y hielo, que pueden ser activadas por medio del recurso geotérmico de media y baja temperatura. Dejando suficiente energía para el deshidratado de productos agrícolas.

Para abordar lo mencionado anteriormente, se plantea diseñar un sistema multiproducto para la generación de electricidad, hielo y productos deshidratados, bajo el concepto de uso en cascada del recurso geotérmico. Esto permitirá el uso efectivo de los recursos geotérmicos de mediana y baja entalpía, así como incrementar el rendimiento energético global del sistema. La energía solar permitirá alcanzar las condiciones de temperatura de la planta, cuando la temperatura del recurso geotérmico no sea la adecuada. Para determinar las condiciones de diseño de la planta, el rendimiento energético y la factibilidad económica, se llevará a cabo un análisis técnico-económico basado en la aplicación de balances de masa, energía e indicadores de rentabilidad económica.

OBJETIVO

El objetivo de este trabajo de investigación es diseñar una planta de poligeneración geotérmica-termsolar con capacidad para producir electricidad, hielo y productos deshidratados, utilizando recurso geotérmico de media-baja entalpia y solar del estado de Michoacán. A través del diseño se logrará determinar el beneficio potencial y económico de la planta.

Para lograr el objetivo general descrito anteriormente, se partirá de los siguientes objetivos específicos:

- **Establecer un procedimiento de integración de la planta.** Realizar: a) Recopilación de condiciones geotérmicas y solares documentadas del estado, b) Obtención de información en el mercado de sistemas ORC, TAR y deshidratadores geotérmicos y, c) Selección de tecnologías para uso en cascada de acuerdo al potencial geotérmico y solar del estado de Michoacán.
- **Diseñar e integrar la planta.** Diseñar la planta con las tecnologías específicas a integrar utilizando el recurso geotérmico-termsolar en conjunto o separado, y arreglo de los equipos y áreas de trabajo. La culminación de este objetivo, permitirá determinar las condiciones del punto de diseño de la planta.
- **Llevar a cabo un análisis técnico-económico.** Realizar el análisis técnico-económico bajo los siguientes escenarios: a) Utilizando únicamente recurso geotérmico y tecnologías seleccionadas, b) Utilizando únicamente recurso solar y tecnologías seleccionadas, y c) Utilizando recurso geotérmico-termsolar y tecnologías seleccionadas.

HIPÓTESIS

Mediante el diseño una planta de poligeneración geotérmica-termosolar con capacidad para producir electricidad, hielo y productos deshidratados, con tres niveles térmicos en forma de cascada, se pueden utilizar los recursos geotérmicos y solares para incrementar el rendimiento y mejorar la rentabilidad económica.

Por lo anterior, el diseño permitirá establecer:

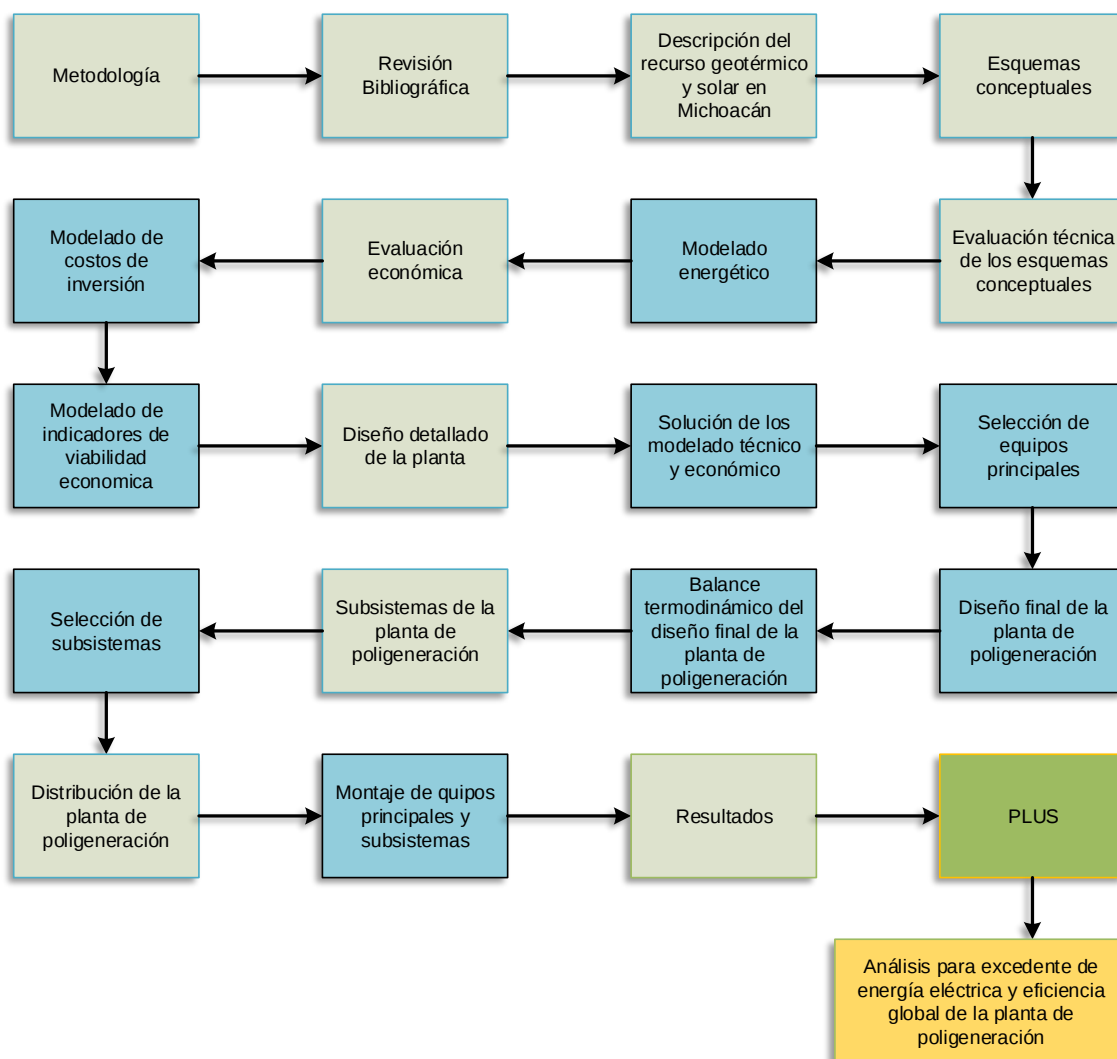
- Formas de operación.
- La problemática para el diseño.
- La mayor eficiencia del sistema de la planta.
- Reducción de emisiones.
- Costo de inversión.
- Costo de generación, etc.

Además, algunas de las ventajas que se obtendrán con el diseño de la planta son las siguientes:

- Empleo de energías alternas
- Cuantificación de las ventajas del sistema por el empleo de energías alternas.
- Conocimiento a detalle sobre el aprovechamiento de los recursos geotérmicos de mediana y baja entalpía.
- Desarrollo y aplicación de metodologías para futuros sistemas híbridos.

METODOLOGÍA

Para el desarrollo de esta investigación se tienen contemplado las siguientes etapas:



NOMENCLATURA

Ac	Área del colector solar (m^2)
Bn	Irradiancia de la radiación directa normal (W/m^2)
CA	Costo Adicional
Ca	Calor
CF	Cash Flow (Flujo de dinero)
CFE	Comisión Federal de Electricidad
COM	Costo de Operación y Mantenimiento
COP	Coefficiente de Operación
CP	Capacidad calorífica específica ($kJ/kg\cdot K$)
CPG	Costo del Pozo Geotérmico
CU	Costo unitario
Dh	Irradiancia media de la radiación difusa horizontal (W/m^2)
EES [®]	Engineering Equation Solver
FD	Factor de disponibilidad
G	Geotérmico
GEA	<u>Geothermal Energy Association</u> (Asociación de Energía Geotérmica)
Gh	Irradiancia media de la radiación global horizontal (W/m^2)
GW	Giga Watts
GWh	Giga Watts hora
GS	Geotérmico Solar
H	Entalpía (Kj/kg)
Hp	Horse power (caballos de potencia)
I	Inversión (USD)
i	Taza de interés (%)
kW	Kilo Watts
kWf	Kilo Watts de frio
L	Longitud (m)
Ld	Luminancia difusa (cd/m^2)
LFC	Linear Fresnel solar collector (Colector solar Fresnel Lineal)
Lg	Luminancia global (cd/m^2)
LiBr	Bromuro de Litio
m	Flujo másico (kg/s)
msnm	Metros sobre el nivel del mar
MW	Mega Watts
MWe	Mega Watts eléctricos
MUSD	Millones de dólares
MXN	Pesos mexicanos
N	Grado de nubosidad
ORC	Ciclo Rankine Orgánico
P	Presión (kPa)
PP	Profundidad del Pozo (m)
PTC	Parabolic trough solar collector (Colector solar parabólico)
Q	Flujo de calor (kW)

S	Solar
SNIIM	Sistema Nacional de Información e Integración de Mercados
SRP	Simple return period (Periodo de retorno simple)
t	Tiempo
TAR	Refrigeración Activada Térmicamente
T	Temperatura (°C)
TOP	Tiempo de operación
TR	Toneladas de Refrigeración
UMSNH	Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo
USD	Dólares americanos
VAN	Valor actual neto
W	Potencia
X	Fracción de masa

Símbolos griegos

η	Eficiencia
Δ	Diferencial

Subíndices

ABS	Absorción
B	Bomba
B _{cac}	Bomba del circuito de agua caliente
B _{ce} ORC	Bomba del circuito de agua de enfriamiento del ORC
B _{ce} ABS	Bomba del circuito de agua de enfriamiento del sistema de absorción
B _e ABS	Bomba del evaporador del sistema de absorción
C	Condensador
caen	cámara de enfriamiento
cal	caldera
cs	colector solar
con	congelación
cv	convencional
DES	Deshidratado
E	Evaporador
En	Enogia
El	Electricidad
Fres	Fresnel
G	Generador
GEO	Geotérmico
Lat	Latente
mh	masa del hielo
mhielo	máquina del hielo
Par	Parabólico

pf	producto fresco
pd	producto deshidratado
req	requerido
Sol	Solar
T	Turbina
VTE	Ventilador de la Torre de Enfriamiento

Superíndices

N	Años
---	------

CAPÍTULO 1.

INTRODUCCIÓN

La disponibilidad de recursos energéticos es uno de los factores más importantes en el desarrollo tecnológico de las naciones. A su vez, el desarrollo tecnológico determina la utilización de ciertos tipos de energía. Los recursos energéticos son usados por el hombre para satisfacer algunas de sus necesidades básicas en forma de calor y trabajo. El actual escenario de precios de los combustibles fósiles, así como las reservas en vías de agotamiento, junto con las implicaciones medioambientales del consumo de éstos, como los gases de efecto invernadero, hace que se conjunten esfuerzos al fomento de las energías alternativas renovables, ya que al ser renovables y limpias, no se agotan y producen pocos impactos negativos en el medio ambiente. La energía geotérmica y la energía solar se encuentran dentro de las energías más prometedoras y suscitan un interés creciente en el conjunto de las estrategias que promueve la explotación de estos recursos [1, 2].

1.1 ENERGÍA GEOTÉRMICA

La palabra geotermia se emplea indistintamente para designar tanto la ciencia que estudia los fenómenos térmicos internos del planeta como al conjunto de procesos industriales que estudian ese calor para producir energía eléctrica y/o calor útil para usos directos. La energía geotérmica es una energía renovable que es obtenida de una fuente interna de calor de la Tierra, esta energía es aprovechada para la generación de electricidad y diferentes procesos agrícolas e industriales, balneología, calefacción, usos domésticos, etc.

El recurso geotérmico es una concentración de calor existente en la corteza terrestre. Engloba el calor almacenado en rocas, suelos y aguas subterráneas, cualquiera que sea su temperatura o procedencia. A continuación, se muestra las categorías por aporte de temperatura para la energía geotérmica [1]:

- **Alta entalpía.** Estos recursos contienen temperaturas superiores a los 150 °C, a estas temperaturas es posible encontrar vapor de agua para ser utilizado en la generación directa de electricidad.
- **Media entalpía.** Estos recursos se encuentran en rangos de temperatura de 90 a 150 °C, son adecuados para la producción de energía eléctrica utilizando tecnologías que emplean un fluido de trabajo con un bajo punto crítico comparado con el agua.
- **Baja entalpía.** Estos recursos se encuentran en un rango de temperatura de 30 °C a 90 °C. El contenido de calor queda limitado para cierto tipo de tecnologías implementadas para ciertos procesos industriales, agrícolas, balneología y calefacción.
- **Muy baja entalpía.** Puede ser implementados en climatización domestica como bombas de calor y en balneología.

1.1.1 ENERGÍA GEOTÉRMICA EN EL MUNDO

Sucesos importantes de la industria de la energía geotérmica [3]:

La Asociación de Energía Geotérmica (GEA, por sus siglas en inglés), muestra datos de un total de 18 plantas de potencia geotérmicas que entraron en línea en el 2015, proporcionando aproximadamente 313 MW de capacidad a la red eléctrica a nivel mundial. La mayoría de las plantas que se pusieron en operación son instalaciones de ciclo binario/ORC en los países de Turquía, Kenia, México, Japón, Alemania y Estados Unidos.

A finales del año 2015 el mercado geotérmico mundial desarrolló alrededor de 12.5 GW de capacidad planificada distribuida en 82 países, repartidos entre 700 a 750 proyectos identificados. Catorce de esos 82 países aportarán 2 GW de energía en línea durante los próximos 3 a 4 años basándose en la lista actual de proyectos en construcción con contratos de compra de energía, equipos ordenados y/o pozos perforados.

A partir de enero del 2016, el mercado global es de aproximadamente 13.3 GW de capacidad operativa repartidos en 24 países.

La base de datos actuales, prevé que la industria geotérmica mundial alcance alrededor de los 18.4 GW para el 2021. El pronóstico conservador de 14.8 GW previsto se compone de las fechas de terminación anunciadas de las plantas ya en construcción.

En general, si todos los países cumplen con sus objetivos y metas de desarrollo de la energía geotérmica, el mercado mundial podría alcanzar 32 GW a comienzos de la década del 2030.

Tecnologías flash, incluyendo doble y triple flash, componen poco menos dos terceras partes de la capacidad global instalada, mientras que el vapor seco es una cuarta parte y el binario es un restante en sexto lugar. El 1 % restante incluye contrapresión y otros desarrollos y tipos experimentales de tecnologías geotérmicas.

La **Figura 1**, muestra una lista de adiciones de capacidad actualizadas para 2015. Sin embargo, comunidades y gobiernos alrededor del mundo solo han cubierto de 6 a 7 % del potencial mundial total de la energía geotérmica, ya que existen vastos recursos sin explotar que podrían proporcionar energía renovable a las redes de todo el mundo y basado en el conocimiento geológico y el desarrollo tecnológico actual. Por otro lado, los desastres naturales, los retrasos en la concesión de permisos y la dificultad para obtener financiación han frenado el crecimiento mundial de la energía geotérmica. Es probable que aproximadamente dentro de la próxima década Filipinas, Indonesia o Europa puedan de manera independiente igualar a los Estados Unidos.

Los proyectos de energía geotérmica en todo el mundo continúan ganando impulso y expandiéndose. A través de América Central y del Sur el desarrollo geotérmico está avanzando. El Salvador planea incorporar una participación de 40% de la energía geotérmica para fines de 2019 y está en camino hacia el cumplimiento de ese objetivo. Chile comenzó a

trabajar en su primera planta geotérmica en el Cerro Pabellón y ha presentado su campaña de perforación de 3 años. Costa Rica obtuvo una línea de crédito de 500 millones de dólares de la Agencia Japonesa de Cooperación Internacional (JICA) para agregar hasta 165 MW en capacidad de generación de energía geotérmica en los proyectos Pailas y Borinquen y Nicaragua extendió los incentivos en el 2015 para alcanzar su meta de 90 % alimentado por energías renovables. África del Este es otro foco regional para la actividad geotérmica ya que los fuertes progresos empujaron a varios países cercanos a la construcción de sus primeras plantas de energía geotérmica. La Compañía de Desarrollo Geotérmico de Tanzania se comprometió a traer 220 MW en línea para 2020. Mientras tanto, Kenia ahora exporta parte de su exceso de capacidad geotérmica a Rwanda y Uganda vecinos mientras genera la mitad de su electricidad a partir de energía geotérmica.

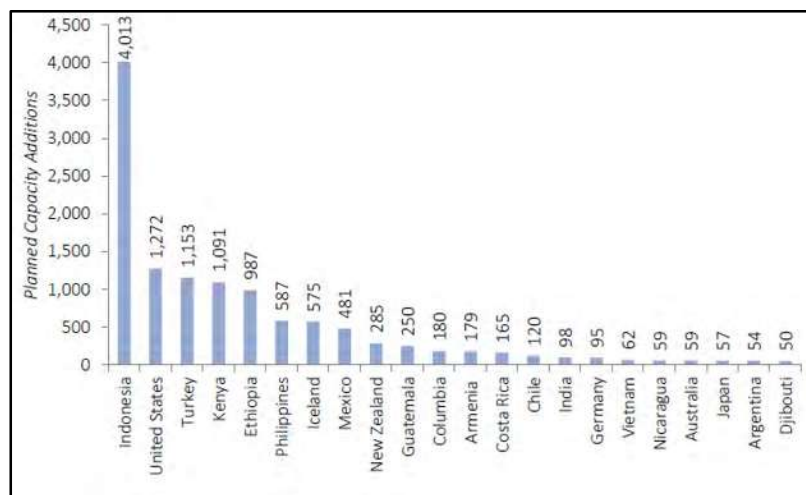


Figura 1. Capacidad bajo desarrollo por país (Megawatts) [3].

La industria estadounidense tiene alrededor de 3.7 GW de capacidad nominal instalada y 2.71 GW de capacidad neta. Además, extendió su capacidad neta a 70 MW en dos expansiones de planta en el estado de Nevada. El 2015 fue un buen año para la geotermia global con muchos hitos de desarrollo cumplidos. Sin embargo, si los países planean cumplir con los objetivos de desarrollo internacional, un aumento de los recursos financieros y el fortalecimiento de los compromisos gubernamentales son componentes necesarios para alcanzar los objetivos del 2021. En la **Figura 2**, se muestran los 18.3 GW de potencia con energía geotérmica que se podrían alcanzar según datos actuales; la línea azul, muestra la capacidad geotérmica hasta inicios del 2015, la línea verde de un tono claro, es la adición potencial de capacidad de plantas en construcción que podría llegar a los 14.8 GW para el 2021; línea verde de tono más oscuro, describe el trayecto de la adición potencial de capacidad de plantas que no han anunciado las fechas de finalización para alcanzar los 18.3 GW de potencia en energía geotérmica y por último la línea punteada señala el pronóstico que la Asociación de Energía Geotérmica tenía contemplado.

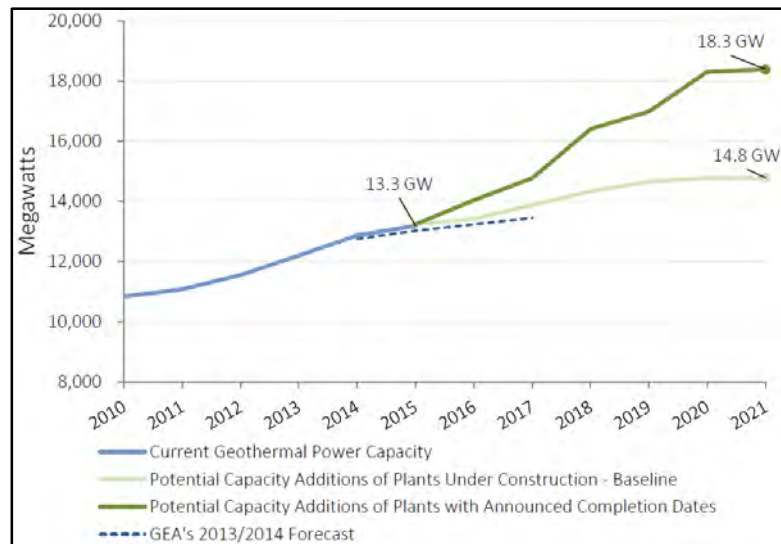


Figura 2. Capacidad nominal de energía geotérmica internacional [3].

Entre marzo y septiembre del 2016, un total de 44 nuevos proyectos de energía geotérmica comenzó a desarrollarse en 23 países, sumando 1,562.5 MW de capacidad de desarrollo y representando un importante incremento en proyectos en todo el mundo. Esta tasa de crecimiento supera el desarrollo anual durante los dos años anteriores al 2016, mostrando que las tasas internacionales de desarrollo geotérmico se duplican con creces. Si esta tasa de crecimiento se mantiene, la energía geotérmica mundial crecería de 13,8 GW a 23 GW en 2021. La capacidad de desarrollo internacional de la energía geotérmica creció constantemente durante los primeros ocho meses del 2016 [4].

En oriente medio y África, a finales de septiembre de 2016, Irán, Kenia y Turquía estaban desarrollando proyectos geotérmicos con cuatro plantas en construcción y un estimado de 317.5 MW de adición de capacidad planificada [4]. Irán con una planta piloto de 5 MW en la región de Meshkin Shahr del país cerca de la base del monte Sabalan [5]. Tanzania ha anunciado planes para generar 100 MW de fuentes geotérmicas dentro de los próximos siete años, lo que le permitirá alcanzar su meta de 100 MW de capacidad instalada para el año 2025. Recientemente se ha establecido que hay un potencial bruto estimado de más de 5,000 MW de electricidad en el país.

En los últimos meses del 2016 en Europa hubo acontecimientos interesantes, ya que Croacia empezó a desarrollar su primera central eléctrica geotérmica en la Cuenca Pannonian con una adición de capacidad planificada estimado de 10 MW con un suministro de turbinas por parte de la empresa Turboden [6]. Francia está incrementando su inversión en energía geotérmica con desarrollo de centrales eléctricas y térmicas, totalizando 64,5 MW en adición de capacidad planificada. Fonroche Geothermal está desarrollando una unidad térmica y una unidad eléctrica en Estrasburgo-Alsacia, con ambas esperadas para llegar a finales del 2018. Fonroche también está desarrollando la planta en Lons-Pau, que se espera se comisione para

el 2020, [7]. Islandia continúa siendo modelo para el desarrollo geotérmico global ya que el país ha anunciado ocho nuevos proyectos desde marzo del 2016, totalizando 585 MW y con 45 MW ya en construcción [8].

Centro, Sudamérica y el Caribe tuvieron un aumento aproximado del 87% en los proyectos anunciados de geotermia en los 5 meses entre marzo y septiembre del 2016, con 268.5 MW adición de capacidad planificada. Costa Rica está acelerando su desarrollo geotérmico con dos plantas en proceso, una extensión en Las Pailas y el nuevo desarrollo de Borinquen. Una vez terminado, las plantas agregarán 165 MW de capacidad operativa para 2024 [9]. Además, Polaris Infrastructure anunció un pozo de 10 MW a su planta de San Jacinto-Tizate en Nicaragua [10]

1.1.2 ENERGÍA GEOTÉRMICA EN MÉXICO

La **Figura 3**, muestra la capacidad de operación por país, para el año 2015. México se encuentran en el cuarto lugar mundial en generación de energía geotérmica, cuenta con una potencia instalada de 1069 MWe, lo que representa un 2% de la capacidad instalada en el país [3]. La explotación del recurso geotérmico se enfoca en las zonas de alta entalpía, limitando las zonas de media y baja entalpía a la balneología. En **Figura 4**, se muestra la distribución de las manifestaciones geotermales y factibilidad en México [11].

El futuro del desarrollo de la energía geotérmica en México se ve muy bien con el anuncio de la primera concesión geotérmica privada del país en Domo de San Pedro. El desarrollador Grupo Dragon encargó la planta a finales de abril de 2016, conectando 25,5 MW a la red. La licencia para el proyecto es de 30 años e incluye 18 pozos de producción a una profundidad de hasta 3.500 metros y dos pozos de re-inyección de agua. El consorcio Mexxus RG, con sede en México, anunció planes para su planta Ceboruco de 30 MW en el estado de Nayarit [4,12 y 13].

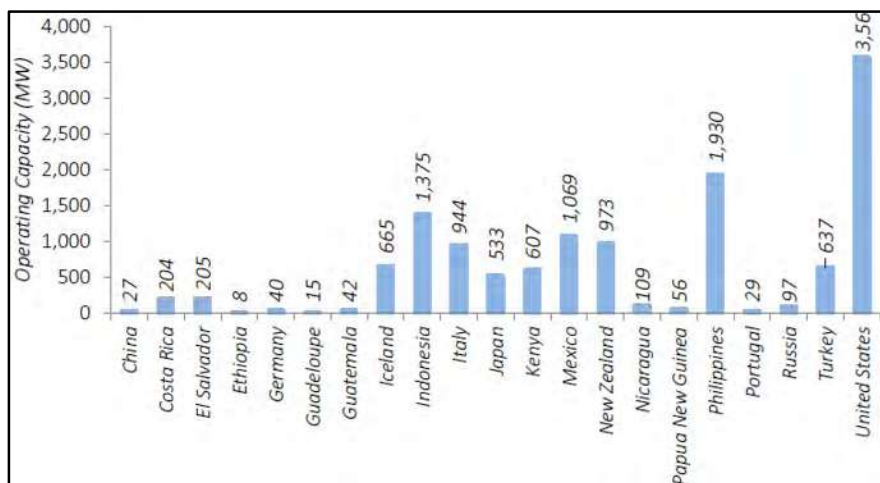


Figura 3. Capacidad operativa de energía geotérmica por país [3].

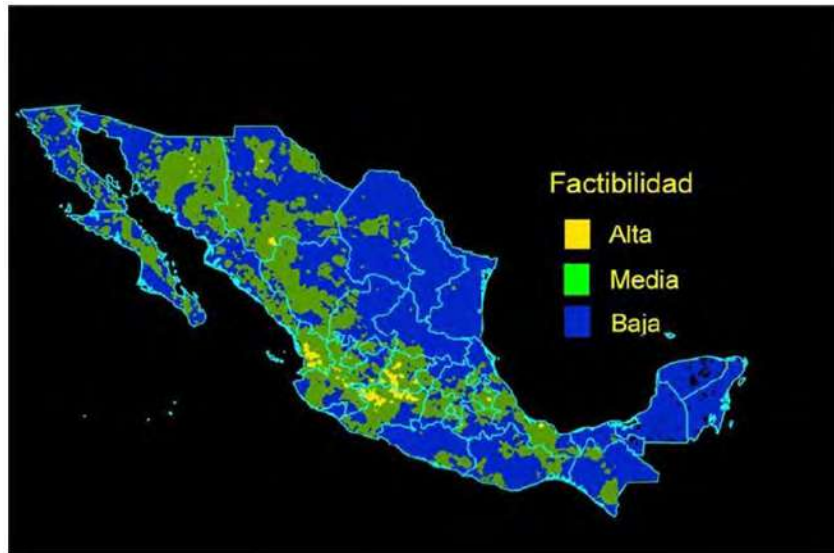


Figura 4. Manifestaciones y factibilidad del recurso geotérmico en México.

Los campos geotérmicos pueden definirse por la fuente de calor y los elementos geológicos que controlan el transporte y almacenamiento del calor y de los fluidos geotérmicos. Los campos geotérmicos mexicanos más importantes son Cerro Prieto, Los Azufres, Los Hornos, Las Tres Vírgenes y Cerritos Colorados estos campos están definidos por sus respectivas obras geotérmicas y por sus características geotérmicas.

A continuación, se realiza una breve descripción de los 5 campos geotérmicos de alta entalpía más importantes de México.

Cerro Prieto. Es el campo geotérmico más grande y viejo de México en operación, y es el segundo más grande del mundo con una capacidad instalada de 720 MW y 570 MW en operación. Para alimentar estas unidades, se producen anualmente alrededor de 35 millones de toneladas de vapor por 160 pozos de producción y la generación eléctrica anual alcanza los 4,100 GWh. Se localiza al noroeste de México como se aprecia en la **Figura 5**, aproximadamente a 30 km al sur de la frontera internacional con los Estados Unidos. El campo se encuentra dentro de la llanura aluvial del Valle de Mexicali, a una altitud media de 13 msnm. El sistema de Cerro Prieto es un reservorio de líquido dominante, y los pozos producen una mezcla de fluidos en condiciones superficiales con aproximadamente 60% de agua y 40% de vapor. El reservorio de Cerro Prieto ha estado en explotación más de 40 años. Aproximadamente se han extraído 3,300 millones de toneladas métricas de fluidos hasta el 2013, de una superficie aproximada de 18 km. En los últimos años, los problemas que experimenta el campo, son relacionados con una menor producción de vapor, esto debido principalmente a la presión, entalpía y caídas de temperatura, que a su vez provienen de la sobreexplotación del recurso geotérmico. Debido a esto, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), compañía estatal de energía de México, tomo la decisión de sacar de producción las primeras más antiguas y menos eficientes cuatro unidades de potencia de 37.5 MW cada una [14].

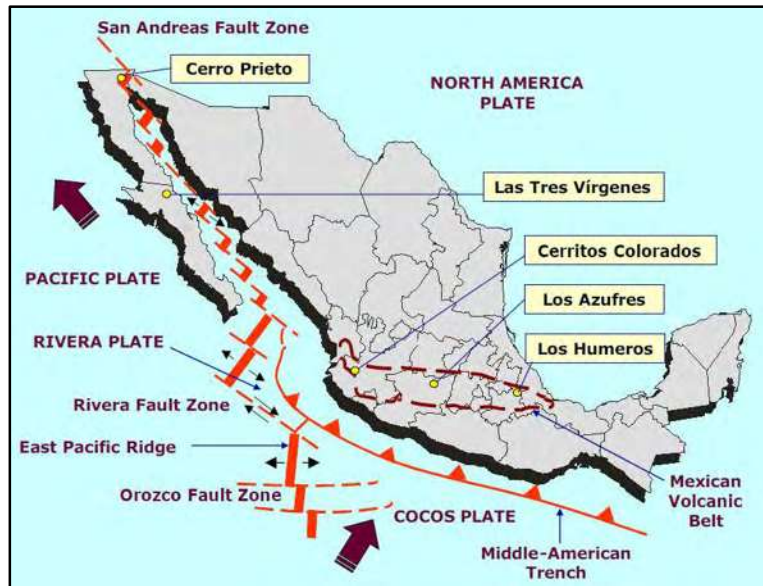


Figura 5. Configuración general tectónica de México y ubicación de campos geotérmicos.

Los Azufres. Se encuentra en la parte central del país (**Figura 5**), Dentro de la provincia del Cinturón volcánico mexicano, a una altitud media de 2,850 msnm. Las manifestaciones hidrotermales están representadas por aguas termales, algunas con temperaturas de hasta 90 °C, fumarolas, suelo humeante, piscinas de barro e incluso pequeños lagos termales. En la actualidad hay 37 pozos de producción y 6 pozos de inyección en operación, produciendo más de 14 millones de toneladas de vapor al año, acompañados por 4.3 millones de toneladas de salmuera. Las primeras centrales fueron puestas en servicio en 1982 y la capacidad instalada actual es de 194 MW. Se está construyendo una unidad flash adicional de 50 MW de potencia, que se esperaba estuviera operando a principios de 2015 [14].

Los Humeros. El campo geotérmico de Los Humeros se localiza al oriente del estado de Puebla y al occidente del estado de Veracruz, en el centro-este de México (**Figura 5**), a una altitud media de 2.800 msnm. El campo se ha desarrollado dentro de la caldera volcánica Los Humeros, que se encuentra en el extremo oriental del cinturón volcánico mexicano, cerca del límite con la provincia de Sierra Madre Oriental. Las manifestaciones térmicas superficiales en Los Humeros son gaseosas en forma de fumarolas, calor de vapor-suelos y zonas de alteración (caolín). Estas manifestaciones liberan una pequeña cantidad de vapor a través de los suelos porosos, fallas y fracturas con temperaturas superficiales entre 50 y 89 °C. Actualmente hay 22 pozos de producción y 3 pozos de inyección en operación en el campo, para alimentar una capacidad instalada de 93.4 MW con capacidad operativa de 68.4 MW. Los pozos producen anualmente más de 5 millones de toneladas métricas de vapor, acompañado de 0,7 millones de toneladas de salmuera. Los fluidos producidos son principalmente vapor con alta entalpía (más de 2000 kJ/kg), pero el pozo H-1 produce principalmente agua con entalpía de entre 1100 y 1300 kJ/kg [14].

Las tres vírgenes. Se ubica en el centro de la península de Baja California, a 46 kilómetros al noroeste de la ciudad de Santa Rosalía (**Figura 5**). El campo está a una altitud media de 750 msnm, con picos volcánicos de hasta 1.850 msnm. La actividad hidrotermal superficial está representada por fumarolas y varios fueyes de ácido-sulfato con temperaturas superficiales entre 53 y 98 °C. El reservorio es de líquido dominante (más de 3 partes de salmuera y 1 parte de vapor) con temperaturas que van desde 250 a 275 °C. En la actualidad hay tres pozos de producción en funcionamiento de los que se obtiene 0.8 millones de toneladas de vapor y 2.4 millones de toneladas de agua al año. El agua es reinyectada al reservorio por 2 pozos de inyección. Existen dos plantas termoeléctricas de 5 MW cada una en operación, que genera alrededor de 55 GWh por año [14].

Cerritos Colorados. Anteriormente conocido como La Primavera, este campo se ubica en la parte occidental del cinturón volcánico mexicano, prácticamente en las afueras de la ciudad de Guadalajara, al occidente del estado de Jalisco (**Figura 5**). El campo geotérmico se encuentra dentro del bosque de La Primavera. El campo está cerca de la confluencia de tres elementos estructurales continentales principales: el Colima Graben orientado N-S, el Chapala Graben orientado E-W, y el Tepic Zacoalco Graben orientado NW-SE. Se evaluaron varios pozos y se produjo una mezcla de dos tercios de agua y un tercio de vapor, con una temperatura media de 305 °C y un máximo de 356 °C. No se han instalado plantas en el campo, pero el vapor producido por seis de los 13 pozos perforados por CFE es suficiente para instalar una central eléctrica de 25 MW. CFE estima un mínimo de 75 MW en el campo [14].

1.1.2.1 CAMPOS GEOTÉRMICOS DE MEDIA Y BAJA ENTALPIA EN MÉXICO

México, cuenta con extenso potencial de recurso geotérmico de media y baja entalpía que no ha sido explotado para su aprovechamiento y a algunos casos solo se han empleado para usos recreativos como la balneología. La **Figura 5**, muestra una recopilación de estas zonas en todo el país, el estado al que pertenecen y la potencia estimada en MW (el valor de potencial más probable, y el potencial mínimo y máximo para un intervalo de confianza del 90%,) estos resultados se obtuvieron de acuerdo a métodos actuales de evaluación geotérmica (métodos de exploración geológica, geoquímica y geofísica aplicables, con énfasis en metodologías de vanguardia que se emplean actualmente en el mundo). Como se observa, el valor más probable del potencial geotermoeléctrico conjunto estimado en estas 20 zonas geotérmicas con el modelo volumétrico suma 762 MW de potencia geotérmica, mientras que con el modelo de descompresión gradual es de 701 MW [15]. Esto equivale a un 65-71 % de la potencia instalada, que actualmente es de 1069 MW. Por otro lado, el estado de Michoacán cuenta con un extenso recurso geotérmico. La **Figura 6**, muestra las zonas de potencial geotérmico que existen en todo el país. En el estado de Michoacán, se encuentran los municipios de Puruandiro con un potencial geotérmico aproximado de ~12 MW, Ixtlán de los Hervores con ~15 MW, los Negritos con ~20 MW y Araro con ~32 MW [15]. Estas zonas de potencial geotérmico son de baja-media entalpía por lo que no pueden ser utilizadas para una producción de electricidad o usos directos de una magnitud similar a los azufres, sin embargo, en la actualidad existen tecnologías para el aprovechamiento de este recurso y obtener una considerable producción energética o multiproducto.

Tabla 1. Zonas con recursos geotérmicos hidrotermales [15].

Zona geotérmica	Estado	Potencial estimado MW		
		Modelo volumétrico		Modelo de descompresión
		Valor probable	Rango (90 %)	
1. La Soledad	Jalisco	52	10 - 94	51
2. Las Planillas	Jalisco	70	26 - 113	83
3. Pathé	Hidalgo	33	6 - 61	49
4. Araró	Michoacán	21	5 - 37	32
5. Acoculco	Puebla	107	38 - 177	48
6. Ixtlán de los Hervores	Michoacán	17	0 - 23	15
7. Los Negritos	Michoacán	24	3 - 44	20
8. Volcán Ceboruca	Nayarit	74	34 - 113	50
9. Graben de Compostela	Nayarit	105	35 - 175	110
10. San Antonio el Bravo (Ojinaga)	Chihuahua	27	10 - 43	36
11. Maguarichic	Chihuahua	1	0.2 - 1.7	1
12. Puruándiro	Michoacán	10	3 - 17	12
13. Volcán Tacaná	Chiapas	60	21 - 99	52
14. El Orito-Los Borbollones	Jalisco	11	1 - 21	9
15. Santa Cruz de Atistique	Jalisco	12	2 - 22	13
16. Volcán Chichonal	Chiapas	46	9 - 84	45
17. Hervores de la Vega	Jalisco	45	20 - 71	45
18. Los Hervores-El Molote	Nayarit	36	12 - 59	17
19. San Bartolomé de los Baños	Guanajuato	7	3 - 12	9
20. Santiago Papasquiaro	Durango	4	1 - 7	4
Total		762		701

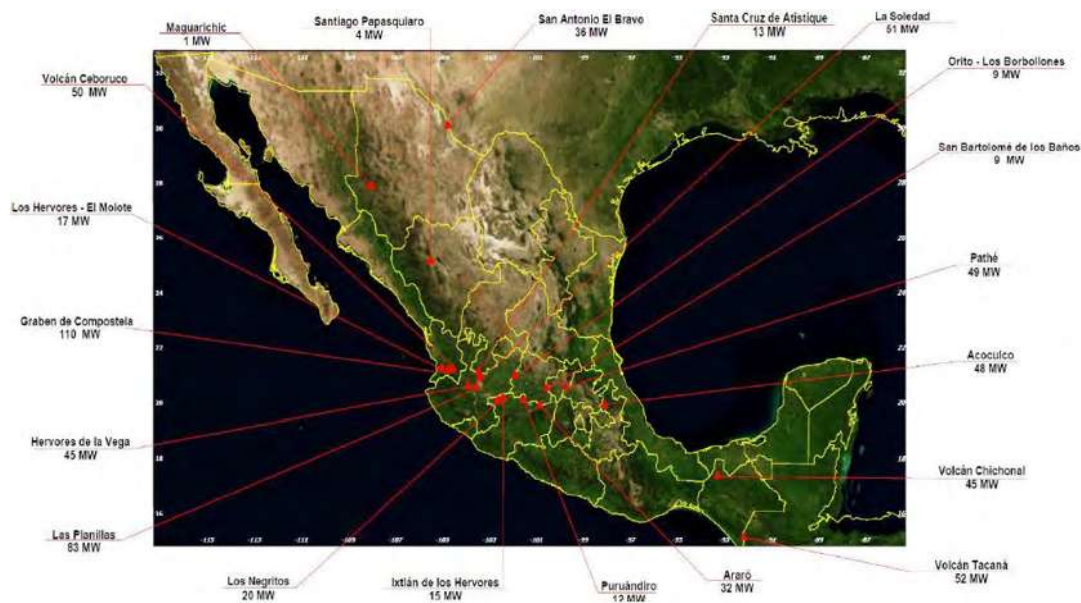


Figura 6. Localización de zonas geotérmicas.

1.1.3 APLICACIONES DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

Las aplicaciones a las que se puede dar el fluido geotérmico depende del calor que pueda aportar o mejor dicho de su contenido de calor. La **Figura 7**, enlista los principales usos que puede tener la energía geotérmica en función de la aplicación: Industria, agricultura, alimentación, vivienda, piscinas, agua sanitaria.

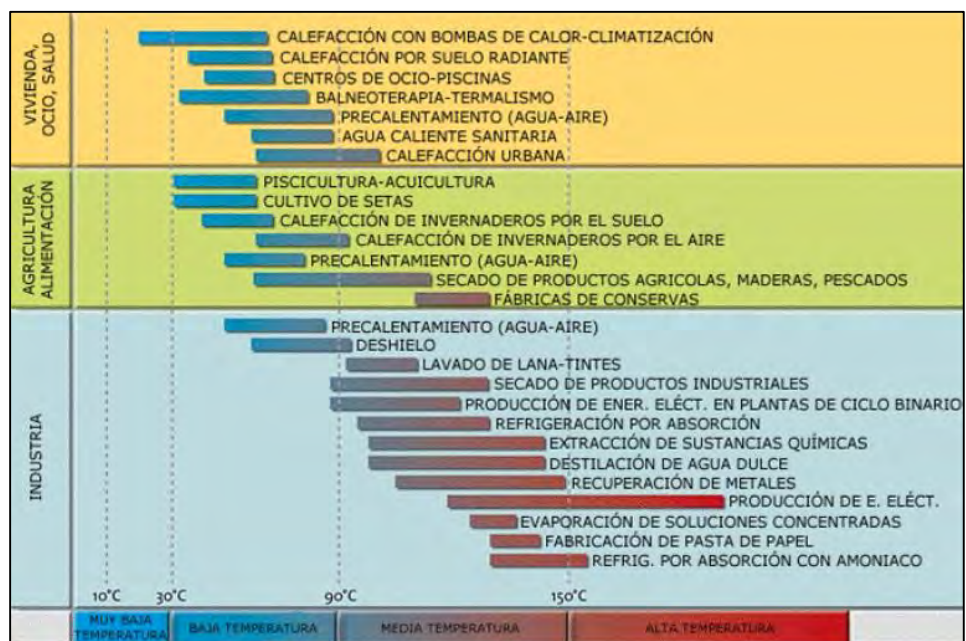


Figura 7. Principales usos de la energía geotérmica en función de la temperatura [1].

A continuación, se presentan los datos más relevantes a nivel mundial del uso directo de la energía geotérmica, registrados hasta 2014:

La **Tabla 2**, es un resumen por continente y región, de la capacidad térmica instalada (MWt), consumo anual de energía (TJ/año y GWh/año) y los factores de capacidad. La capacidad total instalada, reportada hasta finales del 2014 para el uso directo de la energía geotérmica es de 70,885 MWt, un 46.2 % de incremento sobre lo reportado en el 2010 y el consumo anual total de energía es de 592,638 TJ/año (164,635 GWh/año), que indica un incremento del 39.8 % sobre lo reportado en el 2010. La distribución de energía térmica utilizada por categoría es aproximadamente 55.2 % para bombas de calor, 20.2 % para agua sanitaria y natación (incluyendo balneología), 15 % para calefacción de espacios (del cual el 89 % es para calefacción urbana), 4.9 % para invernaderos y calefacción de suelo abierto, 2 % para estanques de acuicultura y calefacción de conductos, 1.8 % para calor en procesos industriales, 0.4 % para procesos de enfriamiento y congelación, 0.3 % para secado de productos agrícolas, y 0.2 % para otros usos,(ver **Figura 8**). Por otro lado, el ahorro de energía se elevó a 352 millones de barriles (52,8 millones de toneladas) de petróleo equivalente anualmente, lo que evitó que 46,1 millones de toneladas de carbono y 149,1 millones de toneladas de CO₂ liberado a la atmósfera [16]. Además, ninguna instalación que emplea energía geotérmica precisa de quemar combustibles fósiles, por lo que no contribuye a la emisión de gases de efecto invernadero. De forma general, las centrales emiten a la atmosfera pequeñas cantidades de CO₂ muy pequeñas cantidades de SO₂ y no emiten óxidos de nitrógeno. Se estima que la cantidad media de CO₂ que emite las centrales geotérmicas en el mundo es de 55 g/kWh, mientras que una central de gas natural emite 10 veces más, [1].

Tabla 2. Resumen de datos de uso directo de la energía geotérmica en todo el mundo por región y continente, 2015 [16].

Región/Continente (# Países/Regiones)	MWt	TJ/AÑO	GWh/Año	Factor de Capacidad
África (8)	140	2,538	705	0.575
América (16):	19,610	99,899	27,752	0.162
Centro América y Caribe (5)	9	181	50	0.634
Norte América (4)	19,031	91,442	25,403	0.152
Sur América (7)	570	8,27	2,299	0.460
Asia (18)	25,369	260,198	72,283	0.325
Comunidad de Estados Independientes (5)	399	7,094	1,971	0.564
Europa (32)	24,863	214,093	59,475	0.273
Centro y Este de Europa	2,819	26,220	7,284	0.295
Oeste y Norte de Europa	22,044	187,873	52,191	0.270
Oceanía	504	8,816	2,449	0.555
Total (82)	70,885	592,638	164,635	0.265

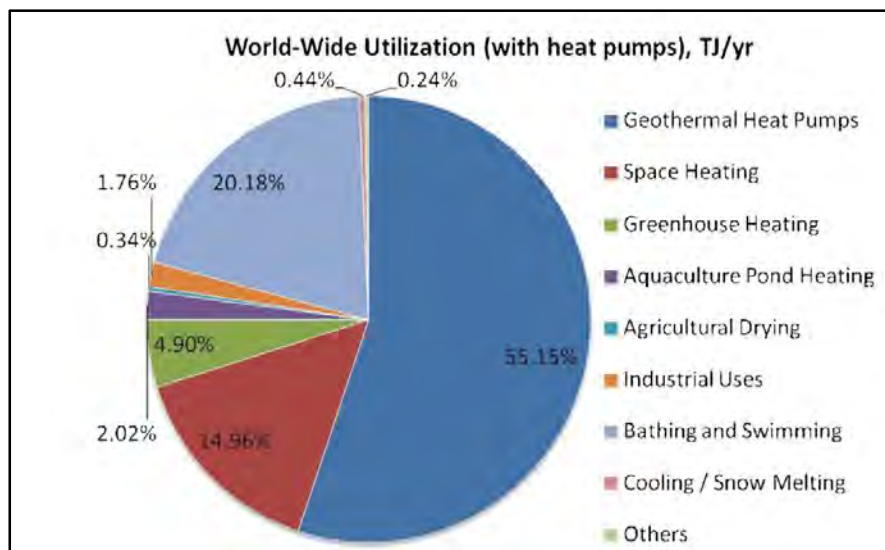


Figura 8. Aplicaciones del uso directo de la energía geotérmica en 2015, distribuido en porcentaje de la capacidad total instalada (MWt), [16].

1.2 ENERGÍA SOLAR

La energía solar, es la energía que se produce a partir de la radiación electromagnética del sol, se utiliza para la conversión a calor o electricidad y es la fuente de energía más abundante y limpia que se puede disponer del planeta.

La irradiación es la energía que en forma de radiación se totaliza durante cierto tiempo en una superficie o zona, las unidades más comunes para expresar este parámetro son kWh/m² día. Por otra parte, la irradiancia es la energía que se emite o incide en cierta superficie o zona, sus unidades son w/m². Además, la radiación solar que llega a la superficie de la tierra puede ser directa o difusa. La radiación directa se recibe directamente del sol con un ángulo de incidencia único y preciso. Mientras que la radiación difusa cae a la superficie con varios ángulos de incidencia por dispersión atmosférica. Por último, la radiación global es la suma de la directa y la difusa [17]. Algunos instrumentos para medir estos parámetros son: Albedómetro, piranómetro, difusómetro, heliógrafo de Campbell-Stokes, pirheliómetro, pirgeómetro y radiómetro neto.

La energía solar es una de las energías alternativas que tiene un gran potencial. Se estima que la tierra recibe aproximadamente 1000 W/m² de cantidad de irradiación solar en un día. Esta cantidad de irradiación podría generar alrededor de 85,000 TW y estima que el consumo de energía global actual es de aproximadamente 15 TW [18]. En cuanto al potencial solar en México, se estima que el potencial solar bruto del país es de 5 kWh por cada metro cuadrado al día, lo cual representa alrededor de 50 veces el total de energía eléctrica generada en el país. Sin embargo, este potencial no se ha aprovechado ampliamente. En la **Figura 9**, se muestra la irradiación solar global promedio anual diaria del País [17].

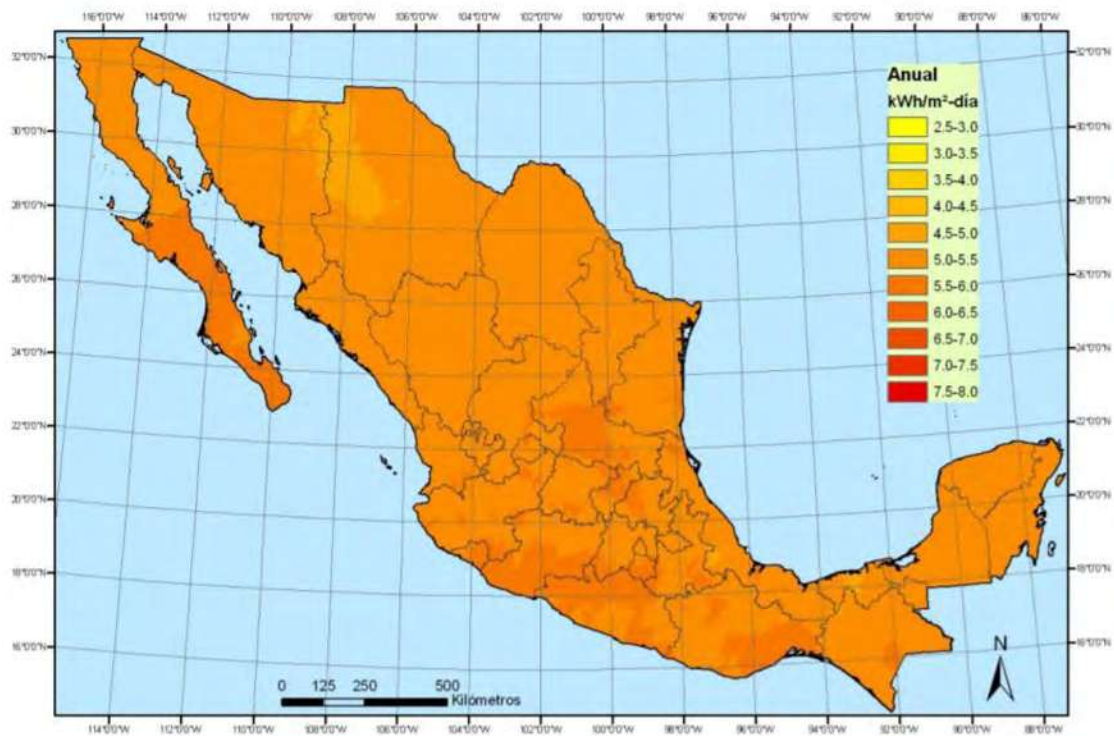


Figura 9. Irradiación solar global en México.

1.2.1 APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR

La aplicación de la energía solar depende del sistema que se utilice y para esto se tiene dos clasificaciones: los sistemas fotovoltaicos y los sistemas térmicos. Estos sistemas pueden utilizarse para aplicaciones como: generación de energía eléctrica, calentamiento de agua o de aire, destilación y desalinización de agua, como secadores de aire, sistemas de aire acondicionado y sistemas de refrigeración. Un sistema fotovoltaico aprovecha la irradiación solar para producir energía eléctrica en corriente directa a través del principio fotoeléctrico o corriente alterna por medio de un inversor, la energía eléctrica generada puede ser utilizada como consumo directo o almacenamiento de mediante bancos de baterías. Bajo el esquema de consumo directo se encuentran los sistemas interconectados a la red eléctrica, en estos casos toda la energía generada se aprovecha, ya sea al ser consumida por el usuario o almacenándose en la red para posteriormente ser requerida, **Figura 10**. Mientras que el esquema de almacenamiento de energía por medio de un banco de baterías o sistema fotovoltaico aislado, permite la disponibilidad de la energía en cualquier momento, **Figura 11**.

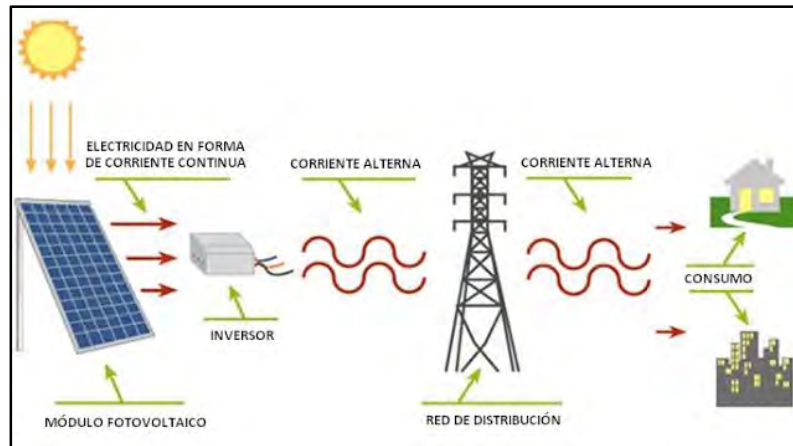


Figura 10. Esquema fotovoltaico de uso directo interconectado a la red eléctrica.

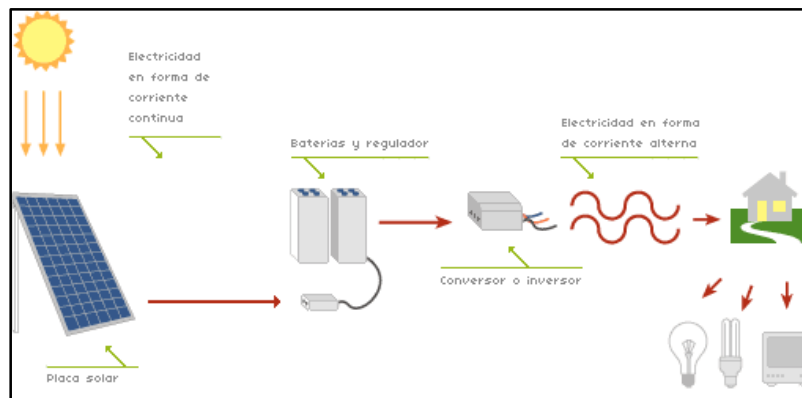


Figura 11. Esquema fotovoltaico aislado.

Por otra parte, los sistemas térmicos utilizan la radiación solar para el calentamiento de un fluido de trabajo (gases, aire, agua, aceites térmicos, etc.), para ser aprovechado directamente en algún proceso. Los calentadores solares de agua, ya sea de tubos unidos a placas de metal o como tuberías de metal dentro de un tubo de vidrio (tubos de vacío), son ejemplos de sistemas planos. Este tipo de sistemas se usan para aplicaciones de baja y media temperatura. Siendo los colectores de tubos de vacío los de mejor eficiencia y los que alcanzan mayores temperaturas de entre 60-180 °C, mientras que los colectores planos pueden alcanzar temperaturas entre 30-80 °C, [17]. La **Figura 12**, muestra las partes del colector solar plano y el colector solar con tubos de vacío.

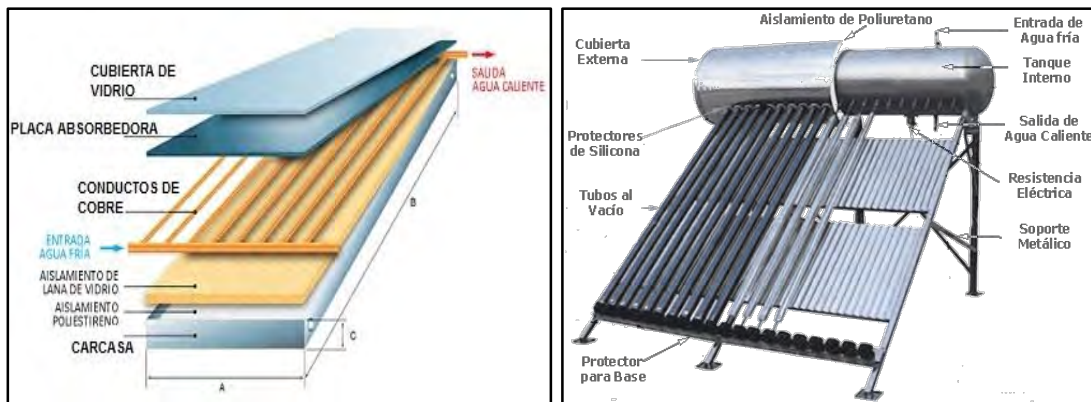


Figura 12. Colector solar plano y de tubos de vacío.

1.2.2 SISTEMAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR

La energía solar concentrada ha estado bajo investigación durante varias décadas y se basa en un esquema general simple; usando espejos, la radiación solar puede ser redirigida, enfocada y recolectada como calor que a su vez puede ser utilizada para alimentar una turbina o motor térmico para generación de electricidad o para algún uso directo. Un colector solar es un intercambiador de calor que transforma la radiación solar en energía térmica. El funcionamiento básico de un colector solar es absorber la radiación incidente y convertirla en calor, el cual es transportado por medio de un fluido de trabajo que fluye a través del colector [19]. Los sistemas más comunes de concentración solar, relativamente económicos y de mayor antigüedad son: colector solar parabólico (PTC, por sus siglas en inglés), colector Fresnel lineal (LFC, por sus siglas en inglés). Además, existen los campos de colectores heliostatos (HFC, por sus siglas en inglés) y el colector solare de disco parabólico [19].

1.2.2.1 COLECTOR SOLAR PARABÓLICO (PTC)

El colector solar parabólico es el diseño de concentrador solar más antiguo y genera calor a temperaturas mayores a los 400 °C. Como se muestra en la **Figura 13**, un colector parabólico se hace a partir de un lamina de material reflector en forma parabólica. Una tubería de metal blanco recubierta con un tubo de vidrio para reducir las pérdidas de calor, es colocado a lo largo de la línea focal del colector como receptor. Cuando la parábola apunta hacia el sol los rayos paralelos que inciden sobre el reflector son redirigidos y enfocados en el tubo receptor. La radiación concentrada que llega al tubo receptor calienta el fluido que circula a través de él, transformando así la radiación solar en calor útil. La aplicación más grande de este tipo de sistemas está en la central energética del sur de California conocida como sistema solar de generación eléctrica (SEGS, por sus siglas en inglés) el cual tiene una capacidad total instalada de 354 MWe [20].

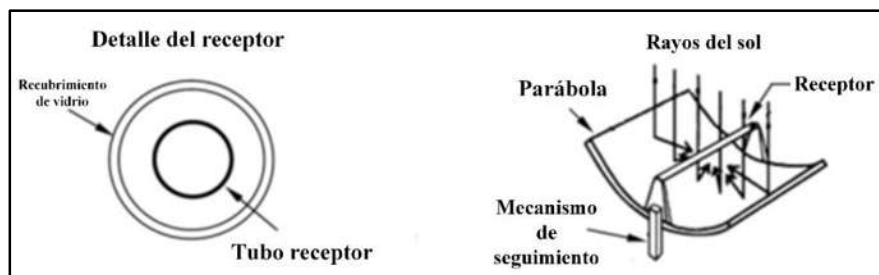


Figura 13. Esquema del colector solar parabólico [20].

1.2.2.2 COLECTOR SOLAR FRESNEL LINEAL (LFC)

La producción de energía solar concentrada utilizando reflectores lineales Fresnel es bastante similar al esquema de colectores cilindro-parabólicos, **Figura 14**. Los dos comparten principios comunes tanto en el arreglo como en el funcionamiento. En marzo de 2009, la empresa alemana Novatec Biosol construyó una planta de energía solar LFC conocida como PE 1 que tiene una capacidad eléctrica de 1.4 MW. El éxito de este proyecto ha inspirado el diseño de PE 2, una planta de 30 MW basada en la tecnología LFC, que se construirá en España. La planta Kimberlina de 5 MW de energía térmica solar de se ha terminado recientemente en Bakersfield, California. Los reflectores Fresnel lineales incorporan largas series de espejos planos que concentran la luz en un receptor lineal. El receptor está montado sobre una torre (generalmente de 10-15 m de altura), suspendida sobre y a lo largo de los arreglos del reflector. Los espejos pueden montarse en dispositivos de seguimiento de uno o dos ejes. La naturaleza elástica de los espejos utilizados hace que el diseño LFC sea significativamente más barato que los PTC. Se pueden utilizar varios colectores Fresnel para aproximar las características de un colector parabólico, con la ventaja de que el receptor es una unidad separada y no necesita ser soportado por el dispositivo de seguimiento. Esto hace que el seguimiento sea más simple, preciso y más eficiente. Un fluido de transferencia de calor circula a través del receptor, recogiendo y transportando energía térmica a las unidades de producción y almacenamiento de energía [19].

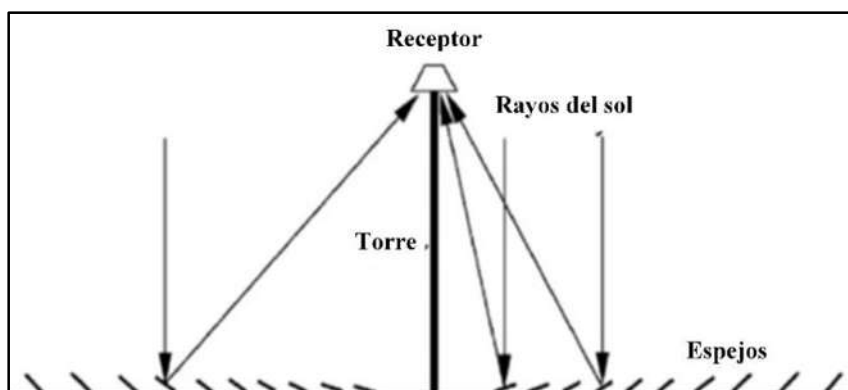


Figura 14. Esquema del colector solar Fresnel [19].

1.2.2.3 CAMPO DE COLECTORES HELIOSTATOS (HFC)

La tecnología de colector solar más reciente que surgió en la utilidad comercial fue el diseño del colector de campo heliostato, **Figura 15**. Este diseño caro y potente ha sido incorporado hasta ahora en relativamente pocos lugares alrededor del mundo. La Solar uno de 10MW (1981) y Solar dos (1995) fueron las primeras plantas de HFC, construidas en el desierto de Mojave, California. Desde entonces han sido desmanteladas. Otras plantas, como el 11MW PS10 y 20MW PS20 en España, y el Sierra SunTower de 5 MW en California, se han completado recientemente. El diseño del colector de campo del heliostato posee una amplia gama de espejos laterales distribuidos alrededor de un receptor central montado en una torre. Cada heliostato es un sistema de seguimiento de dos ejes, y estos campos llegan a tener una superficie que va de 50 a 150 m². El uso de segmentos de espejos ligeramente cóncavos en heliostatos puede aumentar el flujo solar que reflejan, aunque esto eleva los costos de fabricación. Cada heliostato está orientado individualmente para reflejar la luz incidente directamente sobre la unidad receptora central. Montar el receptor en una torre alta disminuye la distancia que hay entre los espejos uno de otro para evitar el sombreado entre ellos. Las Torres solares suelen tener alrededor de 75-150 m de altura. Un fluido que circula en un sistema de circuito cerrado pasa a través del receptor central, absorbiendo la energía térmica para la producción de energía eléctrica. Estos sistemas operan con temperaturas por sobre los 1500 °C, que afecta positivamente la eficiencia de recolección y conversión de energía al permitir el uso de ciclos de mayor potencia [19].

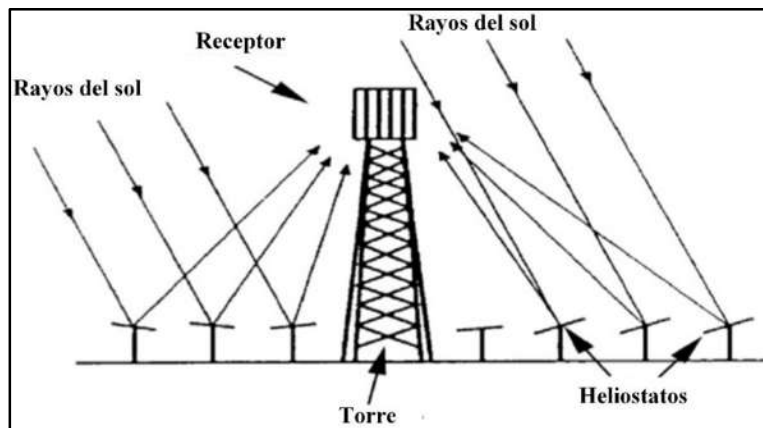


Figura 15. Esquema del campo de colectores heliostatos [19].

1.2.2.4 COLECTOR SOLAR DE DISCO PARABÓLICO (PDC)

Los reflectores de disco parabólicos son colectores de punto, **Figura 16**. Como tal, pueden alcanzar proporciones de concentración de luz muy altas. A temperaturas superiores a 1500 °C, pueden producir energía eficientemente utilizando ciclos de conversión de gran potencia. Este tipo de colector cuenta con un gran plato en forma parabólica, que rastrea el sol con sistema de seguimiento de dos ejes para mantener la convergencia de la luz en su punto focal. Un receptor se monta en el foco, recolectando la radiación solar como calor. Dos sistemas generales son aplicables para la conversión de energía en este tipo de colectores; El menos popular tiene un sistema de que mediante un fluido conecta los receptores de varios platos,

conduciendo la energía térmica hacia un sistema central de generación de electricidad. Este diseño es menos conveniente ya que requiere una tubería, un sistema de bombeo a temperaturas muy altas, y sufre de pérdidas térmicas de transporte. El sistema más frecuente utilizado, integra montar un motor térmico cerca de los puntos focales de los platos individuales. El motor térmico absorbe la energía del receptor y lo utiliza para producir trabajo mecánico, que conectado a un alternador la convierte en electricidad. El motor Stirling se utiliza con frecuencia para esta aplicación, aunque las turbinas de gas también se pueden emplear en los ciclos Brayton o ciclos combinados Rankine/Brayton. El rendimiento del motor Stirling es mejor en temperaturas por debajo de $950\text{ }^{\circ}\text{C}$, mientras que, a temperaturas más altas, las turbinas de gas de ciclo combinado pueden lograr mayores eficiencias [19].

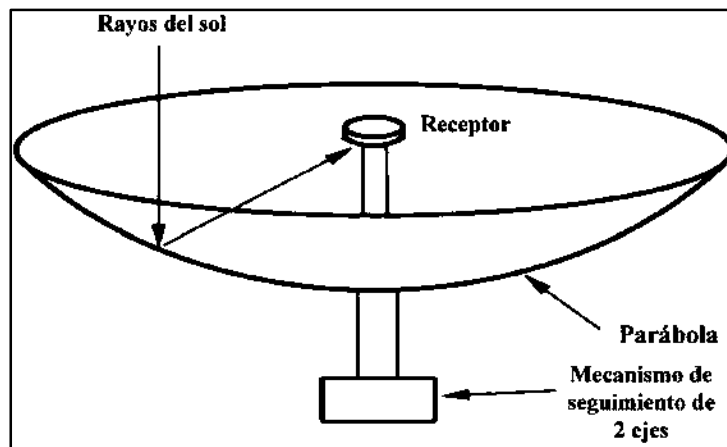


Figura 16. Esquema de colector solar de disco parabólico [19].

CAPÍTULO 2.
SISTEMAS DE
POLIGENERACIÓN Y
USO EN CASCADA DE
SISTEMAS
GEOTÉRMICO-
TERMOSOLAR

2.1 SISTEMAS DE POLIGENERACIÓN

El consumo de recursos naturales se ha incrementado durante las últimas décadas, debido a la creciente demanda causada por el crecimiento económico y demográfico de la población mundial. Las sobrecargas ambientales que ponen en peligro la supervivencia de nuestra civilización y la sostenibilidad de los actuales sistemas de soporte vital son causadas por el mayor consumo de recursos naturales (particularmente agua y electricidad) que son esenciales para la vida y para el desarrollo socioeconómico. Aunque todavía se siguen estudiando y desarrollando, la poligeneración es una herramienta prometedora que ofrece un doble objetivo, aumentar la eficiencia de los recursos naturales y minimizar el impacto ambiental. La poligeneración puede definirse como la producción combinada de dos o más servicios energéticos y/o productos manufacturados, buscando aprovechar el máximo potencial termodinámico (máxima eficiencia termodinámica) de los recursos consumidos. La **Figura 17**, muestra un diagrama genérico de sistemas de poligeneración, como sistemas de múltiples productos, utilizando varios recursos y minimizando la generación de residuos [21].

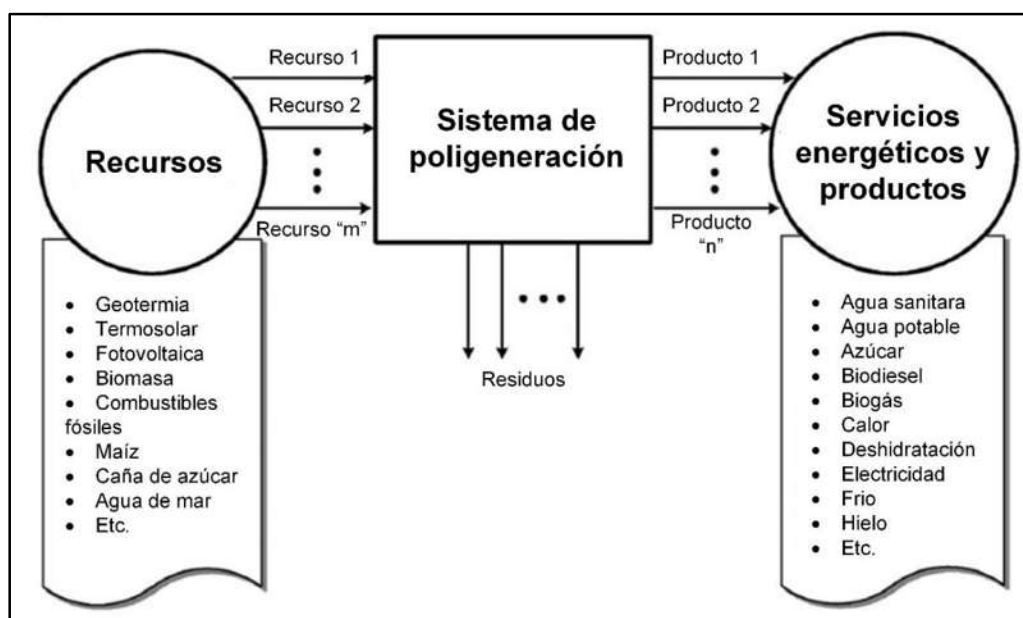


Figura 17. Sistema de poligeneración: multirecurso y multiproducto [21].

Un motor principal y un dispositivo de conversión de energía son las partes integrales del sistema de poligeneración. Los motores primarios, como el motor Stirling, el motor alternativo, el motor de vapor, la turbina de gas, el ciclo Rankine orgánico pueden utilizarse en sistemas de poligeneración, de modo que se pueda obtener energía y calor de ellos. Los sistemas de energía renovable, como la biomasa, la energía solar, la energía eólica y las celdas de combustible también pueden incorporarse al sistema de poligeneración para obtener energía eléctrica o mecánica. Dependiendo de la potencia de salida, la aplicación y

el costo involucrado, se elige el motor propulsor y el dispositivo de conversión de energía adecuados. Las posibilidades de producir energía, combustibles y otros productos a través de un sistema de poligeneración se muestran en la **Figura 18**, [22].

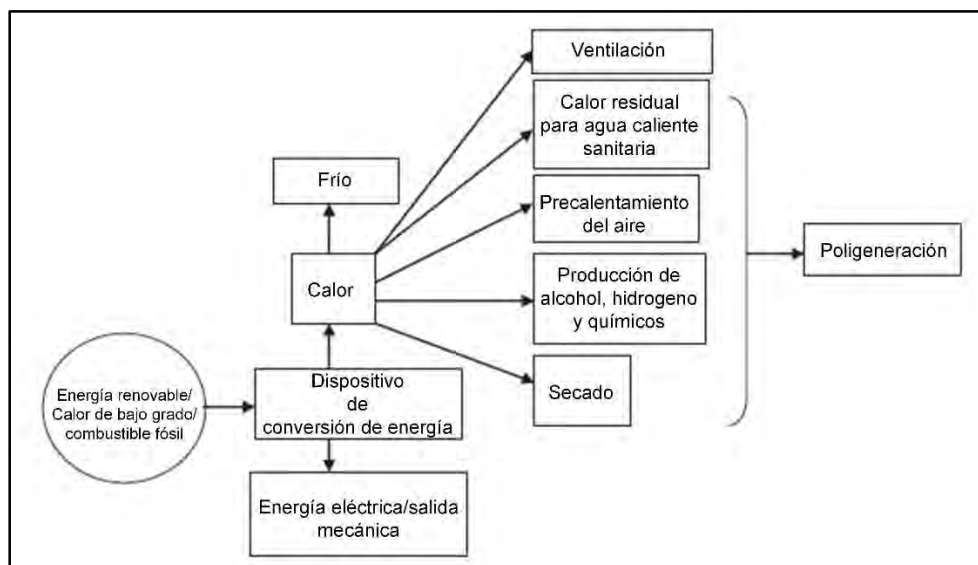


Figura 18. Posibles vías de los sistemas de poligeneración [22].

2.2 ENERGÍA GEOTÉRMICA CON USO EN CASCADA

En México se cuenta con una gran cantidad de recursos geotérmicos, pero la explotación se enfoca en zonas de alta entalpía principalmente, dejando las zonas de media y baja entalpía limitadas a la balneología. Sin embargo, existen tecnologías que pueden utilizarse para el aprovechamiento del recurso geotérmico de mediana entalpía mediante sistemas de generación de electricidad como: sistemas de ciclo binario, sistemas de ORC y sistemas de ciclo Kalina. Estos sistemas tienen en común que utilizan un fluido secundario de trabajo el cual puede ser vaporizado a bajas temperaturas por medio de un intercambiador de calor. Sin embargo, estos sistemas tienen la desventaja de tener un muy bajo rendimiento térmico, lo que origina en ocasiones un uso de energía ineficiente y que el sistema sea incosteable. Un método para eliminar estas dos desventajas, es lo que se denomina uso en cascada de la energía geotérmica. El concepto del uso geotérmico en cascada se puede describir como el aprovechamiento de la energía geotérmica para procesos secuenciales en diferentes niveles térmicos. En el caso de la generación de electricidad, es posible utilizar el fluido a la salida del proceso, si mantiene suficientes características termodinámicas para ser empleado en un proceso secuencial en un segundo o tercer nivel, utilizando diferentes tecnologías: ciclos de refrigeración por absorción, procesos de deshidratación y secado, invernaderos, usos recreativos (balneología), acuicultura y cualquier otro uso directo de la energía geotérmica. La **Figura 19**, muestra un arreglo en cascada para la generación de electricidad, frío y calor útil con aprovechamiento del fluido geotérmico.

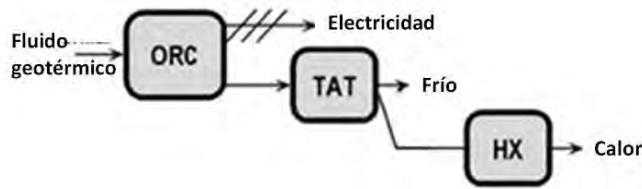


Figura 19. Esquema de un sistema en cascada [23].

2.3 SISTEMAS HÍBRIDOS GEOTÉRMICO-TERMOSOLAR

Las energías renovables son ampliamente complementarias entre sí o con otras fuentes de energía tradicional. Los sistemas híbridos son una integración de distintas fuentes de energías renovables (geotermia, termosolar, biomasa) o generación convencional. La aplicación de este tipo de sistemas permite desplazar los combustibles fósiles y son útiles para consumidores que se encuentran en zonas aisladas. Por otro lado, la integración de los sistemas de generación de electricidad mediante geotermia y fuentes de energía termosolar, forman un sistema híbrido geotérmico-termosolar (**Figura 20**). Esta integración surge de la necesidad de aumentar la temperatura del recurso geotérmico para obtener una mayor eficiencia en la potencia de salida del sistema. La principal desventaja de este sistema es el costo de inversión alto, aunque los costos de esta inversión se pueden reducir a través de esquemas de apoyo económico por parte de programas gubernamentales. En general, la combinación geotérmica-solar, puede hacerse por: a) Sobrecalentamiento solar, donde la energía solar se utiliza para sobrecalentar el fluido de trabajo del ciclo geotérmico; o b) Precalentamiento solar, donde la energía solar se utiliza para precalentar la salmuera e incrementar su temperatura o la calidad del vapor [24].

Las ventajas que se tienen al implementar estos sistemas son:

- Mayor eficiencia energética.
- No genera contaminación.
- Costos de producción menores en comparación con plantas convencionales.
- Poco personal para operación.

En el año 2013 se integró una Planta híbrida Geotérmica-solar en la región geotérmica de Araró, esta planta híbrida es la única en su tipo en Latinoamérica. Se construyó con fines de generación de energía eléctrica y cuenta con un sistema de aprovechamiento de energía solar por medio de colectores parabólicos con tubos de vacío y Fresnel [25].



Figura 20. Planta híbrida geotérmica-termosolar en Simirao, Michoacán.

2.4 REVISIÓN DE LA LITERATURA

Los sistemas de poligeneración de recursos geotérmicos en cascada están siendo estudiados ampliamente, a continuación, se presentan los trabajos más recientes:

Un resumen de distintas regiones alrededor del mundo que utilizan recursos geotérmicos de media y baja entalpía en cascada se presenta en Rubio-Maya et al [26]. Este trabajo identifica sistemas implementados de manera práctica y conceptual para su factibilidad técnica y económica. También se observan investigaciones recientes o en curso para demostrar las ventajas de la energía geotérmica en cascada, así como su maximización. Además, destacan las principales características de los sistemas, una breve descripción de las tecnologías de estos tipos de sistemas, temperaturas de recursos geotérmicos, costos de inversión, métodos de análisis y las principales ventajas y desventajas.

Investigaciones recientes muestran una evaluación y discusión de una metodología técnica para la selección y optimización de sistemas ORC para plantas de poligeneración con uso de recurso geotérmico en cascada. El esquema multi-producto con uso de energía geotérmica en cascada consistió en tres niveles de energía con tres tecnologías respectivamente. El análisis se realizó considerando un rango de temperatura de 80 a 130 °C. Para la evaluación y selección de las tecnologías llevaron a cabo un análisis tecno-económico y un código optimización basado en variables binarias así como información de los fabricantes para definir la selección optima en diferentes situaciones de los recursos geotérmicos [23].

Otro trabajo realizado por Ambriz et al [27], describe el concepto del uso en cascada del recurso geotérmico. Muestra un análisis de un sistema multiproducto en cascada integrado por un ORC, una máquina de absorción y producción de energía térmica para invernaderos, así como agua caliente sanitaria para viviendas. Se llevó a cabo un análisis energético y exergético en el software EES[®] (Engineering Equation Solver) y un modelado en MATLAB

® para determinar el comportamiento de la temperatura interior en un conjunto de invernaderos y del tanque de agua caliente, considerando un recurso geotérmico de media entalpía con 150 °C.

El análisis de alternativas para la integración de un sistema multiproducto, produciendo secuencialmente electricidad, hielo y calor utilizable, es presentado en otro trabajo de investigación. El cual considera el uso en cascada del recurso geotérmico de media entalpía. Asume agua caliente con diferentes temperaturas tomadas de estudios de reservorios geotérmicos en México. Considera la operación de un sistema en cascada de tres niveles que opera secuencialmente y simultáneamente. Para la producción de electricidad se utilizaron sistemas ORC operando bajo el esquema de ciclo binario en el primer nivel de la cascada geotérmica y tecnologías activadas térmicamente para la producción de hielo en el segundo nivel. Como calor suplementario en caso de utilizarse se tomaron en cuenta tecnologías como colectores solares parabólicos, Fresnel lineal y calderas de biomasa. Propusieron un número de alternativas para la integración del sistema multi-producto, así como la evaluación de un modelo de indicadores económicos obteniendo el costo capital, periodo de retorno simple y valor actual neto. Uno de los resultados muestra que el uso del recurso geotérmico en cascada, incrementa el uso de los recursos geotérmicos de media y baja entalpía con incremento en el rendimiento y mejora en ganancia económica [28].

Recientemente, investigadores de la Universidad de Shanghai Jiaotong (China), muestran una planta experimental geotérmica en cascada, con un sistema ORC acoplado con un chiller de absorción de dos etapas [29]. Conformado de dos niveles, siendo el primer el ORC y el segundo el ciclo de absorción ambos operando con energía geotérmica. Para el proceso, se utiliza dos veces y secuencialmente el calor geotérmico a 98 °C, incrementado la eficiencia en el uso del calor geotérmico. Los resultados arrojados, muestran que es posible operar la planta con energía térmica en rangos de temperatura de 78 a 98°C, rango de temperaturas adecuado para recursos de baja entalpía. Por otro lado, algunos de los sistemas híbridos de energía reportados en la literatura se muestran a continuación:

Se reporta la integración de una planta piloto híbrida Geotérmica Solar de 300 kW eléctricos (**Figura 21**) en la región geotérmica de Araró/Simirao, Michoacán para la producción de energía eléctrica. Esta planta cuenta con un sistema de aprovechamiento de energía solar por medio de colectores parabólicos con tubos de vacío, así como añadiendo una instalación de colectores solares tipo Fresnel lineal [25].



Figura 21. Planta de ciclo binario geotérmica-solar en Simirao (Zinapécuaro, Mich).

En cuanto a los campos de colectores solares, solo se tienen dos antecedentes. La primera es una integración de energía solar a un sistema geotermoeléctrico; y la segunda es una comparación técnico-económica de tecnologías de captación solar para aprovechamiento de energía geotérmica de mediana y baja entalpía. Además, no se cuenta con información documentada para saber si es necesario realizar alguna corrección antes de la puesta en operación la planta.

Ramírez [30]. Presenta una metodología para la integración de un campo solar a una planta geotérmica de media entalpía con el propósito de la maximizar el uso de fuentes renovables. Para el análisis del sistema se utilizaron modelos termodinámicos utilizando el software EES® para la obtención de los datos de diseño de la planta de ciclo binario, del campo solar y de operación de la planta híbrida geotérmica solar. Además, realizó un estudio económico para estimar el costo de inversión en proyectos de este tipo. En este mismo sentido, Vázquez, C. [31], trabajó en una comprobación técnico-económica en la integración de energía solar con la energía geotérmica de media y baja entalpía. En este trabajo presentó la comparación técnico-económica de estas tecnologías de concentración solar: colector cilindro parabólico y el colector lineal Fresnel, tanto de una manera teórica como de una manera experimental, aprovechando las instalaciones de la planta de ciclo binario geotérmica-solar de 300 kW.

Otras investigaciones recientes relacionadas con este tipo de sistemas pueden encontrarse en la literatura. Por ejemplo, Greenhut et al. [32], desarrolló modelos detallados para una planta geotérmica solar usando softwares como Aspen Plus y Aspen Dynamics. Uno de los objetivos fue encontrar los ciclos de potencia híbridos más rentables aprovechando las sinergias entre los recursos térmico solar y geotérmico. El costo nivelado de la electricidad fue calculado utilizando el software Aspen HTFS y Aspen. Además, analizó la flexibilidad de la turbina respecto a la variación de flujo, temperatura y presión. Como resultados obtuvo que, la energía solar tiene un costo más elevado por kW de capacidad que la energía geotérmica cuando el costo de los pozos geotérmicos no fue considerado. Los modelos desarrollados en este trabajo demuestran las decisiones de diseño y comportamiento dinámico complejo inherentes a este tipo de sistema híbrido.

Mir et al. [33], analizó los distintos aspectos de la generación híbrida de energía eléctrica basada en energía solar y energía geotérmica, y las sinergias que se producen al integrar ambas fuentes de energía, mediante un análisis termodinámico y un análisis económico utilizando dos estrategias de operación de la planta: La primera, producir el máximo de energía utilizando ambas fuentes de energía, y la segunda, utilizar la energía solar para reducir el consumo de recursos geotérmicos manteniendo estable la potencia de salida de la planta. Los resultados arrojados en este trabajo demuestran que la energía producida se puede aumentar en un 29.9 % y se puede ahorrar hasta un 13.4 % de recurso geotérmico. Por lo tanto, se determinó que es recomendable el acoplamiento de la energía solar a la energía geotérmica.

Manente et al. [34], presenta un análisis de las plantas de ciclo binario (ORC) para producción de electricidad de recurso geotérmico de baja entalpía y energía solar. El objetivo fue la maximización de la potencia neta de salida por medio de la selección adecuada del fluido de trabajo y del ciclo. Los costos de las soluciones termodinámicas óptimas fueron estimados utilizando la técnica módulo de cálculo del costo, que relaciona todos los costos operativos y de capital, al costo de comprar equipos evaluados para algunas condiciones de base. Los resultados económicos mostraron el impacto de la temperatura del fluido geotérmico y la selección del fluido de trabajo en la economía del sistema. Los resultados de este estudio se aplicaron a la planta de ciclo binario Stillwater que comenzó a operar en Nevada (EE.UU.) en 2009. Después se llevó a cabo un estudio para aumentar el rendimiento de la planta con la adición de una fuente de calor solar, algunos de los beneficios de esta implementación fue la mejora de la eficiencia térmica y el aumento de la producción de energía durante el día y especialmente durante la temporada de verano.

En otro artículo de investigación examina la hibridación usando energía térmica solar que puede incrementar la potencia de salida de una planta geotérmica de ciclo binario que está operando con fluido geotérmico en condiciones de diseño de temperatura y flujo. Para modelar la planta se utilizó el software Aspen Plus. Este trabajo mostro dos estrategias para tratar el bajo diseño de la temperatura del fluido geotérmico y el caudal; en la primera se determinó los parámetros de operación de la planta que mejor se adapten a las modificaciones de las condiciones del recurso, en la segunda se adiciono una fuente de calor por medio de energía solar, para establecer las condiciones de diseño. La adición del recurso solar aumentó la potencia de salida mediante el aumento de caudal del fluido de trabajo que puede ser evaporado y desplazo a una mayor operación optima con presiones y temperaturas de evaporación mayores [35].

Por otra parte, sistemas híbridos de conversión de energía solar-geotérmicos innovadores fueron desarrollados para recursos geotérmicos, por Greenhut et al. [36]. Una gama de configuraciones de ciclo de energía y fluidos de trabajo se evaluaron en términos de medidas termodinámicas y económicas. Datos precisos de las propiedades de los componentes y modelos de ecuaciones de estado fueron utilizados en la plataforma Aspen Plus para el cálculo del balance de masa y energía. Se completó un estudio del estado estacionario paramétrico para examinar el rendimiento en la gama de condiciones que resultan de las variaciones diurnas y estacionales, así como el agotamiento del yacimiento geotérmico. El estudio se centró en la determinación de la configuración híbrida que produjo la mayor generación de electricidad anualizada. El costo nivelado de la electricidad (LCE, por sus siglas en inglés) se estimó utilizando el software Aspen HTFS y Aspen ÍCARO y de otras fuentes.

CAPÍTULO 3.

PROCEDIMIENTO DE INTEGRACIÓN DE LA PLANTA DE POLIGENERACIÓN

3.1 DESCRIPCIÓN DEL RECURSO GEOTÉRMICO Y SOLAR EN MICHOACÁN

Por su situación geográfica y extensión territorial el estado de Michoacán es privilegiado, contando con una vasta cantidad de microclimas que hacen propicio el desarrollo y aplicación de energías renovables. En el caso particular de las zonas geotérmicas, Michoacán cuenta con varias zonas tanto de alta entalpía, como de media y baja entalpía, adecuadas para la aplicación de tecnologías variadas para su aprovechamiento sin reducirlo al uso recreativo en el caso de las zonas de media y baja entalpía. De la misma manera, la mayor parte del territorio michoacano cuenta con una excelente radiación solar, adecuada para el desarrollo y aplicación de tecnologías que aprovechen este recurso. Además de las zonas geotérmicas de alta entalpía como Los Azufres, cuenta con zonas de potencial geotérmico de media y baja entalpía como lo son Araro, Ixtlán de los Hervores, los Negritos y Puruandiro. A continuación, se muestra una descripción de las zonas geotérmicas mencionadas.

3.1.1 ZONA GEOTÉRMICA DE ARARÓ

Se ubica en la porción nororiental del Estado de Michoacán. La zona de interés geotérmico se localiza entre las coordenadas: 19°52'30" y 19°55' de latitud norte y 100°48" y 100°52'30" de longitud oeste, y aproximadamente a 1900 msnm de elevación [15]. De acuerdo a mediciones y cálculos de temperaturas obtenidas en pozos exploratorios realizados por la CFE en esta zona, se obtuvo la **Tabla 3** preparada a partir del trabajo de Tello y Quijano [37], Tello y Moreno [38], Izquierdo [39] y Viggiano [40].

Tabla 3. Mediciones y cálculos de temperatura de pozos en la Zona de Araro [41].

Sitio (profundidad)	Temperaturas (°C)	
	(1)	(2)
Pozo EAZ-1 (1 988 m)	224	
Pozo EAZ-2		
(861 m)	148	
(1 703 m)	218	
(1 976 m)	228	
(2 200 m)	252	
Pozo Z-3		
(900 m)	247	
(1 080 m)	233	
Agua del pozo Z-3 (550 m)		135
Fuentes termales de Araró (superficie)		93
Fuentes termales de Las Adjuntas (superficie)		40
Fuentes termales de Atzimba (superficie)		32
Fuentes termales de San Bartolomé Coro (superficie)		32

(1) Temperatura de homogenización.

(2) Temperatura medida.

Evidencia obtenida en el pozo exploratorio Z-3 (1344 m de profundidad) ubicado en San Nicolás Simirao, Zinapécuaro Michoacán, podría esperarse un reservorio geotérmico a esa profundidad, ya que parece ser una zona de fractura siendo alimentado el reservorio a través de la falla Araró-Simirao. Es probable encontrar un sistema de líquido dominante con fluidos de cloruro de sodio a temperaturas de 220 a 250 °C. Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presentó un potencial aproximado de 21 MW [41]. Los parámetros empleados para este modelo fueron los siguientes:

Tabla 4. Parámetros para el método Volumétrico-Montecarlo en Araro [15].

Parámetro	Valor mínimo	Valor esperado	Valor máximo
Vida del proyecto (años)	25	30	35
Presión de separación (bar)	5	9	12
Área (km ²)	2	5	7
Espesor (km)	1.2	2	3
Temperatura del yacimiento (°C)	260	280	300
Temperatura ambiente (°C)	0	20	27
Humedad relativa (%)	48	63	78
Porosidad de rocas del yacimiento (%)	4	6	8
Densidad de rocas del yacimiento (kg/m ³)	2500	2700	2900
Calor específico (cal/g°C) (kJ/kg°C)	0.84	0.9	1.2
Factor de recuperación Rg (%)	5	13	20
Permeabilidad absoluta de rocas (mildarcy, mD)	0.002	0.01	0.01

Por otro lado, el Grupo de Eficiencia Energética y Energías Renovables (GREEN-ER) [42] realizó mediciones de presión y temperatura en el pozo Z-3, en el cual se encontró una obstrucción a los 256 m y se obtuvo la gráfica que se presenta en la **Figura 22**, en donde la línea roja muestra la temperatura y la línea azul la presión, se aprecia una temperatura máxima de 143 °C a una presión de 32.5 bar.

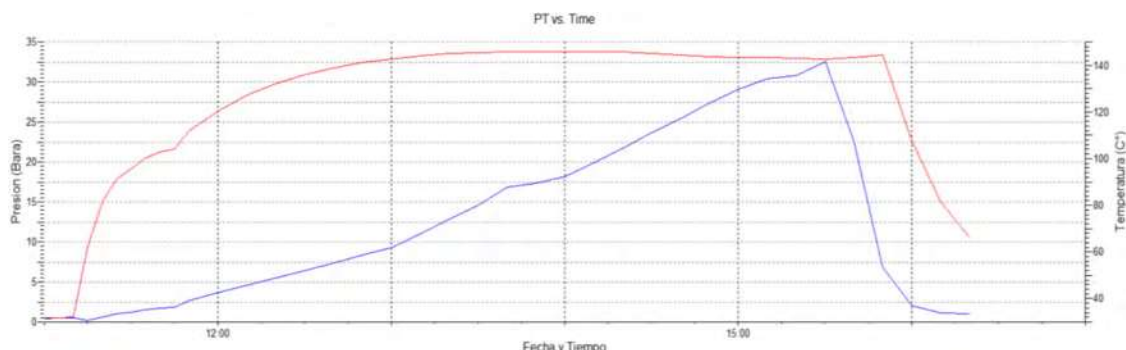


Figura 22. Gráfica de presión y temperatura en pozo Z-3 a 256 m de profundidad.

Otros sondeos realizados por el GREEN-ER [42], se llevaron a cabo en la zona geotérmica de Araro, en la localidad de San Agustín del Maíz perteneciente al Municipio de Copandaro y otro en la localidad de La Palma perteneciente al Municipio de Cuitzeo. El primer sondeo se realizó en un pozo geotérmico con 255 m de profundidad que se encuentra en la zona geotérmica ubicada entre las coordenadas: 19°54'34.5" de latitud norte y 101°09'00.2" de longitud oeste y a una elevación aproximada de 1868 msnm. El sondeo registro una temperatura máxima de fondo de 124 °C a una presión de 22.5 bar, **Figura 23**.

El segundo sondeo se realizó entre las coordenadas: 19°54'40.8" de latitud norte y 101°08'37.5" de longitud oeste y a una elevación aproximada de 1932 msnm, el pozo geotérmico con 130 m de profundidad registro una temperatura de fondo de 94 °C a una presión de 8 bar, **Figura 24**.

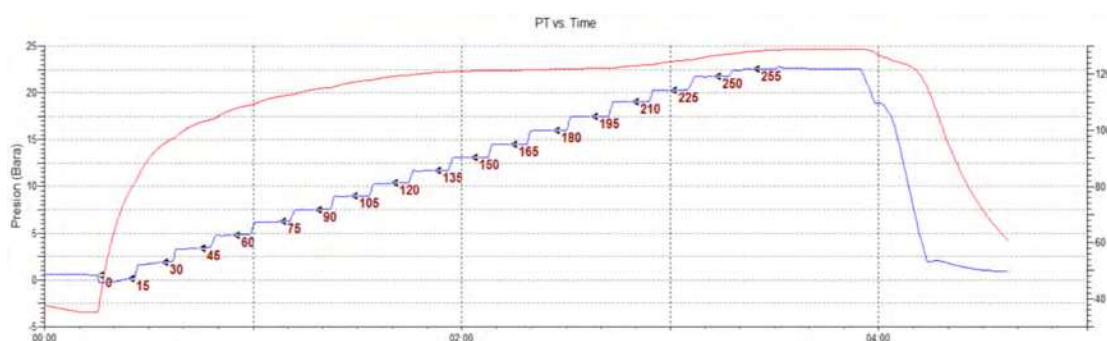


Figura 23. Gráfica de presión y temperatura en pozo geotérmico en San Agustín del Maíz.

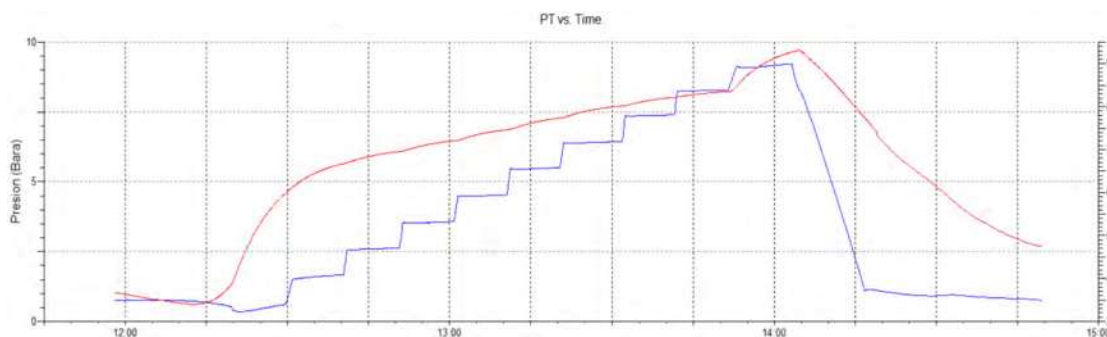


Figura 24. Gráfica de presión y temperatura en pozo geotérmico de La Palma.

Debido a que no se encuentran datos registrados de la radiación solar en la zona geotérmica Simirao en la literatura. Se utilizó el software especializado Meteonorm 7 [43], el cual realiza interpolaciones con diferentes estaciones meteorológicas para la obtención de los datos meteorológicos de radiación en la zona deseada. La **Tabla 5**, muestra los datos de radiación solar global, directa y difusa en periodos mensual y anuales durante los años de 1991 al 2010 para la zona geotérmica de Simirao que se obtuvieron utilizando el software especializado

Meteonorm [43], el cual interpola los datos de las diferentes estaciones meteorológicas en las zonas cercanas a los sitios deseados. También, presenta la luminancia difusa, global y el grado de nubosidad.

Tabla 5. Radiaciones en el periodo 1991-2010, zona geotérmica Zimirao.

Mes	G_Gh	G_Bn	G_Dh	Lg	Ld	N
Ene	199	245	61	21493	7948	4
Feb	239	267	70	25774	9123	4
Mar	271	284	80	29245	10141	3
Abr	287	279	87	30992	10932	4
May	276	239	107	30223	13522	4
Jun	254	213	105	28097	13480	4
Jul	248	196	111	27595	14249	5
Ago	248	210	102	27424	13093	5
Sept	223	159	112	24742	13855	6
Oct	215	226	79	23766	10191	3
Nov	210	248	67	22857	8892	4
Dic	185	230	61	20143	7950	4
Año	238	233	87	26029	11115	4

3.1.2 ZONA GEOTÉRMICA DE IXTLÁN DE LOS HERVORES

Se ubica en la parte noroccidental del estado de Michoacán en las coordenadas 20°10' de latitud norte y 102°23'27", y a una elevación aproximada de 1550 msnm. Las manifestaciones termales ocurren en la intersección entre la Falla Ixtlán-Encinal y la Falla Nogales. Las manifestaciones consisten en manantiales termales, pozos de agua caliente y volcanes de lodo con temperaturas superficiales entre 48 y 94 °C. Los geotermómetros de potasio-sodio proporciona temperaturas entre 169 y 220 °C, por otro lado, el geotermómetro de gases de D' Amore-Panichi indica temperaturas de 218 °C. Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presentó un potencial aproximado de 17 MW con una desviación estándar de 7 MW [15]. Los parámetros empleados en este último modelo fueron los siguientes:

Tabla 6. Parámetros para el método Volumétrico-Montecarlo en Ixtlán de los Hervores [15].

Parámetro	Valor mínimo	Valor esperado	Valor máximo
Vida del proyecto (años)	25	30	35
Presión de separación (bar)	5	9	12
Área (km ²)	1	2.5	4
Espesor (km)	0.8	1.5	2.1
Temperatura del yacimiento (°C)	170	220	250
Temperatura ambiente (°C)	4	18	31
Humedad relativa (%)	47	63	90
Porosidad de rocas del yacimiento (%)	5	13	20
Densidad de rocas del yacimiento (kg/m ³)	2200	2600	2800
Calor específico (cal/g°C) (kJ/kg°C)	0.79	0.82	1.1
Factor de recuperación Rg (%)	5	10	20
Permeabilidad absoluta de rocas(milidarcy, mD)	0.1	2	2.2

Un pozo exploratorio a 50 metros de profundidad, perforado en 1957, fluyó por sí solo de manera intermitente durante más de 45 años, siendo conocido como el Géiser de Ixtlán [15]. En 2005 se perforo el pozo Ixtlán 2 a 159 m, realizado por una asociación privada para preservar la atracción turística conocida como el “Geiser de Ixtlán”, el sistema podría localizarse directamente debajo de las aguas termales de esta zona, y puede estar compuesto de fluidos de cloruro sódico con pH neutro, a temperaturas entre 125 y 225 °C [44].

Las principales estructuras del Ixtlán De los Hervores son las fallas Ixtlán-Encinal y Pajacuarán, **Figura 25**. La primera falla, parte del flanco norte del Chapala Graben, tiene 30 km de largo, tiene una tendencia NO-SE y desciende 80 ° SO. Esta falla está asociada con la mayoría de los manantiales termales del área, donde la estructura está intersectada por la falla de Nogales (6 km de largo y NE-SO). La falla de Pajacuarán, parte del flanco sur del Chapala Graben, tiene 20 km de largo, tendencias casi E-W, y cae 70 ° al norte [44].

Los resultados obtenidos de radiación solar global, directa y difusa en periodos mensual y anuales durante los años de 1991 al 2010 para la zona geotérmica de Ixtlán de los Hervores [43], por medio del software especializado Meteonorm 7, se presentan en la **Tabla 7**, al igual que la luminancia difusa, global y el grado de nubosidad.

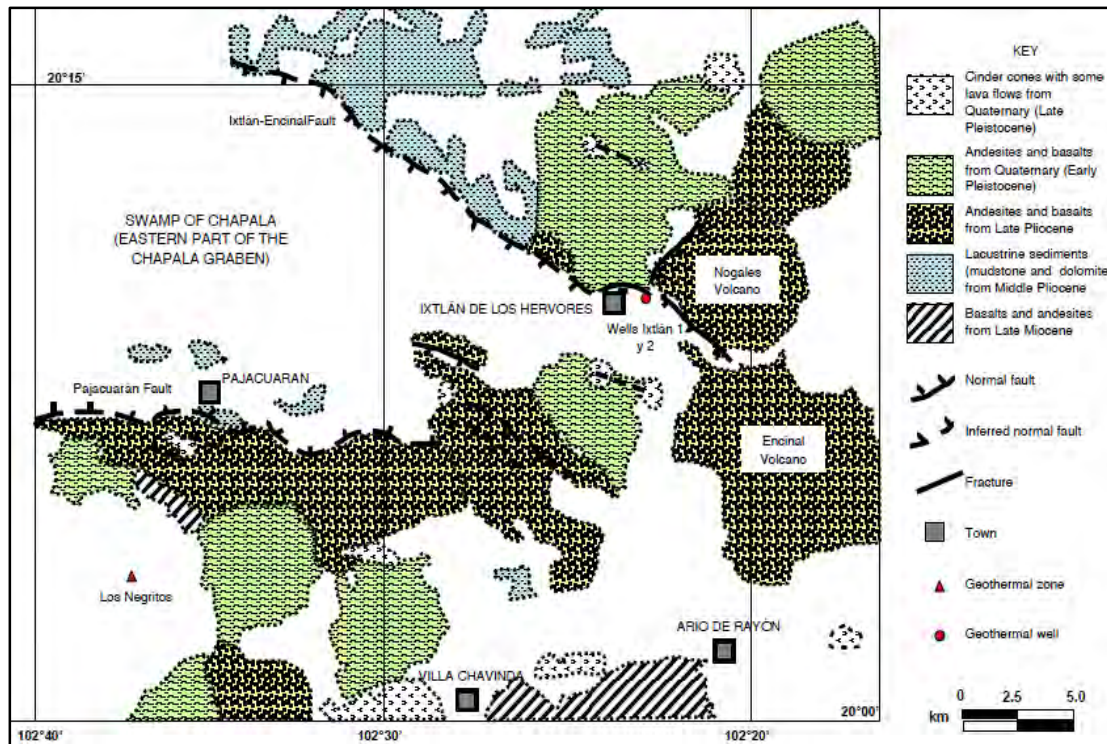


Figura 25. Marco geológico de Ixtlán de lo Hervores [44].

Tabla 7. Radiaciones en el periodo 1991-2010, zona geotérmica Ixtlán de los Hervores [43].

Mes	G_Gh	G_Bn	G_Dh	Lg	Ld	N
Ene	191	225	248	20726	8249	5
Feb	236	265	68	25417	9018	4
Mar	275	295	72	29721	9369	3
Abr	295	309	81	31910	10394	3
May	283	278	85	30899	10850	3
Jun	266	221	107	29465	13856	5
Jul	258	208	110	28709	14037	5
Ago	254	229	96	28166	12409	4
Sept	233	201	96	25943	12288	5
Oct	219	229	81	24359	10572	3
Nov	211	277	55	23062	7612	3
Dic	179	237	53	19486	6983	4
Año	242	248	81	26489	10470	4

3.1.3 ZONA GEOTÉRMICA DE LOS NEGRITOS

Esta zona está situada en el extremo noroeste del estado de Michoacán, casi en el cruce del paralelo 20°02'24" de latitud norte con el meridiano 102°37'56" de longitud oeste y a unos 1500-1600 msnm. Las manifestaciones termales que se encuentran son manantiales, fumarolas y volcanes de lodo. Las temperaturas superficiales están entre 30 y 82°C. Los geotermómetros de potasio-calcio indican temperaturas de fondo entre los 156 y 243°C y el geotermómetro de gases de D'Amore-Panichi una temperatura de 219 ° C. Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presentó un potencial aproximado de 24 MW. Los parámetros utilizados en el modelo se muestran en la **Tabla 8**. La CFE llevo a cabo estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos de detalle, además de nueve barrenos exploratorios perforados en 1969 a profundidades entre 120 y 630 metros, en el más caliente se midieron 164°C a 360 metros de profundidad, aunque otro de ellos registró 120°C a sólo 110 metros de profundidad [15].

Tabla 8. Parámetros para el método Volumétrico-Montecarlo en Los Negritos [15].

Parámetro	Valor mínimo	Valor esperado	Valor máximo
Vida del proyecto (años)	25	30	35
Presión de separación (bar)	5	9	12
Área (km ²)	2	3	4.5
Espesor (km)	1	2	3
Temperatura del yacimiento (°C)	175	220	240
Temperatura ambiente (°C)	4	23.8	31
Humedad relativa (%)	47	63	90
Porosidad de rocas del yacimiento (%)	7	10	15
Densidad de rocas del yacimiento (kg/m ³)	2400	2600	2800
Calor específico (cal/g°C) (kJ/kg°C)	0.79	0.85	1.1
Factor de recuperación Rg (%)	5	13	20
Permeabilidad absoluta de rocas (milidarcy, mD)	0.1	2	2.2

3.1.4 ZONA GEOTÉRMICA DE PURUANDIRO

La zona se encuentra en la parte norte del estado de Michoacán, aproximadamente entre las coordenadas 20°05'25" de latitud norte y 101°29'45" de longitud oeste. La zona contiene abundantes manantiales en un área de 0.7 km² con temperaturas superficiales entre 30 y 84 °C y un gasto conjunto entre 5 y 10 litros. Además, existen diversos pozos de riego agrícola con temperaturas entre 40 y 60 °C. El agua de los manantiales tiene temperaturas de fondo entre 129 y 167 °C, obtenidas mediante el geotermómetro de potasio-sodio. Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presentó un potencial aproximado de 10 MW. Los parámetros utilizados en el modelo se muestran en la **Tabla 9**. La CFE ha llevado a cabo estudios geológicos y geoquímicos de detalle, así como estudios geofísicos de resistividad, gravimetría y magnetometría, que han permitido definir un basamento resistivo entre 2 y 5 km de profundidad. Los mínimos resistivos resultaron muy someros y restringidos al área de

manifestaciones termales. Por lo tanto, esta zona requeriría de estudios geofísicos de más detalle [15].

Tabla 9. Parámetros para el método Volumétrico-Montecarlo en Puruandiro [15].

Parámetro	Valor mínimo	Valor esperado	Valor máximo
Vida del proyecto (años)	25	30	35
Presión de separación (bar)	4	4.5	5
Área (km ²)	0.7	3	5
Espesor (km)	1.5	2.5	3
Temperatura del yacimiento (°C)	160	165	170
Temperatura ambiente (°C)	4	23.8	31
Humedad relativa (%)	47	63	90
Porosidad de rocas del yacimiento (%)	4	15	20
Densidad de rocas del yacimiento (kg/m ³)	2400	2600	2800
Calor específico (cal/g°C) (kJ/kg°C)	0.79	0.84	1.1
Factor de recuperación Rg (%)	5	15	20
Permeabilidad absoluta de rocas del yacimiento (milidarcy, mD)	0.2	2	2.2

3.2 ESQUEMAS CONCEPTUALES

Para el diseño de la planta se elaboraron seis esquemas conceptuales, considerando la integración del recurso geotérmico y solar en conjunto, y utilizando los recursos por separado. Además, se considera una temperatura del recurso geotérmico típica en las zonas geotérmicas de Michoacán de 130 °C, en el caso del uso del recurso geotérmico. Para el caso del recurso solar también se toma en cuenta una temperatura de 130 °C, al igual que para el uso en conjunto del recurso geotérmico y solar. Los esquemas 1GS, 1G y 1S, son diseños conceptuales básicos de la planta y los esquemas 2GS, 2G y 2S. Muestran un diseño conceptual detallado de la planta con distintas tecnologías y capacidades que pueden ser integradas en el arreglo en cascada. A continuación, se muestra una descripción de los esquemas mencionados.

Esquema conceptual básico 1GS

Se elaboró partiendo de considerar el aprovechamiento del recurso geotérmico (de media y baja entalpía) y solar existente en el estado Michoacán. Además, consiste en tres niveles térmicos con arreglo en cascada conectados entre ellos, en el que el fluido de trabajo procedente del recurso geotérmico-solar, se dirige al primer nivel térmico a una temperatura T1 en el que se utiliza un sistema ORC para producción de energía eléctrica, como existe un aprovechamiento de temperatura en el primer nivel, el fluido de trabajo accede al según nivel térmico a una menor temperatura T2 activando un sistema TAR (Refrigeración Activada Térmicamente,) para la producción de frío, posteriormente accede al tercer nivel térmico con una temperatura menor T3 proporcionando calor para el deshidratado de productos agrícolas

y por último el flujo de trabajo abandona el tercer nivel térmico a una temperatura T_4 . Si el flujo de trabajo al final de su recorrido por la cascada geotérmica posee características termodinámicas adecuadas puede ser aplicado a otros usos, **Figura 26**.

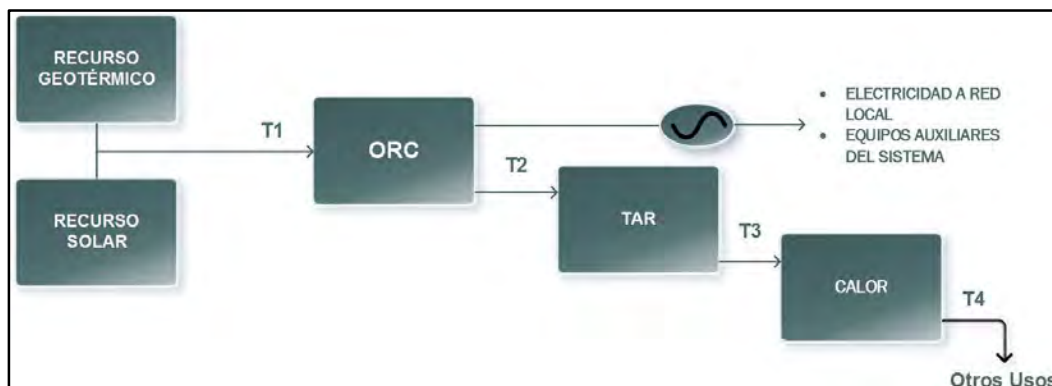


Figura 26. Esquema conceptual básico con uso del recurso geotérmico y solar.

Esquema conceptual básico 1G

El esquema conceptual básico 1G de la planta considera el uso únicamente del recurso geotérmico para su operación, trabajando la cascada geotérmica con tres niveles térmicos y una tecnología por nivel, **Figura 27**.

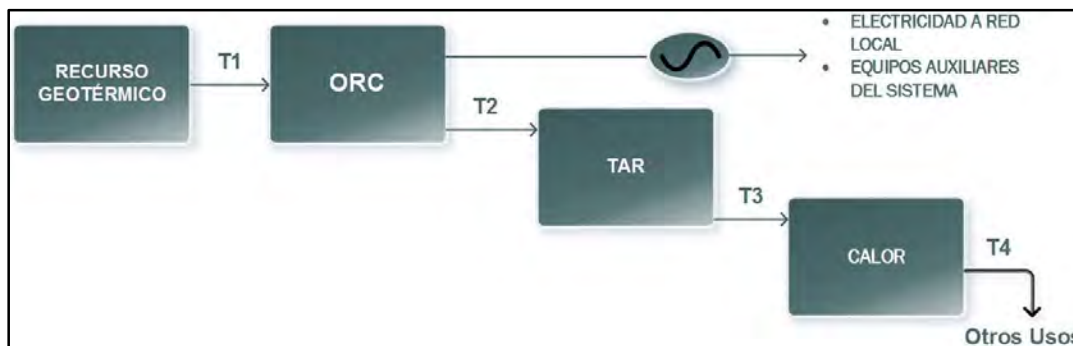


Figura 27. Esquema conceptual básico con uso del recurso geotérmico.

Esquema conceptual básico 1S

El último esquema conceptual básico 1S considera el uso únicamente del recurso solar para operar la planta, utilizando los mismos tres niveles térmicos en cascada como los esquemas 1GS y 1G, **Figura 28**.

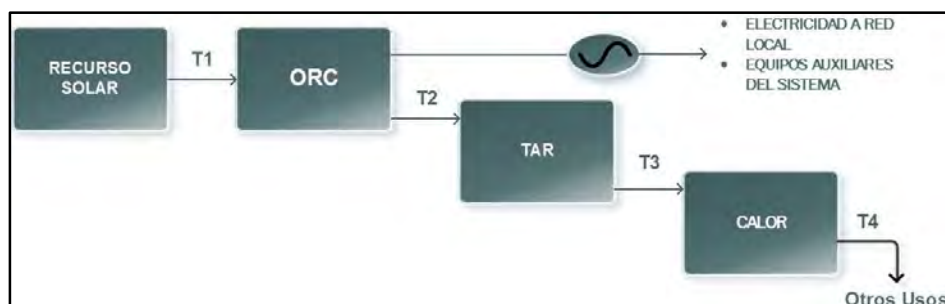


Figura 28. Esquema conceptual básico con uso del recurso solar.

Esquema conceptual detallado 2GS

El esquema consta de tres niveles térmicos con arreglo en cascada, interconectados entre sí, utilizando el recurso geotérmico y solar. Para el aprovechamiento del recurso solar se consideran dos tecnologías, el colector Fresnel lineal y el colector parabólico. En el primer nivel se considera un sistema ORC para producción de electricidad con opciones de 40, 100 y 300 kWe. En el segundo nivel térmico se contemplan dos opciones para integración, ambas opciones son sistemas que trabajan bajo el principio de operación por absorción de simple efecto. El primer sistema utiliza el par de trabajo H_2O/NH_3 tiene capacidad de generar temperaturas menores a las de congelación del agua. El segundo sistema con un par de trabajo $LiBr/H_2O$ únicamente tiene capacidad para generar frío hasta $5^\circ C$, esto debido a que el fluido utilizado como refrigerante es el agua y el bromuro de litio como absorbente. Sin embargo, al contemplar el sistema con par de trabajo $LiBr/H_2O$ para producción de frío, se puede integrar una máquina por compresión para la generación de hielo utilizando la energía eléctrica producida por el ORC. Por último, el tercer nivel térmico considera un deshidratador geotérmico tipo cabina para el secado de productos agrícolas típicos de la región, **Figura 29**.

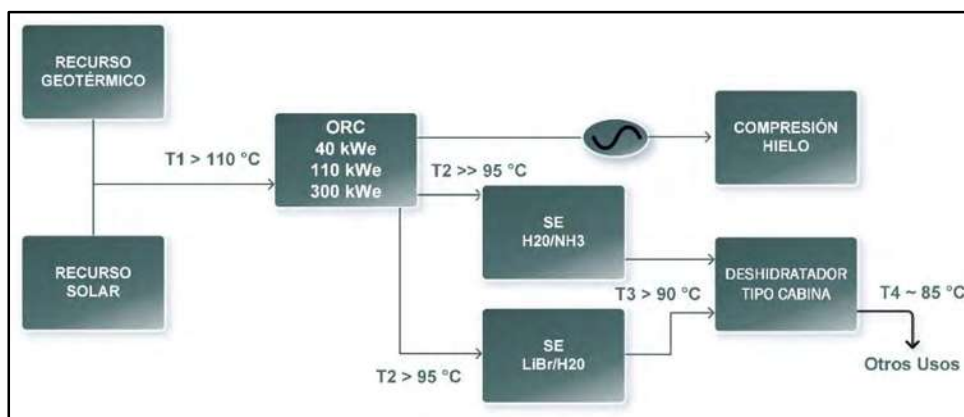


Figura 29. Esquema conceptual detallado con uso del recurso geotérmico y solar.

Esquema conceptual detallado 2G

El esquema con uso únicamente del recurso geotérmico, consta al igual que el esquema 2G un arreglo en cascada, de un sistema ORC para producción de electricidad con opciones de 40, 100 y 300 kWe en el primer nivel térmico. Un sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo H_2O/NH_3 u otro con un par de trabajo $LiBr/H_2O$, para el segundo nivel térmico. Y en el último nivel térmico un deshidratador geotérmico tipo cabina para el secado de productos agrícolas típicos de la región, **Figura 30**.

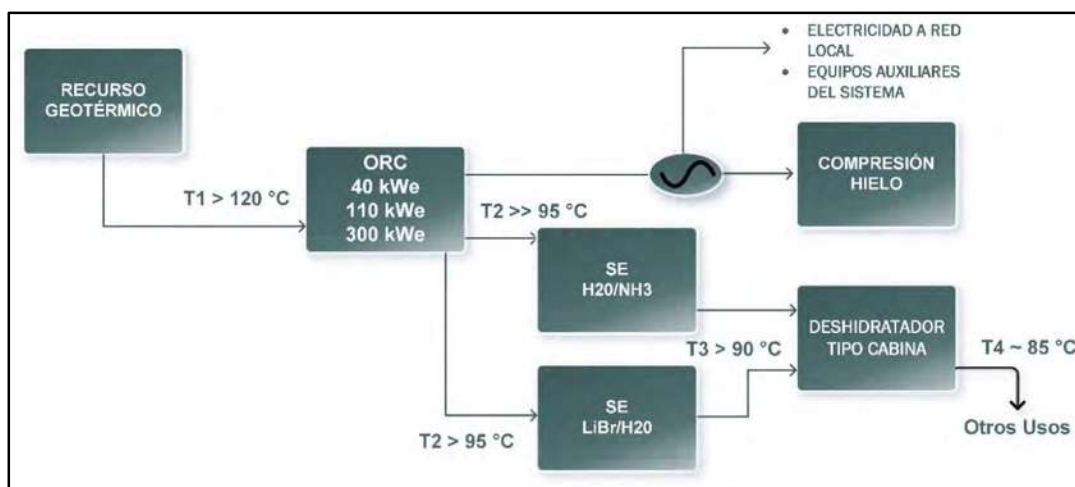


Figura 30. Esquema conceptual detallado con uso del recurso geotérmico.

Esquema conceptual detallado 2S

Este último esquema contiene un arreglo en cascada e iguales equipos como en los esquemas 2GS y 2G, con la única diferencia que utiliza únicamente el recurso solar para la operación de la planta que es aprovechado por medio de colectores PTC o LFC, **Figura 31**.

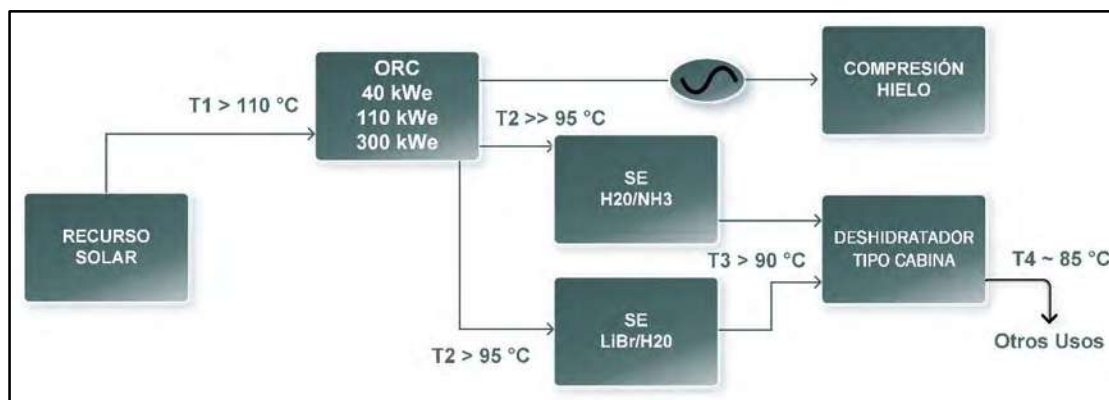


Figura 31. Esquema conceptual detallado con uso del recurso solar.

3.3 EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS ESQUEMAS CONCEPTUALES

3.3.1 EVALUACIÓN CON NIVEL DE MODELADO EN SISTEMA

La evaluación de los esquemas planteados en la sección anterior, permite obtener parámetros termodinámicos que muestran el comportamiento de cada sistema bajo las condiciones de generación de potencia del sistema ORC. A partir del ORC, se obtiene el aporte térmico del recurso geotérmico, el flujo de agua caliente del sistema que atraviesa posteriormente al sistema TAR y al deshidratador geotérmico. La primera evaluación se ha realizado utilizando el esquema conceptual **1G**, empleando el software especializado EES® para la solución de las ecuaciones del modelo termodinámico. El esquema conceptual se considera a un nivel de modelado en sistema cerrado como caja negra por lo cual no intervienen los subsistemas que integra cada equipo. El modelado se lleva a cabo empleando la primera ley de la termodinámica con las ecuaciones que se describen a continuación:

La energía térmica requerida por el ciclo de la unidad ORC que se presenta en el primer nivel de la cascada, se determina por la ecuación Eq. (1):

$$\dot{Q}_{ORC} = \frac{\dot{W}_T}{\eta_{ORC}} \quad (1)$$

El flujo másico del agua caliente procedente del recurso geotérmico necesario para la obtención de $\dot{W}_T$ se determina con la Eq. (2):

$$\dot{m}_{GEO} = \frac{\dot{Q}_{ORC}}{CP_1 \cdot (T_1 - T_2)} \quad (2)$$

El calor disponible para la activación de la tecnología TAR es determinada a partir del flujo másico del agua caliente y el diferencial de temperatura del sistema, Eq. (3). Con la capacidad de enfriamiento se determina del calor disponible en la tecnología TAR y COP, Eq. (4).

$$\dot{Q}_{TAR} = \dot{m}_{GEO} \cdot CP_2 \cdot (T_2 - T_3) \quad (3)$$

$$\dot{Q}_{E,TAR} = COP_{ABS} \cdot \dot{Q}_{TAR} \quad (4)$$

El calor para deshidratación es estimado por las condiciones del recurso geotérmico en el tercer nivel de la cascada. Por lo tanto, la cantidad de energía térmica para el deshidratador geotérmico es calculada por la Eq. (5):

$$\dot{Q}_{DES} = \dot{m}_{GEO} \cdot CP_3 \cdot (T_3 - T_4) \quad (5)$$

Por último, la eficiencia global del sistema puede ser calculada a partir de los productos de la cascada y la energía requerida para la operación de la planta, Eq. (6):

$$\eta_{GEO} = \frac{\dot{W}_T + \dot{Q}_{E,TAR} + \dot{Q}_{DES}}{\dot{Q}_{GEO}} \quad (6)$$

3.3.2 EVALUACIÓN CON NIVEL DE MODELADO A SUBSISTEMA

La segunda evaluación se realiza a un nivel de modelado de subsistema en el que se considera los subsistemas que componen cada equipo principal, en el ORC el evaporador, turbina, condensador y la bomba de recirculación. Para la tecnología TAR se consideran a evaluar dos sistemas absorción de simple efecto, el primero con un par de trabajo LiBr/H₂O y otro con un par de trabajo H₂O/NH₃, ambos sistemas poseen los mismos elementos, generador, condensador, evaporador, absorbedor, válvulas de expansión y una bomba de recirculación. Por último, el deshidratador geotérmico es considerado como un deshidratador tipo cabina. La **Figura 32**, presenta un diagrama de los equipos ORC, sistema de absorción de simple efecto y deshidratador geotérmico, interconectados. El pozo geotérmico se conecta a un intercambiador de calor y retorna al pozo, esto evita que el recurso geotérmico acceda a los equipos principales para prevenir incrustaciones debido a los minerales que contiene la salmuera geotérmica y evitar fallas en los equipos. El intercambiador de calor se encarga de transferir la carga térmica al circuito de los equipos principales, este circuito contempla agua cruda o agua industrial como fluido de activación. El fluido de activación accede al primer nivel térmico en el que se encuentra el sistema ORC, después interconectado accede al segundo nivel térmico en el que se encuentra el sistema de absorción de simple efecto (LiBr/H₂O y H₂O/NH₃) y por ultimo interconectado al tercer nivel térmico accede al deshidratador solar para que posteriormente el fluido de activación sea impulsado por una bomba de recirculación del sistema.

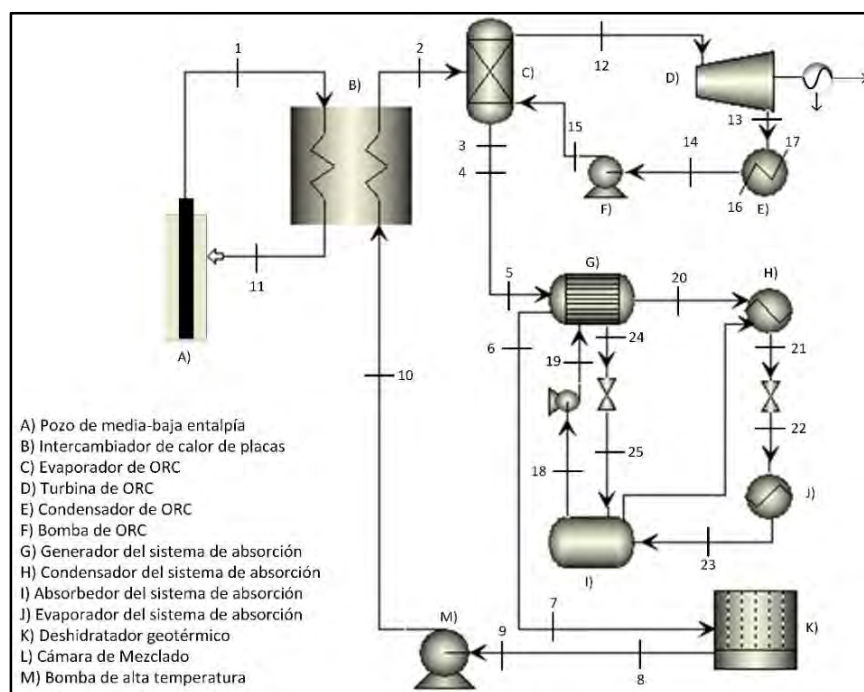


Figura 32. Diagrama de equipos principales con subsistemas.

El modelado se llevó a cabo empleando balances de masa y energía utilizando la primera ley de la termodinámica en los equipos principales del sistema (ORC, TAR y deshidratador geotérmico). Se empleó el software especializado EES[®] para la solución de las ecuaciones del modelo termodinámico. A continuación, se presentan las ecuaciones de los modelos termodinámicos utilizados en cada sistema.

3.3.2.1 MODELO ENERGÉTICO DEL SISTEMA ORC

La carga térmica en el ORC se calcula utilizando la potencia generada por la turbina y la eficiencia del ciclo, Eq. (1). Haciendo balance energético en el generador se obtiene el flujo del isopentano del sistema, Eq. (7):

$$\dot{m}_{15} = \frac{\dot{Q}_{ORC}}{h_{15} - h_{18}} \quad (7)$$

Por lo tanto, con un balance de masa en el sistema se obtiene los flujos másicos del isopentano:

$$\dot{m}_{16} = \dot{m}_{15} \quad (8)$$

$$\dot{m}_{17} = \dot{m}_{16} \quad (9)$$

$$\dot{m}_{18} = \dot{m}_{17} \quad (10)$$

Realizando un balance energético en el condensador, se obtiene el calor que se retira del isopentano.

$$\dot{m}_{16} \cdot h_{16} = (\dot{m}_{17} \cdot h_{17}) + \dot{Q}_{C,ORC} \quad (11)$$

Para la potencia de la bomba se tiene:

$$\dot{m}_{17} \cdot h_{17} + \dot{W}_{B,ORC} = \dot{m}_{18} \cdot h_{18} \quad (12)$$

El flujo másico del fluido de activación se obtiene utilizando la carga térmica en el evaporador y el diferencial de temperatura:

$$\dot{m}_2 = \frac{\dot{Q}_{ORC}}{CP_4 \cdot (T_2 - T_3)} \quad (13)$$

3.3.2.2 MODELO ENERGÉTICO DEL RECURSO GEOTÉRMICO

La carga térmica en el intercambiador de calor de placas principal se obtiene con el flujo másico del recurso geotérmico, Eq. (16):

$$\dot{Q}_{GEO} = \dot{m}_{ORC} \cdot CP_5 \cdot (T_2 - T_{13}) \quad (14)$$

Y utilizando la Eq. (15):

$$\dot{Q}_{GEO} = \dot{m}_{GEO} \cdot CP_6 \cdot (T_1 - T_{14}) \quad (15)$$

Combinando la carga térmica en el intercambiador de calor principal, Eq. (14) y el calor aportado por el recurso geotérmico, Eq. (15). Se obtiene el flujo másico del recurso geotérmico, Eq. (16):

$$\dot{m}_{GEO} = \frac{\dot{m}_{ORC} \cdot CP_5 \cdot (T_2 - T_{13})}{CP_6 \cdot (T_1 - T_{14})} \quad (16)$$

3.3.2.3 MODELO ENERGÉTICO DEL SISTEMA DE ABSORCIÓN DE SIMPLE EFECTO CON PAR DE TRABAJO LiBr/H₂O Y NH₃/H₂O

Para la elaboración del modelado termodinámico del sistema LiBr/H₂O y NH₃/H₂O, se utilizó las ecuaciones propuestas por Rufes y Miranda [45]. La carga térmica en el generador del sistema se obtiene con la Eq. (17). Por otro lado, la capacidad de enfriamiento se determina a partir de la carga térmica en el generador y el COP de la tecnología activada térmicamente, utilizando la Eq. (18):

$$\dot{Q}_{G, LiBr, NH_3} = \dot{m}_4 \cdot CP_7 \cdot (T_5 - T_6) \quad (17)$$

$$\dot{Q}_{Enf} = \dot{Q}_{G, LiBr, NH_3} \cdot COP_{LiBr, NH_3} \quad (18)$$

Balance de masa en el generador:

$$\dot{m}_{26} = \dot{m}_{25} \quad (19)$$

$$\dot{m}_{28} = \dot{m}_{27} \quad (20)$$

Para el sistema con par de trabajo LiBr/H₂O, los flujos másicos se obtienen utilizando la fracción másica del LiBr, Eq. (20) y (21)

$$\dot{m}_{26} = \frac{X_{27}}{(X_{26} - X_{27}) \cdot \dot{m}_{21}} \quad (21)$$

$$\dot{m}_{27} = \frac{X_{26}}{(X_{26} - X_{27}) \cdot \dot{m}_{21}} \quad (22)$$

Balance de energía en el generador para obtener el flujo másico del refrigerante:

$$\dot{m}_{21} = \frac{(\dot{Q}_G + (\dot{m}_{26} \cdot h_{26}) - (\dot{m}_{27} \cdot h_{27}))}{h_{21}} \quad (23)$$

Mientras que para el sistema H₂O/NH₃ se utilizan las siguientes ecuaciones para la obtención de los flujos másicos del refrigerante y absorbente con las fracciones de masa de los mismos, Eq. (24) y (25):

$$\dot{m}_{26} = \frac{((\dot{m}_{21} \cdot X_{21}) + (\dot{m}_{27} \cdot X_{27}))}{X_{26}} \quad (24)$$

$$\dot{m}_{24} = \dot{m}_{21} + \dot{m}_{26} \quad (25)$$

Realizando un balance de masa para el flujo del refrigerante tenemos que:

$$\dot{m}_{22} = \dot{m}_{21} \quad (26)$$

$$\dot{m}_{23} = \dot{m}_{22} \quad (27)$$

$$\dot{m}_{24} = \dot{m}_{23} \quad (28)$$

La carga térmica del evaporador que se retira del ambiente se calcula utilizando la Eq. (29):

$$\dot{Q}_{E, BrLi, NH3} = \dot{m}_{23} \cdot (h_{23} - h_{24}) \quad (29)$$

El calor retirado del condensador y absorbedor se calcula con las Eqs. (30) y (31)

$$\dot{Q}_{C, LiBr, NH3} = \dot{m}_{21} \cdot (h_{21} - h_{22}) \quad (30)$$

$$\dot{Q}_{A, LiBr, NH3} = \dot{m}_{24} \cdot h_{24} + \dot{m}_{28} \cdot h_{28} - \dot{m}_{25} \cdot h_{25} \quad (31)$$

Por ultimo haciendo un balance de energético en la bomba se obtiene la potencia requerida:

$$\dot{W}_{B, LiBr, NH3} = \dot{m}_{25} \cdot (h_{26} - h_{25}) \quad (32)$$

Además, en el caso del sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo H₂O/NH₃ que tiene capacidad de alcanzar temperaturas de congelación, parte de la capacidad de enfriamiento se destina para la producción de hielo para consumo humano y otra parte para

mantener el hielo en una cámara de refrigeración. En este caso, se considera el 50% de la capacidad de enfriamiento para cada propósito:

$$\dot{Q}_{caen} = \frac{\dot{Q}_{Enf}}{2} \quad (33)$$

La cantidad de producción de hielo es estimada por la energía disponible, Q_{hielo} , para congelar el agua, utilizando la capacidad de enfriamiento y la capacidad que se requiere en la cámara de refrigeración, Eq. (34) y (35):

$$\dot{Q}_{hielo} = \dot{Q}_{Enf} - \dot{Q}_{caen} \quad (34)$$

$$M_{hielo} = \frac{\dot{Q}_{hielo} \cdot FPH}{CP_{agua} \cdot (T_{agua} - T_{con}) + Ca_{Lat} + CP_{hielo} \cdot (T_{con} - T_{alm})} \quad (35)$$

La potencia de la máquina (W_{mh}) es obtenida a través de consultas con diferentes proveedores y fabricantes [46]–[49], obteniendo la Eq. (36)

$$\dot{W}_{mh} = 0.0091 \left[\frac{kWh}{Kg} \right] \cdot \dot{m}_{hielo} + 71.583 [kWh] \quad (36)$$

3.3.2.4 MODELO ENERGÉTICO DEL DESHIDRATADOR GEOTÉRMICO TIPO CABINA

Para el modelado termodinámico del deshidratador geotérmico tipo cabina, se consideraron las ecuaciones propuestas por Ambriz et al. [50].

El calor para deshidratación es estimado por las condiciones del recurso geotérmico en el tercer nivel de la cascada se determina con la Eq. (5).

La masa de agua a evaporar del producto a deshidratar se obtiene considerando el calor que se aporta al deshidratador por medio del flujo geotérmico, un delta de entalpia de vaporización obtenida con la temperatura T_4 y el tiempo de deshidratación, Eq. (37) y la masa total del producto a deshidratar se obtiene utilizando el porcentaje de agua que contiene cada producto, Eq. (38):

$$\dot{Q}_{DES} = \frac{(\dot{m}_{AGUA,PRODUCTO} \cdot \Delta H_{VAP,PRODUCTO})}{t_{DES}} \quad (37)$$

$$m_{PRODUCTO} = \frac{m_{AGUA,PRODUCTO}}{\%_{AGUA,PRODUCTO}/100} \quad (38)$$

3.3.2.5 MODELADO ENERGÉTICO DEL CAMPO TERMO-SOLAR.

En el caso en que la temperatura del recurso geotérmico sea menor a la requerida para la activación de los equipos de la cascada geotérmica, es necesario la implementación de un equipo suplementario para lograr las temperaturas determinadas. Para esto se propone el uso de colectores tipo parabólico (PTC) y Fresnel (FLC), por su costo relativamente bajo [19]. La Eq. (39), determina la aportación de calor para las temperaturas requeridas y para determinar el área de los colectores solares PTC o FLC, se determina con la Eq. (40):

$$\dot{Q}_{Sol} = \dot{m}_{GEO} \cdot CP_8 \cdot (T_{req} - T_1) \quad (39)$$

$$A_c = \frac{\dot{m}_{GEO} \cdot CP_9 \cdot (T_{rec} - T_1)}{Bn \cdot \eta_{cs}} \quad (40)$$

3.3.2.6 MODELADO ENERGÉTICO DE SUBSISTEMAS

Para la potencia de la bomba del circuito de agua caliente, tenemos que:

$$\dot{W}_{Bcac} = \dot{m}_{12} \cdot (h_{13} - h_{12}) \quad (41)$$

De la misma manera para la bomba del circuito de enfriamiento del ORC, la bomba del circuito de enfriamiento del sistema de absorción de simple efecto y la bomba del evaporador para enfriamiento del intercambiador de calor de placas Ex, obtenemos:

$$\dot{W}_{BceORC} = \dot{m}_{34} \cdot (h_{35} - h_{34}) \quad (42)$$

$$\dot{W}_{BceABS} = \dot{m}_{30} \cdot (h_{31} - h_{30}) \quad (43)$$

$$\dot{W}_{BeABS} = \dot{m}_{38} \cdot (h_{39} - h_{38}) \quad (44)$$

Para el caso de la torre de enfriamiento, la potencia del motor eléctrico del ventilador está determinada por el caudal y un diferencial de presión, entre la eficiencia del motor eléctrico, como se muestra en la Eq. (45):

$$\dot{W}_{VTE} = \frac{\dot{Q} \cdot \Delta P}{\eta_{me}} \quad (45)$$

3.3.2.7 MODELADO DE RENDIMIENTOS ENERGÉTICOS DEL SISTEMA EN CASCADA

La eficiencia de la planta está determinada por los productos obtenidos en la cascada geotérmica y el calor obtenido del recurso geotérmico, como se muestra en la Eq. (46), para una integración con un sistema de absorción con par de trabajo LiBr/H₂O y para un par de trabajo H₂O/NH₃ como se muestra en la Eq. (47).

$$\eta_{LiBr} = (\dot{W}_T + \dot{Q}_{G,LiBr} + \dot{Q}_{DES}) / \dot{Q}_{GEO} \quad (46)$$

$$\eta_{NH_3} = (\dot{W}_T + \dot{Q}_{G,NH_3} + \dot{Q}_{DES}) / \dot{Q}_{GEO} \quad (47)$$

El excedente de energía eléctrica se determina restando el consumo de potencia eléctrica de los sistemas principales y subsistemas, a la producción eléctrica del ORC. Para el caso del sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo LiBr/H₂O, que no es capaz de generar temperaturas para la producir hielo, es necesario agregar la potencia que consume una máquina para producción de hielo ($\dot{W}_{mh}$).

$$\dot{W}_{TT,LiBr} = \dot{W}_T - (\dot{W}_{Bcac} + \dot{W}_{BceORC} + \dot{W}_{BceABS} + \dot{W}_{BeABS} + \dot{W}_{VTE} + \dot{W}_{mh}) \quad (48)$$

$$\dot{W}_{TT,NH_3} = \dot{W}_T - (\dot{W}_{Bcac} + \dot{W}_{BceORC} + \dot{W}_{BceABS} + \dot{W}_{BeABS} + \dot{W}_{VTE}) \quad (49)$$

3.3.2.8 MODELADO PARA EMISIONES DE CO₂ EVITADAS

Establecidas las ecuaciones para el modelado energético, se procede con el cálculo para determinar las emisiones de CO₂ evitadas por la planta. Para esto, se compara la generación de electricidad, frío y calor de los sistemas principales en cascada con la producción por separado utilizando equipos convencionales, basados en el uso de combustibles fósiles. Entonces, considerando que la producción de energía eléctrica se realiza por medio de una planta de ciclo combinado y debido a que la producción de frío con métodos convencionales necesita de equipos que funcionan con electricidad, esta cantidad se debe de considerar procedente del ciclo combinado. Por medio de la Eq. (50), se determina la potencia requerida para producir frío y la Eq. (51) determina la energía consumida para la producción eléctrica a partir de medios convencionales.

$$\dot{W}_{Enf} = \frac{\dot{Q}_{Enf}}{COP_{cv}} \quad (50)$$

$$\dot{E}_{El} = \frac{\dot{W}_T + \dot{W}_{Enf}}{\eta_{cv}} \quad (51)$$

Además, si se integra la máquina de hielo la Eq. (51) queda de la siguiente manera:

$$\dot{F}_{El} = \frac{\dot{W}_T + \dot{W}_{Enf} + \dot{W}_{mh}}{\eta_{cv}} \quad (52)$$

Para el proceso de deshidratación de productos agrícolas, se considera que el calor suministrado se lleva a cabo por una caldera de alto rendimiento, por lo tanto, la energía requerida queda definida por la Ec. (53):

$$\dot{F}_{Cal} = \frac{\dot{Q}_{DES}}{\eta_{Cal}} \quad (53)$$

Para el uso de la energía geotérmica, se supone que se emite una décima parte del CO₂ en la generación de energía eléctrica en comparación con instalaciones que queman combustible fósil [1]. Las Eq. (54) y (55), estima las emisiones debido a la producción convencional de electricidad y frio. La Eq. (56), determina el total de emisiones de CO₂ que se evitan.

$$\dot{m}_{CO_2}^{El} = \varepsilon_{CO_2}^{El} \cdot \dot{F}_{El} \cdot TOP \cdot FD_{EQUIPOS} \quad (54)$$

$$\dot{m}_{CO_2}^{Cal} = \varepsilon_{CO_2}^{Cal} \cdot \dot{F}_{Cal} \cdot TOP \cdot FD_{EQUIPOS} \quad (55)$$

$$\Delta GEI = \dot{m}_{CO_2}^{EL} + \dot{m}_{CO_2}^{Cal} - (\dot{m}_{CO_2}^{GEO} + \dot{m}_{CO_2}^{mh}) \quad (56)$$

3.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

El modelo económico permite conocer la viabilidad del proyecto y está compuesto por costos de inversión que corresponden a la adquisición de los equipos necesarios para poner la planta en operación, ingresos debido a la venta de los productos del sistema, egresos por diferentes consumos necesarios para la operación del sistema o por compra de suministros, costos de mantenimiento y operación. También, está compuesto por indicadores de viabilidad económica como: el valor actual neto que permite calcular el valor presente de una inversión en una determinada serie de flujos de efectivo entrantes y salientes, en un determinado tiempo bajo un riesgo (interés). Periodo de retorno simple, que permite conocer el tiempo en que es posible recuperar la inversión y el flujo de dinero (Cash Flow, por sus siglas en inglés), como indicador de capacidad de la planta para generar dinero, es una suma flujos de entrada y salida de efectivo, en un determinado periodo de tiempo.

3.4.1 MODELADO DE COSTOS DE INVERSIÓN

La determinación de costos no resulta sencilla, sobre todo si no se disponen datos propios por experiencias anteriores y hay que considerar que en la mayoría de los casos las instalaciones se determinan y adaptan a partir de las posibilidades técnico-económicas. Además, el análisis del costo de inversión de equipos como los sistemas ORC, tecnologías

activadas térmicamente, deshidratadores, colectores solares, perforaciones, etc. No son publicados frecuentemente, por lo que es necesario acudir directamente con proveedores y fabricantes para la obtención de costos, y a partir de esta información obtener el costo de inversión por medio de ecuaciones desarrolladas con los datos obtenidos.

3.4.1.1 PERFORACIÓN DEL POZO GEOTÉRMICO

Para el costo de inversión de la perforación del pozo geotérmico, Ambriz et al. [51], considera la Eq. (58), que puede ser utilizada para calcular el costo de inversión como función de la profundidad en un rango de 200 a 400 m, donde el costo está dado en dólares (USD). Por otro lado, Maciej Z. Lukawski et al. [52], desarrolló la Eq. (59), a partir de registros de pozos entre los años 2008-2013 y modelos predictivos, para perforaciones de un rango de 700 a 10,000 m, el costo está dado en USD:

$$I_{\text{pozo}} = 7,556.4[\text{USD}] + 64.02\left[\frac{\text{USD}}{\text{m}}\right] \cdot L_{\text{pozo}} + 0.0058 \cdot L_{\text{pozo}}^2 \quad (58)$$

$$CPG = 1.72 \times 10^{-7} \times (PP) + 2.3 \times 10^{-3} \times PP - 0.62 \quad (59)$$

3.4.1.2 SISTEMA ORC

A partir de la ecuación desarrollada por Ambriz et al. [50], se realizó una actualización y un ajuste de curva lineal con datos proporcionados por diferentes fabricantes [42-46], obteniendo la Eq. (60) para rangos de entre 10-400 kW de potencia nominal. Las principales variables en el costo de inversión para los ciclos ORC son la potencia nominal y las temperaturas de activación de la máquina.

$$I_{\text{ORC}} = 2646.7\left[\frac{\text{USD}}{\text{kW}}\right] \cdot W_T + 15936[\text{USD}] \quad (60)$$

3.4.1.3 SISTEMA DE ABSORCIÓN DE SIMPLE EFECTO

De manera similar el costo de inversión para una tecnología activada térmicamente está en función de la capacidad de enfriamiento [58]. La Eq (61), fue obtenida en base a los costos de inversión de un solo fabricante a partir de un ajuste de curvas, para máquinas con par de trabajo H₂O/NH₃, [59]:

$$I_{\text{ABS},\text{NH}_3} = 952.3\left[\frac{\text{USD}}{\text{m}}\right] \cdot Q_{\text{E},\text{NH}_3} + 159,258[\text{USD}] \quad (61)$$

Para el caso de los equipos con par de trabajo LiBr/H₂O, los costos del kWf se obtuvieron por medio de una consulta particular con un solo fabricante de equipos de absorción de simple efecto [60]:

$$I_{ABS, LiBr} = 214.28 \frac{USD}{kWf} \cdot Q_{E, LiBr} \quad (62)$$

3.4.1.4 MÁQUINA PARA PRODUCCIÓN DE HIELO

Como no es posible la producción de hielo con los equipos con par de trabajo BrLi/H₂O, se tiene que considerar los costos de inversión de una máquina para hacer hielo. A partir de datos proporcionados por fabricantes [35-38], y mediante un ajuste lineal de curvas se obtuvo la Eq. (63). El costo de inversión de una máquina de hielo está en función de la cantidad de hielo que produce al día:

$$I_{mhielo} = 5.0027 \left[\frac{USD}{Kg / día} \right] \cdot m_{hielo, diaria} + 9761.4 [USD] \quad (63)$$

3.4.1.5 DESHIDRATADOR GEOTÉRMICO

Para el deshidratador geotérmico se obtuvieron los costos de inversión a partir del trabajo de Baeza [61], obteniendo la Eq. (64):

$$I_{DES} = 216.75 \left[\frac{USD}{kW} \right] \cdot Q_{DES} \quad (64)$$

3.4.1.6 CAMPO TERMO-SOLAR

H. Shenk et al. [62], considera un costo específico por metro cuadrado para los colectores parabólicos y para el tipo Fresnel:

$$I_{sol, Par} = 250 \frac{USD}{m^2} \cdot A_c \quad (65)$$

$$I_{sol, Fres} = 200 \frac{USD}{m^2} \cdot A_c \quad (66)$$

3.4.1.7 COSTO TOTAL Y ANUAL

Entonces, el costo total del sistema en cascada estará determinado por el costo de inversión del pozo, costo de inversión del sistema ORC, el costo de inversión del sistema de absorción de simple efecto, el costo de inversión de la máquina para hacer hielo (si es el caso) y el costo de inversión del deshidratador geotérmico. Además, se asume un costo adicional del 25% (CA=0.25) que conforma otros subsistemas como intercambiadores de calor, bombas, tuberías, cámara de refrigeración, etc. El costo total de inversión está determinado por:

$$I_{TT} = (1 + CA) \cdot (I_{pozo} + I_{ORC} + I_{ABS} + I_{mhielo} + I_{DES}) \quad (67)$$

Si se considera la inversión del campo termo-solar, la ecuación anterior queda:

$$I_{TT,sol} = (1 + CA) \cdot (I_{pozo} + I_{ORC} + I_{ABS} + I_{DES} + I_{sol}) \quad (68)$$

Para el estudio económico es necesario determinar el costo de inversión anualizado que representa el costo anual de inversión del sistema bajo un tipo de interés y vida útil esperada [63], Eq. (69):

$$I_{Anual} = I_{TT} \left[\frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \right] \quad (69)$$

3.4.1.8 INGRESOS Y EGRESOS DE LA PLANTA

Por otro lado, los ingresos esperados por la producción de electricidad se determinan considerando la generación de energía eléctrica anual y el precio unitario de venta de la electricidad, Eq (70). La generación de energía eléctrica anual depende del tiempo de operación (TOP) de los equipos y un factor de disponibilidad de los equipos ($FD_{equipos}$), Eq. (71):

$$In_{El} = CU_{El} \cdot PEE_{Anual} \quad (70)$$

$$PEE_{Anual} = \dot{W}_T \cdot TOP \cdot FD_{equipos} \quad (71)$$

Otro ingreso proviene de la producción de hielo se determina considerando el costo unitario del hielo y la producción anual de hielo:

$$In_{hielo} = CU_{hielo} \cdot \dot{m}_{hielo,anual} \quad (72)$$

En este caso se tiene que considerar un egreso por la compra de agua purificada para la producción del hielo y en el caso de la máquina de hielo, el consumo de energía eléctrica y un gasto adicional por la compra de producto fresco para deshidratar que se tendrá almacenado en la cámara de refrigeración:

$$Eg_{agua} = CU_{agua} \cdot \left[\frac{m_{hielo,anual} \cdot FD_{equipos}}{\rho_{hielo}} \right] \quad (73)$$

$$Eg_{Emh} = CU_{El} \cdot \dot{W}_{mh} \cdot TOP \cdot FD_{equipos} \quad (74)$$

$$Eg_{pf} = m_{pf} \cdot CU_{pf} \cdot TOP \cdot FD_{equipos} \quad (75)$$

El tercer nivel térmico de la cascada geotérmica que cuenta con un deshidratador geotérmico, agrega un ingreso por la venta del producto deshidratado. Este ingreso se estima como función del costo unitario de cada producto, Eq. (68). También, se debe considerar como egreso la compra del producto a deshidratar, Eq. (69):

$$In_{Des} = CU_{pd} \cdot m_{pd} \cdot TOP \cdot FD_{equipos} \quad (76)$$

$$Eg_{Des} = Eg_{pf} \quad (77)$$

3.4.2 MODELADO DE INDICADORES DE VIABILIDAD ECONÓMICA

El flujo de efectivo, representa el posible beneficio anual del sistema, se considera que un $CF \leq 0$ corresponde a pérdida de dinero y es calculado como la diferencia de los ingresos y egresos de la planta:

$$CF = (In_{El} + In_{hielo} + In_{Des}) - (I_{Anual} + Eg_{agua} + Eg_{Des} + COM) \quad (78)$$

Por último, a partir de la información anterior, es posible determinar el valor actual neto (VAN, por sus siglas en ingles) y el periodo de retorno simple (SRP, por sus siglas en inglés) que indica el tiempo de recuperación de la inversión total, se considera que un $VAN \leq 0$ representa que el sistema no es económicamente factible [63]:

$$VAN = CF \cdot \left[\frac{(1+i)^N - 1}{i \cdot (1+i)^N} \right] - I_{Anual} \quad (79)$$

$$SRP = \frac{I_{TT}}{CF} \quad (80)$$

CAPÍTULO 4.

DISEÑO DETALLADO DE LA PLANTA DE POLIGENERACIÓN

4.1 SOLUCIÓN DE LOS MODELADOS TÉCNICO Y ECONÓMICO EN NIVEL DE SISTEMA Y SUBSISTEMA PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPOS PRINCIPALES.

Para la correcta selección de los equipos principales tales como el ORC, TAR y el deshidratador geotérmico, es necesaria la búsqueda de fabricantes y proveedores a partir de datos obtenidos por medio de la solución de los modelos a nivel de sistema y subsistema, algunos de estos datos son: eficiencias, flujos de activación, potencias nominales, presiones de operación, temperaturas de activación, precios, etc. A continuación, se presenta la solución técnico-económica de los modelos a nivel de sistema y subsistema, para posteriormente realizar la selección de equipos principales y subsistemas.

Solución del modelado a nivel de sistema

Las variables de entrada utilizadas para la solución del modelo se describen a continuación:

Generación de potencia de 40, 100 y 300 kilowatts eléctricos (kWe) en el ORC con una eficiencia de 4 %, temperatura de entrada al ORC de 130 °C a 800 kPa con una caída de temperatura a la salida de 17 °C (800 kPa) y un diferencial de temperatura de 10 °C y 800 kPa en el sistema TAR con un COP de 0.6 y un diferencial de temperatura de 10 °C y 800 kPa para la producción de calor para proceso de deshidratación.

El flujo del recurso geotérmico es obtenido a partir de la potencia generada por el ORC, para este modelo se considera que todo el flujo obtenido pasará por cada nivel térmico de la cascada geotérmica, de esta manera, se obtiene los valores máximos para la capacidad de enfriamiento en la refrigeración activada térmicamente y el calor que se aporta en el deshidratador geotérmico.

En la **Tabla 10**, muestra los resultados obtenidos con el modelado del esquema conceptual 1G, obteniendo el aporte de calor que se necesita para la obtención de las tres potencias seleccionadas del ORC, flujos que pasaran a través de cada tecnología, calor aportado para el deshidratado de productos agrícolas y eficiencia global del recurso geotérmico. Aunque se ha considerado tres distintos tipos de productos agrícolas, la eficiencia global del sistema es la misma debido a que Q_{DES} depende del flujo másico del recurso geotérmico y no de la masa total de producto a deshidratar.

Tabla 10. Productos integrados del sistema basado en el esquema conceptual 1G.

W_T (kWe)	Q_{ORC} (kWt)	m_{GEO} (kg / s)	$Q_{E,TAR}$ (kWf)	Q_{DES} (kWt)	η_{GEO} (%)
40	1000	13.84	351.1	583.1	68.65
100	2500	34.6	877.6	1458	68.65
300	7500	103.8	2633	4373	68.65

Solución del modelado a nivel de subsistemas

Las variables de entrada que se consideraron para la solución del modelo en el software EES[®], se presentan a continuación:

La temperatura del recurso geotérmico es de 140 °C y 800 kPa, con un diferencial de temperatura de 10 °C en el intercambiador de calor principal. Las producciones de potencia eléctrica consideradas son: 40, 100 y 300 kWe y una eficiencia del ciclo ORC del 4 % con una temperatura a la entrada del evaporador de 130 °C y 800 kPa, un diferencial de temperatura de 17 °C para la salida del evaporador. Además, se considera que el flujo total de agua industrial pasa por cada nivel de la cascada geotérmica para obtener las capacidades máximas en cada equipo como se aprecia en la **Figura 32**.

El sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo LiBr/H₂O considera una temperatura a la entrada del generador de 113 °C y 800 kPa con una caída de temperatura de 10 °C a la salida del generador, una temperatura en el evaporador de 5 °C. Para el sistema con par de trabajo H₂O /NH₃ se consideran las mismas características del generador que el sistema de LiBr/H₂O con la diferencia de la temperatura de enfriamiento en el evaporador de -15°C. Para el deshidratador geotérmico, se establece una temperatura de entrada 103 °C y 800 kPa con una caída de temperatura a la salida de 10 °C. El secado de los productos agrícolas considera un tiempo de deshidratado de 24 horas y un porcentaje de agua a evaporar de 74 % para el aguacate, 92 % para el chile verde y 94 % para el tomate.

En la **Tabla 11**, se pueden apreciar las condiciones de operación obtenidas del balance térmico con el software EES[®] a partir del diagrama de la **Figura 32**, integrando un sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo LiBr/H₂O y la **Tabla 13** las condiciones de operación al integrar un sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo H₂O/NH₃.

En la **Tabla 12** y en la **Tabla 14**, muestran los resultados obtenidos con el modelado del diagrama de la **Figura 32**, considerando únicamente los sistemas principales sin subsistemas y pérdidas por fricción en el sistema. Obteniendo el aporte térmico que debe realizar el recurso geotérmico al sistema, flujos máxicos del recurso geotérmico, capacidades de enfriamiento de los sistemas de absorción de simple efecto con par de trabajo LiBr/H₂O y H₂O/NH₃, calor útil para el deshidratador geotérmico y eficiencia global del recurso geotérmico.

Tabla 11. Propiedades termodinámicas integrando un sistema absorción de simple efecto con par de trabajo LiBr/H₂O.

ESTADOS	h (kJ/kg)	$\dot{m}_{40kW}$ (kg/s)	$\dot{m}_{100kW}$ (kg/s)	$\dot{m}_{300kW}$ (kg/s)	P (kPa)	T (°C)
1	546.8	16.65	41.63	124.9	800	140
2	504.2	13.9	34.74	104.2	800	130
3	432.2	13.9	34.74	104.2	800	113
4	432.2	13.9	34.74	104.2	800	113
5	432.2	13.9	34.74	104.2	800	113
6	390.1	13.9	34.74	104.2	800	103
7	390.1	13.9	34.74	104.2	800	103
8	348.1	13.9	34.74	104.2	800	93
9	348.1	13.9	34.74	104.2	800	93
10	352.3	13.9	34.74	104.2	800	94
11	419.6	13.9	34.74	104.2	800	100
12	110.3	2.432	6.081	18.24	721.2	100
13	58.84	2.432	6.081	18.24	176.7	63.04
14	-303.6	2.432	6.081	18.24	176.7	45
15	-300.9	2.432	6.081	18.24	721.2	46
16	104.8	21.09	52.72	158.1	3.169	25
17	146.6	21.09	52.72	158.1	5.627	35
18 LiBr/H ₂ O	85.88	0.4298	1.075	3.224	0.8726	35
19 LiBr/H ₂ O	87.92	0.4298	1.075	3.224	7.381	36
20 LiBr/H ₂ O	2693	0.2095	0.5238	1.571	7.381	103
21 LiBr/H ₂ O	167.5	0.2095	0.5238	1.571	7.381	40
22 LiBr/H ₂ O	167.5	0.2095	0.5238	1.571	0.8726	40
23 LiBr/H ₂ O	2510	0.2095	0.5238	1.571	0.8726	5
24 LiBr/H ₂ O	100.1	0.6394	1.598	4.795	7.381	46.56
25 LiBr/H ₂ O	100.1	0.6394	1.598	4.795	0.8726	46.56

Tabla 12. Productos integrados con sistema LiBr/H₂O.

W_T (kWe)	Q_{ORC} (kWt)	Q_{GEO} (kWt)	m_{GEO} (kg/s)	m_{ORC} (kg/s)	$Q_{E,TAR}$ (LiBr/H ₂ O) (kWf)	Q_{DES} (kWt)	η_{GEO} (%)
40	1,000	2,098	16.49	13.84	487.2	583.1	57.63
100	2,500	5,246	41.23	34.6	1,218	1,458	57.63
300	7,500	15,737	123.7	103.8	3,680	4,378	57.63

Tabla 13. Propiedades termodinámicas integrando un sistema absorción de simple efecto con par de trabajo H₂O/NH₃.

ESTADOS	h (kJ/kg)	$\dot{m}_{40kW}$ (kg/s)	$\dot{m}_{100kW}$ (kg/s)	$\dot{m}_{300kW}$ (kg/s)	P (kPa)	T (°C)
1	546.8	16.65	41.63	124.9	800	140
2	504.2	13.9	34.74	104.2	800	130
3	432.2	13.9	34.74	104.2	800	113
4	432.2	13.9	34.74	104.2	800	113
5	432.2	13.9	34.74	104.2	800	113
6	390.1	13.9	34.74	104.2	800	103
7	390.1	13.9	34.74	104.2	800	103
8	348.1	13.9	34.74	104.2	800	93
9	348.1	13.9	34.74	104.2	800	93
10	352.3	13.9	34.74	104.2	800	94
11	419.6	13.9	34.74	104.2	800	100
12	110.3	2.432	6.081	18.24	721.2	100
13	58.84	2.432	6.081	18.24	176.7	63.04
14	-303.6	2.432	6.081	18.24	176.7	45
15	-300.9	2.432	6.081	18.24	721.2	46
16	104.8	21.09	52.72	158.1	3.169	25
17	146.6	21.09	52.72	158.1	5.627	35
18 H ₂ O/NH ₃	-89.32	0.1738	0.4345	1.304	1.8	29.95
19 H ₂ O/NH ₃	-90.03	0.1738	0.4345	1.304	1.1	20.15
20 H ₂ O/NH ₃	2580	0.1882	0.4707	1.412	1.1	99.95
21 H ₂ O/NH ₃	-46.86	0.1882	0.4707	1.412	1.1	32.55
22 H ₂ O/NH ₃	-46.86	0.1882	0.4707	1.412	1.8	32.55
23 H ₂ O/NH ₃	-255.5	0.1882	0.4707	1.412	1.8	-15
24 H ₂ O/NH ₃	370.5	0.3621	0.9052	2.716	1.1	93.05
25 H ₂ O/NH ₃	370.5	0.3621	0.9052	2.716	1.8	92.95

Tabla 14. Productos integrados con sistema H₂O/NH₃.

W_T (kWe)	Q_{ORC} (kWt)	Q_{GEO} (kWt)	m_{GEO} (kg/s)	m_{ORC} (kg/s)	$Q_{E,TAR}$ (H ₂ O/NH ₃) (kWf)	Q_{DES} (kWt)	η_{GEO} (%)
40	1,000	2,098	16.49	13.84	73.85	583.1	57.63
100	2,500	5,246	41.23	34.6	184.6	1,458	57.63
300	7,500	15,737	123.7	103.8	294.6	4,378	57.63

Los costos de inversión son importantes tanto como las capacidades de cada equipo, estos dos factores determinan una correcta selección. Es importante mencionar que tanto los módulos ORC como los equipos de refrigeración activados térmicamente, son tecnologías nuevas que no se encuentra en desarrollo o producción en México, debido a esto los precios son muy altos ya que los países que desarrollan estas tecnologías son de primer mundo, por esto, la diferencia entre el cambio de monedas es muy grande y a todo esto se agregan los costos por importación de los equipos que pueden ascender hasta más de un 50% el valor del equipo. La **Tabla 15**, muestra las capacidades de los equipos principales con su correspondiente costo de inversión incluyendo en este el costo de importación, obtenidos a partir del modelado económico. Siendo los de menor capacidad los de un costo más bajo y un equipo de absorción de simple efecto con par de trabajo H_2O/NH_3 mucho más costoso que el equipo con par de trabajo $LiBr/H_2O$ y la máquina para producción de hielo.

Tabla 15. Costos de inversión de equipos principales del sistema.

W_T (kWe)	I_{ORC} (MUSD)	$Q_{E,TAR}$ (H_2O/NH_3) (kWf)	I_{TAR,NH_3} (MUSD)	$Q_{E,TAR}$ ($LiBr/H_2O$) (kWf)	$I_{TAR,LiBr}$ (USD)	I_{MH} (USD)	Q_{DES} (kWt)	I_{DES} (USD)
40	.1827	73.85	1.096	487.2	156,598	40,179	583.1	126,382
100	.4209	184.6	1.307	1,218	391,494	78,485	1,458	315,956
300	1.215	294.6	2.010	3,654	1,174,00	206,171	4,373	947,868

4.1.1 SELECCIÓN DE EQUIPOS PRINCIPALES

La planta de poligeneración con uso en cascada de la energía geotérmica queda constituida por tres equipos principales determinados a partir de las condiciones tecno-económicas calculadas en la solución de los esquemas conceptuales en forma de sistema y subsistema. Sin embargo, al realizar la búsqueda de estos sistemas es importante notar la diferencia de las características termodinámicas de operación entre los equipos que se encuentran en el mercado y los calculados. En un proyecto real se debe tomar en cuenta los valores calculados para la planta para una selección adecuada de sistemas que cumplan con los requerimientos que se desean. El costo de cada sistema es importante y limitante de tal manera que modifica las características que en un principio se deseaban. Por lo anterior, la selección de equipos principales se realizó de tal manera que se obtuviera las características de la planta más cercanas a lo calculado.

Para el sistema ORC se seleccionó un módulo con capacidad de 40 kWe, descartando los sistemas ORC de 100 y 300 kWe, aunque se posee las temperaturas del recurso geotérmico adecuadas para la activación de sistemas ORC de 100 kWe, requiere flujos mayores a los que comúnmente se encuentran en zonas geotérmicas de media-baja entalpía y tiene un alto costo en comparación con el de 40 kWe. Los sistemas ORC de 300 kWe tienen un costo aun mayor que los de 100 kWe y las temperaturas de activación para esta capacidad son mayores a los 130 °C. Se seleccionó un sistema de absorción de simple efecto con un par de trabajo $LiBr/H_2O$ y capacidad de 50 TR (175 kWf), debido a que los sistemas con par de trabajo

amoniacado agua ($\text{NH}_3/\text{H}_2\text{O}$) necesitan temperaturas de activación mayores a los $130\text{ }^\circ\text{C}$ y son de un costo de 5 a 6 veces mayor que los sistemas $\text{LiBr}/\text{H}_2\text{O}$. Como se mencionó anteriormente el sistema de simple efecto con par de trabajo $\text{LiBr}/\text{H}_2\text{O}$ no alcanza temperaturas de congelación, por lo que se optó por integrar un sistema convencional por compresión para la producción de hielo en tubos, utilizando energía eléctrica generada por el sistema ORC.

A continuación, se muestra una breve descripción de los equipos seleccionados que compone la planta de poligeneración con uso en cascada de la energía geotérmica:

Tecnología del primer nivel térmico, módulo ORC: El módulo ORC ENOGIA 40LT es un módulo que contiene todos los componentes necesarios para la conversión de energía térmica a energía eléctrica utilizando fluidos de trabajo con bajas temperaturas, **Figura 33**. Las principales características nominales del sistema se muestran en la **Tabla 16**. El **Anexo I**, muestra una breve descripción y definición de un sistema ORC, los datos de fabricantes, proveedores existentes en el mercado. Además, la ficha técnica del módulo ORC ENOGIA 40 LT en el **Anexo II**.

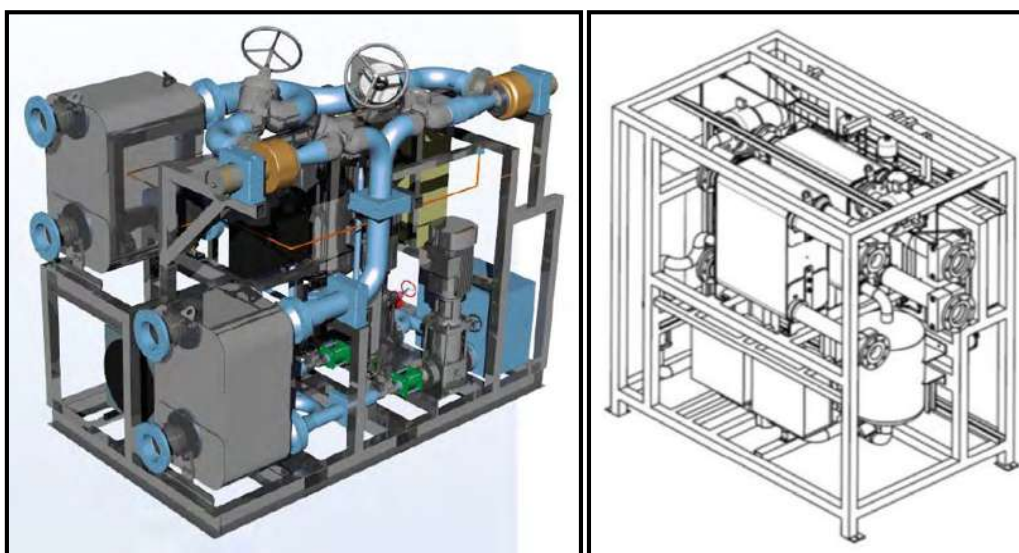


Figura 33. Módulo ORC ENOGIA 40LT.

Tabla 16. Parámetros principales del módulo ORC ENOGIA 40LT.

Parámetro	Valor
Fluido de trabajo	R245fa (R134a opcional)
Flujo de calor	Hasta 800 kW a $90\text{ }^\circ\text{C}$
Eficiencia	Desde 5 a 8%
Peso	2 toneladas
Fluido de entrada	Agua/glicol
Temperatura de activación	$60\text{ }^\circ\text{C}$
Máxima temperatura	$120\text{ }^\circ\text{C}$
Enfriamiento	Agua/glicol, 10 a $30\text{ }^\circ\text{C}$

Tecnología del segundo nivel térmico, máquina de absorción de simple efecto: La máquina SINGLE Efect 50TR de la empresa THERMAX, es una unidad específicamente diseñada para la producción de frío utilizando un fluido de trabajo con baja temperatura, operando bajo el principio básico de absorción de simple efecto con el par de trabajo bromuro de litio y agua (LiBr/H₂O). En la **Figura 34**, se muestran imágenes de la unidad y en la **Tabla 17**, las especificaciones técnicas de la máquina THERMAX de 50 TR.



Figura 34. SINGLE Efect 50TR THERMAX.

Tabla 17. Parámetros principales de la máquina SINGLE Efect 50TR THERMAX.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de activación	95	°C
Caudal de agua para activación	21.9	m ³ /h
Temperatura de salida del agua fría	5	°C
Caudal de agua fría	21.6	m ³ /h
Perdida de presión del circuito de agua fría	1.7	m
Factor de ensuciamiento del agua enfriada	Estándar	
Presión máxima de trabajo	8	kg/cm ²
Consumo eléctrico	4.08	kW
Par de trabajo	LiBr/H ₂ O	

En el **Anexo III**, se realiza una breve definición y descripción del funcionamiento de un sistema de absorción de simple efecto. También, se da a conocer el resumen de datos de fabricantes y proveedores encontrados en el mercado de estos sistemas y la ficha técnica del equipo 50TR THERMAX se presenta en el **Anexo IV**.

Tecnología de tercer nivel térmico, deshidratador geotérmico: Se ha realizado una búsqueda exhaustiva de deshidratadores geotérmicos. Sin embargo, no se han encontrado proveedores o fabricantes de este tipo, además existe poca literatura de deshidratadores geotérmicos, por lo cual se posee la oportunidad para el desarrollo de estos equipos a las necesidades de diferentes sistemas. En el **Anexo V**, se presentan datos de fabricantes y

proveedores de deshidratadores que trabajan principalmente con la quema de un combustible o resistencia eléctrica.

Tecnología auxiliar para producir hielo: La Máquina SNOWELL ICE SYSTEMS de 1 Ton/día de hielo tubular que se muestra en la **Figura 35**, es un equipo que trabaja por medio del principio convencional de compresión utilizando energía eléctrica para la producción de hielo tubular. En la **Tabla 18**, se muestran las características principales del sistema. El **Anexo VI**, da a conocer el principio básico de funcionamiento de una máquina de hielo convencional, el resumen de datos de fabricantes y proveedores, así como la ficha técnica de la máquina SNOWELL ICE SYSTEMS en el **Anexo VII**.

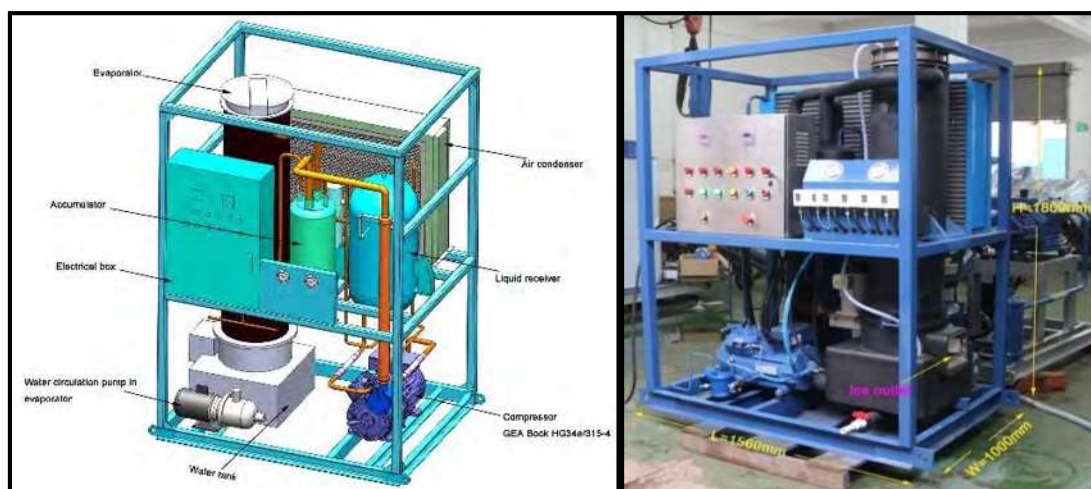


Figura 35. 1T ICE SNOWELL.

Tabla 18. Parámetros principales de la maquina 1T ICE TUBE

Parámetro	Valor	Unidad
Capacidad	1000	kg/día
Temperatura de entrada del agua	22	°C
Fuente de alimentación	220/1/60	V/P/HZ
Consumo eléctrico	4.5	kW

4.2 DISEÑO FINAL DE LA PLANTA

La planta de poligeneración con uso en cascada de la energía geotérmica está constituida en el primer nivel térmico por un sistema ORC ENOGIA 40LT para la producción de 40 kW eléctricos, los cuales serán utilizados para suministrar energía a los subsistemas de la planta y para la alimentación eléctrica de la máquina para hacer hielo en tubos, en el segundo nivel una máquina de absorción de simple efecto LiBr/H₂O SINGLE EFECT 50TR THERMAX para producción de frío a 5 °C en una cámara de refrigeración y en el tercer nivel un deshidratador geotérmico tipo cabina para productos agrícolas. Además, una máquina para hacer hielo en tubos, la cual produce una tonelada de hielo al día. Donde la energía utilizada

DIAGRAMA DE COMPONENTES Y FLUJOS

4.3 BALANCE TERMODINÁMICO DEL DISEÑO FINAL

65

de 85 °C y un flujo de 0.71 kg/s para deshidratar una cierta cantidad de alimento por día. Finalmente, el agua industrial llegará a una cámara de mezclado en la que posteriormente será bombeada para su recirculación, considerando una temperatura de entrada al intercambiador de calor de 86.2 °C. En la **Tabla 19**, se pueden apreciar las condiciones de operación de la planta obtenidas a partir de balance térmico con el software EES® a partir del diagrama de la **Figura 36**.

Tabla 19. Propiedades termodinámicas del diseño final de la planta.

Estado	$\dot{m}$ (kg / s)	T (°C)	P (kPa)	h (kJ / kg)	s (kJ / kg · K)	$\dot{E}$ (kW)	$\dot{B}$ (kW)
1	8.42	130	800	546.8	1.634	3,827	3,441
2	7.63	120	800	504.2	1.527	3,144	2,789
3	7.63	95	800	398.5	1.25	2,337	2,064
4	6.08	95	800	398.5	1.25	1,862	1,589
5	6.08	95	800	398.5	1.25	1,862	1,589
6	1.55	95	800	398.5	1.25	474.8	201.8
7	6.08	85	800	356.5	1.134	1,607	1,368
8	5.37	85	800	356.5	1.134	1,419	1,180
9	4.66	85	800	356.5	1.134	1,419	1,180
10	0.71	85	800	356.5	1.134	187.7	-51.16
11	0.71	75	800	314.6	1.015	157.9	-45.89
12	7.63	86.1	800	361.1	1.147	2,052	1,809
13	7.63	86.2	800	361.5	1.148	2,055	1,812
14	8.42	110	800	461.3	1.418	3,108	2,785
15	14.4	25	800	104.8	0.367	181.2	168.7
16	14.4	25	800	104.8	0.3667	181.2	168.8
17	14.4	32	800	134	0.4638	604.1	563
18	40.09	28.48	800	119.2	0.4149	1091	1064
19	25.65	25	800	104.8	0.3667	321.9	309.5
20	25.65	25	800	104.8	0.3667	321.9	309.5
21	25.65	23.36	800	97.97	0.3439	149.7	144
22	25.65	30.44	800	127.3	0.4415	909.7	875.2
23	6	12	800	50.36	0.1803	-251	-208.5
24	6	12	800	50.36	0.1803	-251	-208.5
25	6	5	800	21.02	0.07625	-427.1	-353.8
26	6	5	800	21.02	0.07625	-427.1	-359.5
27	6	12	800	50.36	0.1803	-251	-208.5

Dentro de los principales flujos de energía del sistema se tienen el calor de aporte geotérmico a todo el sistema de 1000 kWt, el calor geotérmico de activación del ORC en 800 kWt, el calor necesario para producir el efecto de enfriamiento es de 760 kWt, el calor del deshidratador de 29.77 kWt y la producción de potencia del ciclo 40 kWe. Por otro lado, la planta de poligeneración geotérmica logra una eficiencia del 39.04 %, independientemente

del producto que se desee deshidratar debido a que el calor aportado está en función del flujo y no de la cantidad de producto a deshidratar, ver **Tabla 20**

Tabla 20. Flujos principales de energía.

W_T (kWe)	Q_{ORC} (kWt)	Q_{GEO} (kWt)	$Q_{G,TAR}$ (kWf)	Q_{DES} (kWt)	η_{GEO} (%)
40	800	1000	760	29.77	39.04

4.4 SUBSISTEMAS DE LA PLANTA

El uso de subsistemas como bombas, intercambiadores de calor y torres de enfriamiento, permiten el completo y correcto funcionamiento de la planta. En este sentido, las bombas proporcionan el movimiento a los fluidos de trabajo a través de todos los equipos que están interconectados en los tres niveles térmicos de la cascada. Los intercambiadores de calor proporcionan una transmisión de calor segura entre fluidos sin riesgo a un daño considerable a los equipos principales debido a incrustaciones de minerales por la salmuera geotérmica. Además, las torres de enfriamiento permiten mantener la temperatura de trabajo ideal, en el sistema ORC y la máquina de absorción de simple efecto.

4.4.1 SELECCIÓN DE SUBSISTEMAS

A continuación, se muestra una breve descripción de algunos subsistemas seleccionados que se muestran en el diagrama de la **Figura 36**, la selección se realizó a partir de los resultados del balance térmico que se muestran en la **Tabla 19**. Además, la presión en el sistema se consideró constante a 800 kPa solo para la obtención de los estados, para la presión en los subsistemas se consideró las pérdidas en tuberías y sistemas principales.

Intercambiador de calor de placas SONDEX S41: El intercambiador de calor que se muestra en la **Figura 37**, es el intercambiador de calor principal, por el cual del lado caliente fluye el recurso geotérmico y del lado frío el agua industrial. El intercambiador cuenta con las siguientes características:

- Conexiones en SS de 2"
- Marco de acero suave
- Placas de titano de 0.50 mm
- Empaque de NBRP clip-on de solo paso
- Dimensiones generales: 30 x 13 x 36 in, peso aproximado 401 lb
- Flujo volumétrico; lado caliente: 32.1 m³/h y lado frío: 28.3 m³/h
- Potencia nominal: 1085 kW
- Temperatura de entrada; lado caliente: 130 °C y lado frío: 86.2 °C
- Temperatura de salida; lado caliente: 99.3 °C y lado frío: 120 °C, caída de presión: lado caliente: 137 kPa y lado frío: 121: kPa

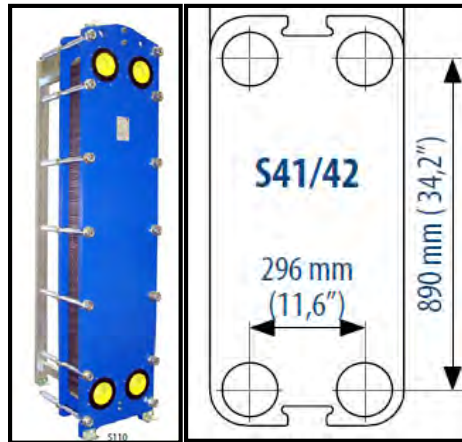


Figura 37. Intercambiador de calor SONDEX S41.

Intercambiador de calor de placas Alfa Laval, modelo T5M-FG: El intercambiador que se muestra en la **Figura 38**, es el intercambiador de calor de 176 kWt en el que por el lado caliente fluirá el agua de refrigeración para el condensador del ORC ENOGIA 40LT y por el lado frío el agua de enfriamiento del sistema de absorción SINGLE EFECT 50TR THERMAX y cuenta con las siguientes características:

- Conexiones en SS 2"
- Marco de acero suave
- Placas de ALLOY 304 de 0.50mm
- Empaque de EPDM clip-on de solo paso
- Dimensiones aproximadas 407 x 245 x 737
- Flujo y Temperatura Lado Caliente, m³/h= 30.4, T1( C)= 25, T2( C)= 20
- Flujo y Temperatura Lado Frío, m³/h= 21.5, T1( C)= 12, T2( C)= 5

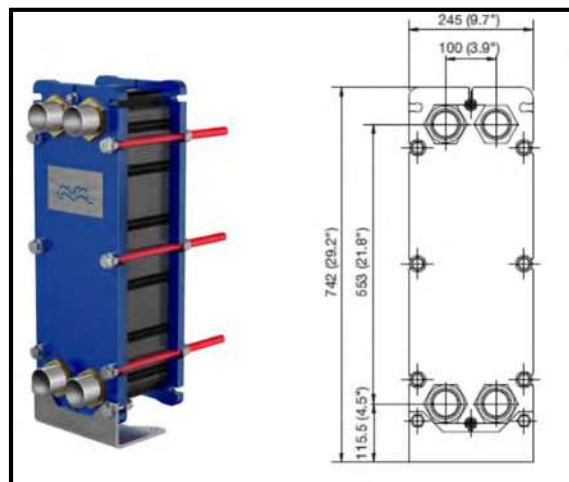


Figura 38. Intercambiador de calor de placas Alfa Laval, modelo T5M-FG.

Bomba centrífuga horizontal Grundfos 15705LC: La bomba centrífuga que se muestra en la **Figura 39**, es la bomba principal y tiene como objetivo mover el agua industrial a través de todos los equipos principales, cuenta con las siguientes características:

- Succión axial
- Descarga vertical tangencial,
- Herrajes de bronce
- A 220 de 3 fases
- Flujo másico: 7.63 kg/s (124 GPM)
- Carga: 37 m.c.a (362.84 kPa)
- Fluido: Agua cruda (industrial) a 120 °C
- Acoplada directamente a motor eléctrico ODP de 7.5 HP a 3600 RPM
- Eff Premium 60/3/230-460V
- Sello tipo 21S Vyton

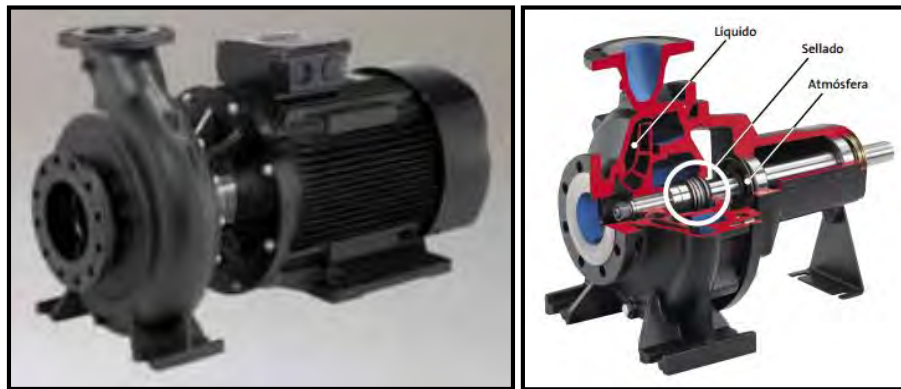


Figura 39. Bomba centrífuga horizontal Grundfos modelo 15705LC.

Torre de enfriamiento REYMSA HRFG 812115: Se tenía contemplado utilizar dos torres de enfriamiento una para el módulo ORC ENOGIA 40LT y otra para la unidad SINGLE EFFECT 50TR THERMAX. Sin embargo, el costo sería mayor al de una sola torre, por lo que se optó por implementar una torre de enfriamiento con los requerimientos de los dos sistemas.

La torre de enfriamiento mostrada en la **Figura 40**, cuenta con las siguientes características:

- Flujo de agua requerido de 640 GPM
- Temperatura de entrada de 89.6 °F
- Temperatura de salida de 77 °F
- Temperatura de bulbo húmedo de 68 °F
- Potencia del motor del ventilador: 15 Hp/11.18 kW

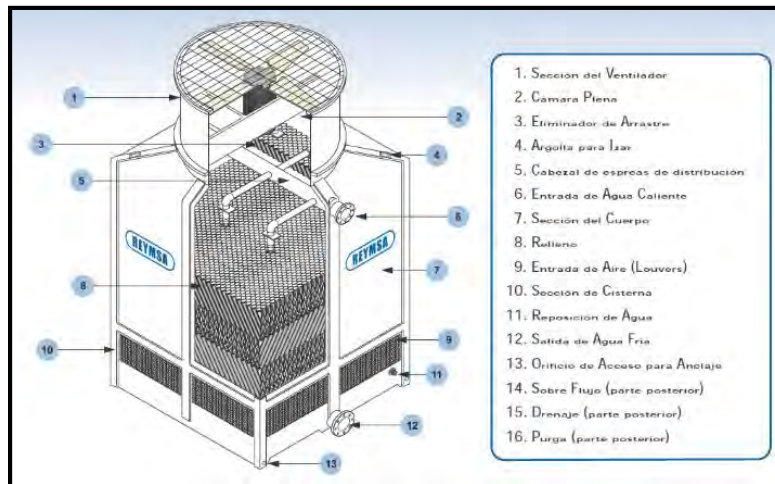


Figura 40. Torre de enfriamiento REYMSA modelo HRFG 812115.

4.5 DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA

El diseño final de la planta de poligeneración con uso de la energía geotérmica en cascada, se plantea ubicar en Ixtlán de los Hervores debido a que en este municipio se ha donado un terreno junto al pozo Ixtlán 2 de 159 m de profundidad, ubicado en las coordenadas 20°10'05.8"N 102°22'51.8"W, donde se prevé encontrar temperaturas de entre 125 y 225 °C [44]. La donación se realizó a través de la presidencia municipal y por medio de un convenio con la UMSNH y el Proyecto P16 del Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CeMIEGeo) [64]. A continuación, se presenta las características principales para las conexiones de tuberías, dimensiones y otras especificaciones para el montaje de los equipos principales y subsistemas que componen la planta.

4.5.1 MONTAJE DEL MÓDULO ORC ENOGIA 40LT

El módulo ORC es una unidad compacta de fácil instalación y conexión con la red eléctrica. En la **Tabla 21**, se muestran las características de conexión para esta unidad y la **Tabla 22**, muestra las dimensiones del módulo. Y la **Figura 41**, muestra un diagrama detallado de las dimensiones en milímetros, y las conexiones bridadas de los circuitos de agua caliente y fría del ORC.

Tabla 21. Características de conexión para el módulo ENOGIA 40LT.

Conexión	Tipo
Circuito caliente	2 ISO bridas DN 125 PN16
Circuito frío	2 ISO bridas DN 125 PN16
Potencia de salida	400V 50 Hz 3 ph
Datos	Ethernet RJ45

Tabla 22. Dimensiones del módulo ENOGIA 40LT.

Parámetro	Valor	Unidad
Largo	2.40	m
Ancho	1.40	m
Alto	1.85	m
Peso	2	Ton

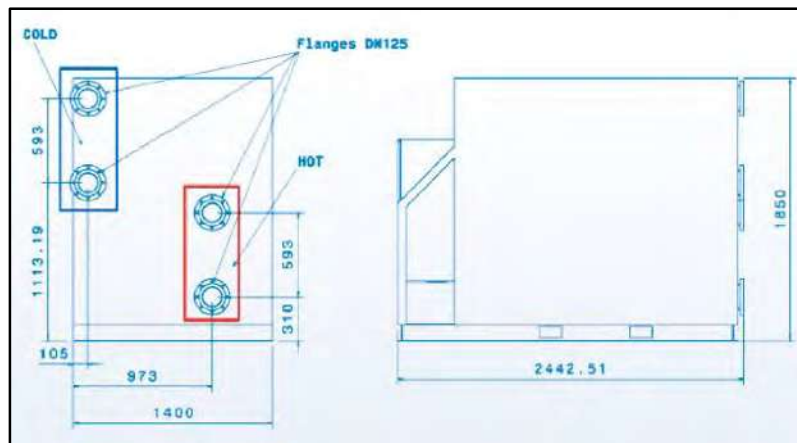


Figura 41. Diagrama detallado de conexiones y dimensiones del módulo ENOGIA 4LT.

El modulo debe tener un espacio libre para realizar el mantenimiento del equipo de manera correcta, por lo que el fabricante recomienda que tenga un espacio mínimo de 1.3 m en la parte frontal, .7 m en las partes laterales y trasera. Como se aprecia en la vista superior del diagrama en la **Figura 42**, las dimensiones se encuentran en milímetros.

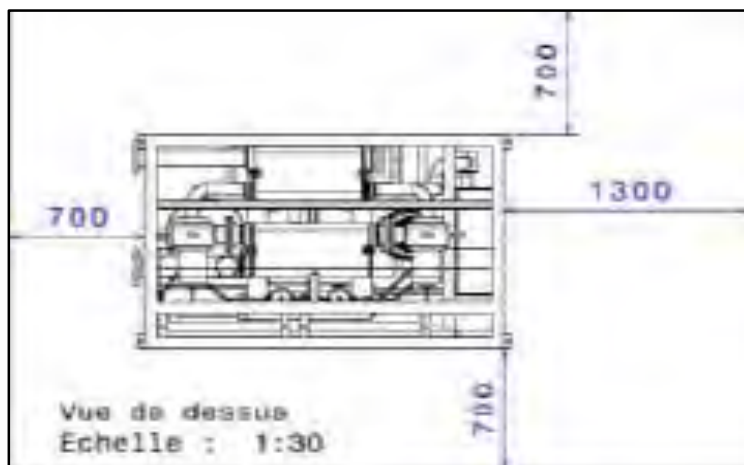


Figura 42. Diagrama del espacio libre para mantenimiento del módulo ENOGIA 40LT.

Otras especificaciones técnicas más detalladas del espaciamiento entre los equipos que conforman el módulo, consideraciones generales para la instalación, especificaciones del fluido de trabajo, condiciones ambientales de operación, conexiones eléctricas, transferencia de datos, etc. Se presentan en el **Anexo II**.

4.5.2 MONTAJE DEL SISTEMA DE ABSORCIÓN DE SIMPLE EFECTO THERMAX 50 TR

Para el montaje del sistema THERMAX 50TR se deben de considerar las dimensiones principales del equipo, **Tabla 23**. Así como sus principales características eléctricas, **Tabla 24**. Por otra parte, el fabricante recomienda un espacio libre mínimo para operación y mantenimiento de 1 m alrededor del equipo.

Tabla 23. Dimensiones del sistema THERMAX 50 TR.

Parámetro	Valor	Unidad
Largo	2,535	mm
Ancho	1,635	mm
Alto	2,200	mm
Peso operativo	4.20	Ton
Peso inundado	5.60	Ton
Peso en seco	3.40	Ton
Peso para traslado	3.80	Ton
Espacio de limpieza de tubos	2,110	mm

Tabla 24. Especificaciones eléctricas del sistema THERMAX 50 TR.

Parámetro	Valor
Fuente de alimentación	415 V $\pm$ 10%, 50 Hz $\pm$ 5%, 3 Phase+N
Potencia consumida	5.1 KVA
Capacidad de la bomba absorbente	1.1 kW
Capacidad de la bomba refrigerante	0.1 kW
Valoración de la bomba de vacío	0.75 kW

Además, los diagramas del arreglo general del sistema, obra civil, recomendaciones de instalación y tubería, calidad del agua, esquemas de los aislamientos del sistema y esquema de tuberías, se presentan en la ficha técnica que proporcionó el fabricante, en el **Anexo IV**.

4.5.3 MONTAJE DE LA MÁQUINA DE HIELO SNOWELL ICE

La **Tabla 25**, presenta las principales dimensiones de la máquina para hacer hielo, este sistema, aunque no es muy complejo se debe de considerar un espacio libre para operación y mantenimiento de 1 m alrededor del equipo y que no exista alguna obstrucción a la salida del aire caliente proveniente del condensador. Por otra parte, es necesario una fuente de alimentación de 220 V a 60 Hz de 3 fases con una potencia instalada de 4.5 kW. Para colocar este sistema solamente es necesario una superficie plana de concreto para poder fijarla al suelo.

Tabla 25. Dimensiones de la máquina de hielo.

Parámetro	Valor	Unidad
Largo	1,560	mm
Ancho	1,000	mm
Alto	1,800	mm
Peso	500	kg

4.5.4 MONTAJE DE SUBSISTEMAS

Intercambiador de calor SONDEX S41: Cuenta con las siguientes dimensiones 1.45 m de alto, 0.5 m de ancho y 0.9 m de largo. Para anclarlo al suelo es necesario 3 bisagras con 3 perforaciones de 18 mm y 20 mm de espesor, como se muestra en la **Figura 43**. Las conexiones para el intercambiador de calor son DN100/4". En el **Anexo VIII**, se muestra la ficha técnica del equipo SONDEX 241. No es recomendable que este cerca de otras fuentes de calor, esto podría alterar su eficiencia. Con un espacio libre de 1m alrededor del equipo es suficiente para un correcto funcionamiento del equipo y es suficiente espacio para maniobras de mantenimiento.

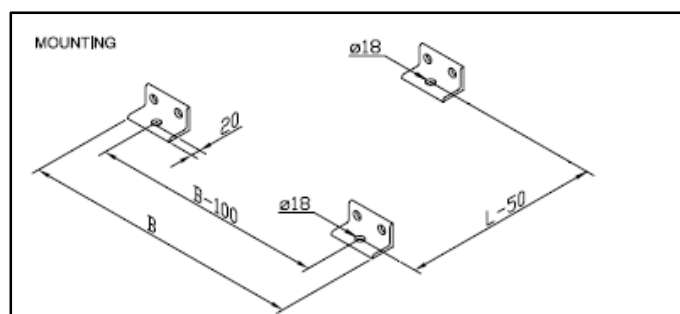


Figura 43. Bisagras para anclaje del intercambiador de calor SONDEX S41.

Intercambiador de calor de placas Alfa Laval T5M-FG: Sus dimensiones son: 0.74 m (29 in) de largo, 0.254 m (10 in) de ancho, 0.41 m (16 in) de alto y requiere conexiones de 0.0508 m (2 in) de diámetro. Se fija al suelo por medio de 3 pies de 0.04 m (1.6 in) como se muestra en la **Figura 44**. La ficha técnica del intercambiador de calor se muestra en el **Anexo IX**.

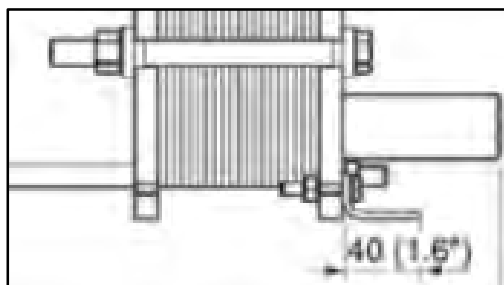


Figura 44. Pie para anclaje del intercambiador de calor Alfa-Laval T5M-FG.

Bomba centrífuga horizontal Grundfos 15705LC

Tiene un peso aproximado de 23 kg, con dimensiones de 0.635 m de largo, 0.216 m de alto con conexiones en la succión de 0.0508 m (2 in) NPS-F y en la descarga de 0.0381 m (1.5 in) NPS-F. Para fijarse al suelo se dispone de 4 barrenas de .011176 m (.44 in) de diámetro en una placa que va montada a la bomba, **Figura 45**. Necesita de una alimentación de 230/260 V trifásico a 60 Hz con un factor de servicio de 1.15. En el **Anexo X**, se presenta la ficha técnica de la bomba.

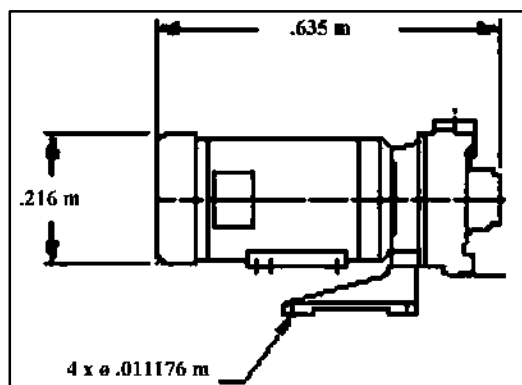


Figura 45. Anclaje de la bomba centrífuga horizontal Grundfos 15705LC.

Torre de enfriamiento REYMSA HRFG 812115

La torre de enfriamiento cuenta con las siguientes dimensiones: 3.68 m de largo, 2.44 m de ancho y 3.97 m de alto. Las especificaciones de instalación eléctrica son 230/460 V con 3 fases a 60 Hz con un factor de servicio de 1.15. En la **Tabla 26**, se presentan las conexiones que necesita el equipo para su funcionamiento. Por su gran peso la torre de enfriamiento únicamente ocupa una superficie de concreto sin necesidad de anclarse. Además, la ficha técnica de la torre de enfriamiento se muestra en el **Anexo XI**.

Tabla 26. Características de conexión de la torre de enfriamiento REYMSA HRFG 812115.

Tipo de conexión	Valor	Unidad
Tubería de entrada de agua caliente (brida)	1 de 8	in
Tubería de salida de agua fría (brida)	1 de 8	in
Rebosadero (cople)	1 de 2	in
Alimentación de agua (cople)	2 de 1	in
Drenaje (cople)	1 de 2	in
Purga (cople)	1 de ¾	in
Peso	1.83	Ton
Peso en operación	4.529	Ton

4.5.5 DIAGRAMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA

La distribución de la planta queda como el arreglo de la **Figura 46**, tomando en cuenta las dimensiones y tipos de conexiones de los equipos principales y subsistemas. El espacio total ocupado por toda la planta tiene un aproximado 20 x 20 m. Y dejando un espacio entre equipos de 1 m para maniobra en los casos de operación y mantenimiento. El único sistema que debe de estar alejado de los sistemas principales, es la torre de enfriamiento ya que un cambio de temperatura puede alterar su rendimiento, es por eso que está ubicada a un extremo de la planta a 5 m del equipo principal más cercano.

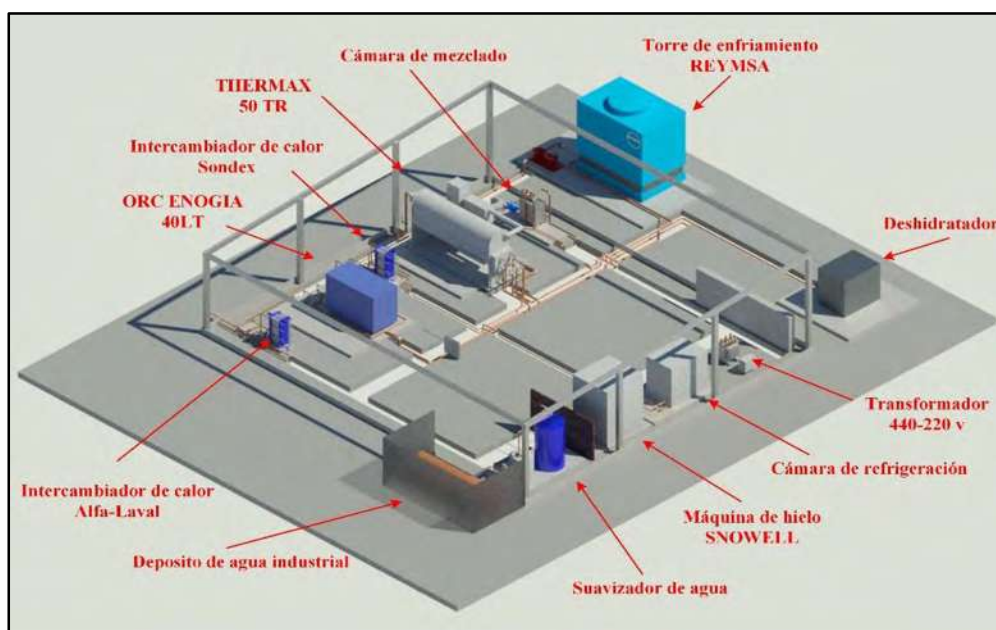


Figura 46. Distribución de equipos principales y subsistemas de la planta.

CAPÍTULO 5.

RESULTADOS

5.1 PRODUCTOS DE LOS MODELOS CONCEPTUALES

Para la solución de los modelados técnicos, se utilizó el software especializado EES®. Se elaboraron 6 esquemas conceptuales, los esquemas 1GS, 1G y 1S, son diseños conceptuales básicos de la planta, los cuales solo muestran lo que se pretende producir en cada nivel térmico. Los esquemas 2GS, 2G y 2S, muestran un diseño conceptual detallado a nivel de sistema de la planta con distintas tecnologías y capacidades, en cada nivel térmico. Todos los esquemas cuentan con la variante del uso del recurso solar que puede ser utilizado en combinación del recurso geotérmico o solo. La **Tabla 27**, presenta la capacidad máxima de producto agrícola en toneladas al día que es posible deshidratar con las tres diferentes aportaciones de calor al deshidratador geotérmico, resultado obtenido a partir de la solución del modelado en sistema.

Tabla 27. Cantidad de producto agrícola a deshidratar.

Q_{DES} (kWt)	$\dot{m}_{AGUACATE}$ (Ton/día)	$\dot{m}_{CHILE}$ (Ton/día)	$\dot{m}_{TOMATE}$ (Ton/día)
583.1	30.2	24.352	23.834
1458	75.68	60.880	59.585
4373	227.065	182.640	178.754

5.2 PRODUCTOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO DEL MODELO EN SUBSISTEMA

A partir del esquema detallado que muestra los equipos principales junto con los estados de cada uno, ver **Figura 32**. Para este modelado no es posible obtener un valor de excedente de energía eléctrica, debido a que no se consideran los subsistemas que compone cada equipo principal, como bombas para agua de enfriamiento, torres de enfriamiento, tubería que los interconecta, etc. A diferencia de la solución del modelado en sistema que únicamente aporta las capacidades máximas en los sistemas principales y el total de producto que se puede deshidratar. La solución del modelado en subsistema es tecno-económico, aporta el flujo de calor y agua industrial en el ORC y a través de estos, el flujo de calor y salmuera geotérmica que el recurso geotérmico debe de aportar. La capacidad máxima de refrigeración para producción de frío y hielo que puede producir los sistemas de absorción de simple efecto. Además, se obtiene el aporte de calor máximo para el deshidratador geotérmico, la cantidad de producto que se puede deshidratar y deshidratado, todos los estados en los equipos principales que incluye temperaturas y presiones de operación. Por último, la estimación de costos de inversión y los indicadores de viabilidad económica.

Para simplificar las condiciones de operación, se establecen alternativas de operación de acuerdo a las capacidades nominales de los equipos principales y del par de trabajo de los sistemas de absorción de simple efecto. La **Figura 47**, muestra las 6 alternativas de operación que se obtienen. Los nombres de las alternativas de operación que tienen una letra “L” integran un sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo LiBr/H₂O y una máquina

para producción de hielo mientras que las que tienen una letra “N” integran un sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo H₂O/NH₃.

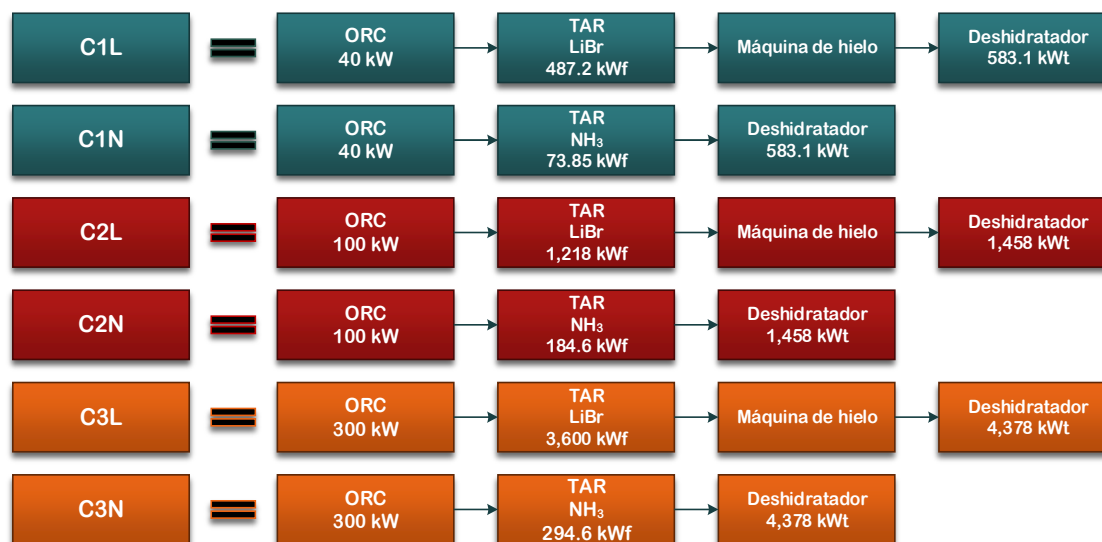


Figura 47. Alternativas de operación con capacidades nominales.

Campo termosolar

En los modelos conceptuales 2GS de la **Figura 29** y 2S de la **Figura 31**, contemplan la integración del recurso solar por medio de colectores LFC y PTC. Para estos casos se considera dos zonas geotérmicas: Simirao en la zona de Araro y Ixtlán de los Hervores.

Para ambas zonas se consideran los casos de los modelos 2GS y 2S:

- Caso 1GSP,F; en el primero caso se establece que el recurso geotérmico aporta temperaturas de 100 °C al flujo de agua industrial y es necesario obtener 130 °C, para lograr esta temperatura se integran tecnologías de colectores termo-solares PTC y LFC
- Caso 2SP,F; en el segundo caso no existe una aportación del recurso geotérmico por lo que se posee una temperatura ambiente de 25 °C y se requieren 130 °C, para lograr esta temperatura se integran tecnologías de colectores termo-solares PTC y LFC.

La aplicación de estos casos se realiza primero para la zona geotérmica de Ixtlán de los Hervores, utilizando una radiación promedio anual de 248 W/m², una eficiencia del 78 % para los colectores PTC y 68 % para los colectores LFC, [62]. La **Tabla 28**, muestra los resultados obtenidos para el primer caso. Presenta el calor que aporta el recurso geotérmico y el recuso solar, la diferencia de entre estos dos es la cantidad de calor necesaria para alcanzar la temperatura de 130 °C. Se puede observar que el área de los colectores LFC necesaria para alcanzar la aportación de calor y temperaturas que requiere el sistema, es mayor que los colectores PTC. Por otra parte, **Tabla 29** muestra lo que sucede en el segundo

caso, el área para ambos tipos de colectores es demasiado grande al igual que la aportación de calor que debe realizar el recurso solar para que de los 25 °C, obtener 130 °C.

Tabla 28. Caso 1GSP,F: Ixtlán de los Hervores, aportación de calor y áreas de PTC y LFC.

<i>IXTLÁN</i>							
<i>Alternativa</i>	Q_{GEO} (kWt)	Q_{SOL} (kWt)	$Q_{SOL,N}$ (kWt)	T_{GEO} (°C)	T_{req} (°C)	Ac_{PAR} (m ²)	Ac_{FRES} (m ²)
C1L,C1N	2,098	1,771	327	100	130	1,690	2,028
C2L,C2N	5,246	4,428	817.4	100	130	4,226	5,071
C3L,C3N	15,737	13,285	2,452	100	130	12,677	15,212

Tabla 29. Caso 2SP,F: Ixtlán de los Hervores, aportación de calor y áreas de PTC y LFC.

<i>IXTLÁN</i>					
<i>Alternativa</i>	$Q_{SOL,N}$ (kWt)	T_{GEO} (°C)	T_{req} (°C)	Ac_{PAR} (m ²)	Ac_{FRES} (m ²)
C1L,C1N	6200	25	130	32,049	38,459
C2L,C2N	15,499	25	130	80,123	96,148
C3L,C3N	46,497	25	130	240,369	288,443

En la zona geotérmica de San Nicolás Simirao, para el primer caso se considera una radiación promedio anual de 233 W/m² y al igual que el caso anterior una eficiencia del 78 % para los colectores PTC y 68 % para los colectores LFC, [62]. El área obtenida con los colectores LFC es más grande que los colectores PTC, **Tabla 30**. Además, el área de los dos tipos de tecnologías es mayor comparado con las obtenidas en el caso de Ixtlán, esto ocurre debido a que la radiación solar en Ixtlán es un poco más alta que en San Nicolás Simirao. Y al igual que en el caso dos de Ixtlán, las áreas obtenidas en la zona de Simirao son demasiado grandes, **Tabla 31**.

Tabla 30. Caso 1GSP,F: San Nicolás Simirao, aportación de calor y áreas de PTC y LFC.

<i>SIMIRAO</i>							
<i>Alternativa</i>	Q_{GEO} (kWt)	Q_{SOL} (kWt)	$Q_{SOL,N}$ (kWt)	T_{GEO} (°C)	T_{req} (°C)	Ac_{PAR} (m ²)	Ac_{FRES} (m ²)
C1L,C1N	2,098	1,771	327	100	130	1,799	2,159
C2L,C2N	5,246	4,428	817.4	100	130	4,498	5,397
C3L,C3N	15,737	13,285	2,452	100	130	13,493	16,191

Tabla 31. Caso 2SP,F: San Nicolás Simirao, aportación de calor y áreas de PTC y LFC.

<i>Alternativa</i>	<i>SIMIRAO</i>				
	$Q_{SOL,N}$	T_{GEO}	T_{req}	Ac_{PAR}	Ac_{FRES}
	(kWt)	(°C)	(°C)	(m ²)	(m ²)
C1L,C1N	6200	25	130	34,113	40,935
C2L,C2N	15,499	25	130	85,281	102,338
C3L,C3N	46,497	25	130	255,844	307,013

Secado de producto agrícola y producción de hielo

En la **Tabla 32**, se muestra las máximas capacidades de producto agrícola que se puede deshidratar, la cantidad de producto agrícola deshidratado, de acuerdo a la alternativa de operación y ambas cantidades se muestran en toneladas al día. Por otro lado, en la **Tabla 33**, se muestra las capacidades de congelación de la máquina de absorción de simple efecto con par de trabajo H₂O/NH₃, la capacidad destinada para la producción de hielo, almacenamiento y la producción de hielo en toneladas al día que es posible obtener. Para el caso del sistema con par de trabajo LiBr/H₂O, la capacidad de enfriamiento puede ser destinada a una cámara de refrigeración para almacenamiento de algún producto o como sistema de aire acondicionado en un edificio y para suplir la producción de hielo una maquina convencional bajo el principio de compresión que obtenga la misma producción que el sistema H₂O/NH₃, ver **Tabla 34**.

Tabla 32. Cantidad de producto agrícola que es posible deshidratar y deshidratado.

<i>Alter.</i>	$m_{AGUACATE}$ (Ton / día)	$m_{DES,AGUACATE}$ (Ton / día)	m_{CHILE} (Ton / día)	$m_{DES,CHILE}$ (Ton / día)	m_{TOMATE} (Ton / día)	$m_{DES,TOMATE}$ (Ton / día)
C1L,C1N	30.274	7.871	24.351	1.948	23.833	1.43
C2L,C2N	75.686	19.678	60.878	4.87	59.582	3.575
C3L,C3N	227.057	59.035	182.633	14.611	178.747	10.725

Tabla 33. Producción de hielo con el sistema H₂O/NH₃.

<i>Alternativa</i>	Q_{E,NH_3} (kWf)	Q_{hielo} (kWf)	Q_{caen} (kWf)	m_{hielo} (Ton / día)
C1N	73.85	36.96	36.96	3.403
C2N	184.6	92.31	92.31	8.508
C3N	553.9	276.9	276.9	25.523

Tabla 34. Producción de hielo con la máquina para producir hielo.

<i>Alternativa</i>	m_{hielo} (Ton / día)	W_{MH} (kW / hr)
C1L	3.403	102.6
C2L	8.508	149
C3L	25.523	303.8

Análisis económico

Al igual que el modelado técnico, el modelado económico se solucionó utilizando el software especializado EES®. Utilizando las potencias nominales de las alternativas de operación propuestas como datos de entrada. Para el sistema se propone un tiempo de operación de equipos (TOP) de 8760 horas y un factor de disponibilidad de equipos ($FD_{equipos}$) del 85 %. Un rango de interés (i) del 10 % con tiempo de vida (N) de los equipos de 15 años y un 10 % del costo de inversión anual para el costo de mantenimiento y operación del sistema (COM) [58]. Para los egresos que son necesarios para los productos de la cascada geotérmica, se tiene que el costo unitario de la electricidad (CU_{El}) es de 0.08 USD/kWh, el costo unitario del agua purificada (CU_{agua}) para la producción de hielo de consumo humano de 3 USD/m³ y un costo unitario para el hielo (CU_{hielo}) de 0.15 USD/kg, [51]. El costo de los productos agrícolas varía dependiendo del tipo de producto y de la región del país, para este trabajo se considera los precios en los que se encuentran en el estado de Michoacán y estos valores son obtenidos de la página web del Sistema Nacional de Información e Integración de Mercados (SNIIM) [65]. El precio de venta del aguacate considerado es de 2.81 USD/kg, el chile verde de 0.97 USD/kg y el tomate rojo de 0.73 USD/kg. Una vez deshidratado el producto agrícola, su valor aumenta, considerando que para producir 1 kg de aguacate deshidratado se necesitan 3.846 kg (10.8 USD) de aguacate fresco, para 1 kg de chile verde deshidratado 12.5 kg (12.125 USD) de chile verde fresco y para el caso del tomate 1 kg de tomate rojo deshidratado necesita 16.6 kg (12.118 USD) de tomate rojo fresco. Por lo tanto se considera un costo unitario del aguacate deshidratado ($CU_{DES,Aguacate}$) de 13.8 USD/kg, un costo unitario para el chile verde deshidratado ($CU_{DES,Chile}$) de 15.125 USD/kg y un costo unitario para el tomate rojo deshidratado ($CU_{DES,Tomate}$) de 15.118 USD/kg.

Por otro lado, se tiene dos casos en la solución del modelo económico, esto debido a que se contemplan alternativas para la integración de la planta, la primera con un sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo H₂O/NH₃, la segunda un sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo LiBr/H₂O y una máquina para producción de hielo. La **Tabla 35**, muestra los resultados para el primer caso. Se presenta los costos de inversión para los módulos ORC, el costo de inversión del pozo geotérmico para una profundidad fija de 400 m, el costo de inversión para el sistema H₂O/NH₃, el costo de inversión para el deshidratador geotérmico y por último el costo total de inversión en millones de dólares. Los costos de inversión de cada equipo consideran el costo de importación que es igual al 50 %

del valor del equipo. Además, el costo de inversión del pozo geotérmico considera un costo extra para la inversión de una tecnología para la extracción del recurso geotérmico, que es igual al 25 % del valor del pozo.

Tabla 35. Costos de inversión de equipos principales con integración del sistema H₂O/NH₃.

<i>Alternativa</i>	I_{ORC} (USD)	I_{POZO} (USD)	I_{TAR,NH_3} (MUSD)	I_{DES} (USD)	I_{TT} (MUSD)
C1N	182,706		1.096	126,382	1.81
C2N	420,909	42,616	1.307	315,956	2.608
C3N	1,215,000		2.010	947,868	5.27

Además, si se considera la integración de los campos solares en las regiones de Ixtlán de los Hervores y San Nicolás Simirao con sus respectivos casos 1GSP,F y 2SP,F, el costo total de inversión incrementa considerablemente. La **Tabla 36**, presenta los costos de inversión para los colectores PTC y LFC en la región de Ixtlán y la **Tabla 37**, muestra los costos de inversión para el caso de Simirao, el costo de inversión total incluye el costo de inversión de los equipos principales de la **Tabla 35**. Es importante destacar que los colectores PTC son más caros que los LFC, por lo tanto, el costo total en la integración de los colectores PTC es mayor, así como el costo de inversión total en Simirao es mayor que en Ixtlán. Se puede apreciar que, mientras sea mayor el área del campo solar el costo de inversión incrementa considerablemente, de la misma manera ocurre si se tiene un diferencial de temperaturas grande.

Tabla 36. Costos de inversión para colectores solares y costos totales del sistema para la zona de Ixtlán con integración del sistema H₂O/NH₃.

<i>IXTLÁN</i>						
<i>Alternativa</i>	Ac_{PAR} (m ²)	$I_{COL,PAR}$ (MUSD)	I_{TT} (USD)	Ac_{PAR} (m ²)	$I_{COL,PAR}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)
	1GSP			2SP		
C1N	1,690	.423	2.338	32,049	8.012	11.83
C2N	4,226	1.056	3.929	80,123	20.03	27.65
C3N	12,677	3.169	9.231	240,369	60.09	80.39
<i>Alternativa</i>	Ac_{FRES} (m ²)	$I_{COL,FRES}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)	Ac_{FRES} (m ²)	$I_{COL,FRES}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)
	1GSF			2SP		
C1N	2,028	.406	2.317	38,459	7.692	11.42
C2N	5,071	1.014	3.876	96,148	19.23	26.65
C3N	15,212	3.042	9.073	288,443	57.69	77.38

Tabla 37. Costos de inversión para colectores solares y costos totales del sistema para la zona de Simirao con integración del sistema H₂O/NH₃.

SIMIRAO						
Alternativa	$A_{c_{PAR}}$ (m^2)	$I_{COL,PAR}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)	$A_{c_{PAR}}$ (m^2)	$I_{COL,PAR}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)
	1GSP			2SP		
C1N	1,799	.450	2.372	34,113	8.528	12.47
C2N	4,498	1.124	4.014	85,281	21.32	29.26
C3N	13,493	3.373	9.486	255,844	63.96	85.22
Alternativa	$A_{c_{FRES}}$ (m^2)	$I_{COL,FRES}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)	$A_{c_{FRES}}$ (m^2)	$I_{COL,FRES}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)
	1GSF			2SP		
C1N	2,159	.432	2.35	40,935	8.187	12.04
C2N	5,397	1.079	3.958	102,338	20.47	28.19
C3N	16,191	3.238	9.318	307,013	61.4	82.02

Para el segundo caso en el que se considera la integración de un sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo LiBr/H₂O y una máquina para producción de hielo que trabaja bajo el principio convencional de compresión y considera la misma producción de hielo. El costo total de inversión disminuye debido a que los sistemas H₂O/NH₃ son mucho más caros que los sistemas LiBr/H₂O, aun combinándolos con la inversión de la máquina de hielo, **Tabla 38**.

Tabla 38. Costos de inversión de equipos principales con integración del sistema LiBr/H₂O.

Alternativa	I_{ORC} (USD)	I_{POZO} (USD)	$I_{TAR,LiBr}$ (USD)	I_{MH} (USD)	I_{DES} (USD)	I_{TT} (MUSD)
C1L	182,706		156,598	40,179	126,382	.686
C2L	420,909	34,092	391,494	78,485	315,956	1.562
C3L	1,215,000		1,174,00	206,171	947,868	4.483

Integrando el campo termosolar en las regiones de Ixtlán de los Hervores y San Nicolás Simirao con los casos 1GSPF y 2SPF. Se obtiene la **Tabla 39** para el caso de Ixtlán y la **Tabla 40** para el caso de Simirao, destacando que los costos son menores a los obtenidos con la integración del sistema H₂O/NH₃. El costo total de inversión más bajo que se puede obtener ocurre en el caso de Ixtlán en el caso 1GSF, en el que se integra colectores LFC en un área de 381.1 m² y un aporte de temperatura del recurso geotérmico de 92 °C. Y el costo más alto ocurre en Simirao con el caso 2SP, en el que integra un área de colectores PTC de 146,241 m² y una temperatura de 25 °C.

Tabla 39. Costos de inversión para colectores solares y costos totales del sistema para la zona de Ixtlán con integración del sistema LiBr/H₂O.

IXTLÁN						
Alternativa	$A_{C_{PAR}}$ (m^2)	$I_{COL,PAR}$ (MUSD)	I_{TT} (USD)	$A_{C_{PAR}}$ (m^2)	$I_{COL,PAR}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)
	1GSP			2SP		
C1L	1,690	.423	1.214	32,049	8.012	10.7
C2L	4,226	1.056	2.882	80,123	20.03	26.60
C3L	12,677	3.169	8.444	240,369	60.09	79.60
Alternativa	$A_{C_{FRES}}$ (m^2)	$I_{COL,FRES}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)	$A_{C_{FRES}}$ (m^2)	$I_{COL,FRES}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)
	1GSF			2SP		
C1L	2,028	.406	1.193	40,935	7.692	10.3
C2L	5,071	1.014	2.829	102,338	19.23	25.60
C3L	15,212	3.042	8.286	307,013	57.69	76.59

Tabla 40. Costos de inversión para colectores solares y costos totales del sistema para la zona de Simirao con integración del sistema LiBr/H₂O.

SIMIRAO						
Alternativa	$A_{C_{PAR}}$ (m^2)	$I_{COL,PAR}$ (MUSD)	I_{TT} (USD)	$A_{C_{PAR}}$ (m^2)	$I_{COL,PAR}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)
	1GSP			2SP		
C1L	1,799	.450	1.248	34,113	8.528	11.35
C2L	4,498	1.124	29.67	85,281	21.32	28.21
C3L	13,493	3.373	8.699	255,844	63.96	84.43
Alternativa	$A_{C_{FRES}}$ (m^2)	$I_{COL,FRES}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)	$A_{C_{FRES}}$ (m^2)	$I_{COL,FRES}$ (MUSD)	I_{TT} (MUSD)
	1GSF			2SP		
C1L	2,159	.432	1.225	17,295	8.187	10.92
C2L	5,397	1.079	2.911	43,238	20.47	27.15
C3L	16,191	3.238	8.53	129,655	61.4	81.24

Las combinaciones con todas las alternativas de operación del sistema tienen los mismos ingresos y egresos, excepto las alternativas C1N, C2N y C3N en las que no se considera el consumo eléctrico de la máquina de hielo, **Tabla 41**. Los mejores ingresos se generan con el deshidratado de aguacate y el mejor ingreso se obtiene en las alternativas de operación C3L y C3N. Los peores ingresos se dan con el deshidratado de tomate rojo en las alternativas de operación C1L y C1N.

Tabla 41. Ingresos y egresos de los productos del sistema.

<i>Alter.</i>	In_{ELEC} (USD)	In_{HIELO} (USD)	Eg_{AGUA} (USD)	Eg_{EMH} (USD)	<i>Productos Agrícolas</i>	In_{DES} (MUSD)	Eg_{PF} (MUSD)
<i>C1L,C1N</i>	23,827	186,321	3,455	61,088 -	Aguacate	808.8	633.4
<i>C2L,C2N</i>	59,568	465,822	8,637	88,759 -		2,022	1,584
<i>C3L,C3N</i>	178,704	1,397,000	25,912	180,995 -		6,066	4,751
<i>C1L,C1N</i>	23,827	186,321	3,455	61,088 -	Chile verde	219.4	175.9
<i>C2L,C2N</i>	59,568	465,822	8,637	88,759 -		548.5	4397
<i>C3L,C3N</i>	178,704	1,397,000	25,912	180,995 -		1,645	1,319
<i>C1L,C1N</i>	23,827	186,321	3,455	61,088 -	Tomate rojo	161	129.5
<i>C2L,C2N</i>	59,568	465,822	8,637	88,759 -		402.4	323.9
<i>C3L,C3N</i>	178,704	1,397,000	25,912	180,995 -		1,207	971.6

A continuación, en la **Tabla 42**, se presentan los costos anuales para las alternativas de operación que se propusieron, el flujo de dinero, valor actual neto y el periodo de retorno simple considerando los ingresos y egresos de la tabla anterior. Las mayores inversiones anuales se presentan en las alternativas de operación C3N y C3L, siendo la alternativa C3N con la de mayor inversión, esto sucede debido a que son las alternativas con las capacidades nominales más grandes y costosas. Las menores están en C1N y C1L, siendo esta ultima la de menor inversión anual. En cuanto al flujo de dinero, valor actual neto y el periodo de retorno simple, los mejores valores se encuentran en las alternativa C1L, C2L y C3N utilizando el deshidratado de aguacate, con el periodo de retorno simple más corto en C1L. Por otro lado, los valores más bajos se aprecian en las alternativas C1L, C2L y C3L con el deshidratado de tomate rojo.

Tabla 42. Costos de inversión anual, flujo de dinero, valor actual neto y el periodo de retorno simple para las diferentes alternativas de operación.

Alternativas	I_{ANUAL} (USD)	Productos agrícolas	CF (MUSD)	VAN (MUSD)	SRP (AÑOS)
C1N	237,952	Aguacate	175.3	1,333	.01031
C2N	342,927		438.58	3,335	.005946
C3N	692,842		1,316.06	10,010	0.004
C1N	237,952	Chile verde	43.46	330.3	.04164
C2N	342,927		108.9	82.82	.02394
C3N	692,842		327.2	2,488	.01611
C1N	237,952	Tomate rojo	31.37	238.4	.0577
C2N	342,927		78.7	59.83	.03314
C3N	692,842		236.5	1,797.5	.02229
C1L	90,139	Aguacate	175.4	1,334	.01032
C2L	205,339		438.64	3,336	.005947
C3L	589,340		1,316.12	10,009	.0039
C1L	90,139	Chile verde	43.56	331.8	.04155
C2L	205,339		109	828.8	.02393
C3L	589,340		327.1	2,487	.004
C1L	90,139	Tomate rojo	31.47	239.3	.05751
C2L	205,339		78.76	598.9	.03312
C3L	589,340		236.4	1,797.9	.0222

Sin embargo, los resultados anteriores no contemplan los casos 1GSP,F y 1SP,F para las zonas geotérmicas de Ixtlán de los Hervores y San Nicolás Simirao. Para estos casos y zonas geotérmicas, la **Tabla 43**, muestra los costos anuales con las diferentes alternativas de operación y la implementación de los colectores solares. La mayor inversión anual se encuentra con la alternativa de operación C3N y con el caso 1SP en Simirao. La menor inversión se realiza con la alternativa C1L y en el caso 1GSF en la zona geotérmica de Ixtlán.

Tabla 43. Inversión anual para los casos 1GSP,F y 1SP,F en Ixtlán y Simirao.

Alternativas	I_{ANUAL} (MUSD)				I_{ANUAL} (MUSD)			
	CAMPO TERMO-SOLAR (PTC)				CAMPO TERMO-SOLAR (LFC)			
	IXTLÁN		SIMIRAO		IXTLÁN		SIMIRAO	
	1GSP	1SP	1GSP	1SP	1GSF	1SF	1GSF	1SF
C1N	0.308	1.555	0.3112	1.639	0.305	1.502	0.309	1.583
C2N	0.517	3.635	0.528	3.847	0.51	3.503	0.521	3.707
C3N	1.214	10.57	1.247	11.2	1.193	10.17	1.225	10.78
C1L	0.16	1.407	0.165	1.492	0.157	1.354	0.162	1.436
C2L	0.379	3.497	0.391	3.709	0.373	3.366	0.383	3.569
C3L	1.11	10.47	1.144	11.1	1.089	10.07	1.122	10.68

La **Tabla 44**, presenta los valores del flujo de dinero para las diferentes alternativas en los casos 1GSP,F y 1SP,F en que se implementa campos solares para obtener las características necesarias en el flujo de agua industrial. Los mayores flujos de dinero se obtienen con el deshidratado de aguacate y con las alternativas de operación C1L, C2L y C3N en el caso 1GSF para Ixtlán. Los peores flujos de dinero se dan en el deshidratado de chile verde y jitomate rojo, teniendo valores negativos en las alternativas C3N y C3L en los casos 1SP y 1SF tanto para la zona de Ixtlán como de Simirao.

De manera similar en la **Tabla 45**, que muestra el valor actual neto, la alternativa C3N con el deshidratado de aguacate en el caso 1GSF para Ixtlán presenta el valor mayor y para el deshidratado de chile verde y tomate, valores negativos en las alternativas C3N y C3L en los casos 1SP y 1SF para ambas zonas geotérmicas. Por último la **Tabla 46**, presenta el periodo de retorno simple, donde los mejores valores los aporta el deshidratado de aguacate con las alternativas de operación C1L, C2L y C3N en el caso 1GSF para Ixtlán. Y en el deshidratado de chile verde y tomate rojo con las alternativas C3N y C3L en los casos en los 1SP y 1SF para las dos zonas geotérmicas, dado que son valores negativos, no se presenta algún retorno de dinero.

Tabla 44. Flujo de dinero para los casos 1GSP,F y 1SP,F en Ixtlán y Simirao.

Alter.	Productos agrícolas	CF (MUSD)				CF (MUSD)			
		CAMPO TERMO-SOLAR (PTC)				CAMPO TERMO-SOLAR (LFC)			
		IXTLÁN		SIMIRAO		IXTLÁN		SIMIRAO	
		1GSP	1SP	1GSP	1SP	1GSF	1SF	1GSF	1SF
C1N	Aguacate	175.247	173.87	175.240	173.78	175.25	173.933	175.245	173.843
C2N		438.395	434.96	438.38	434.73	438.41	435.109	438.391	434.886
C3N		1,315.55	1,305.26	1,315.51	1,304.56	1,315.57	1,305.69	1,315.54	1,305.02
C1N	Chile verde	43.384	42.01	43.380	41.919	43.387	42.070	43.383	41.981
C2N		108.739	105.30	108.72	105.07	108.74	105.454	108.735	105.230
C3N		326.587	316.297	326.550	315.597	326.610	316.731	326.575	316.060
C1N	Tomate rojo	31.293	29.921	31.288	29.827	31.296	29.979	31.291	29.889
C2N		78.510	75.08	78.497	74.846	78.517	75.224	78.506	75.001
C3N		235.9	225.609	235.863	224.91	235.922	226.044	235.887	225.372
C1L	Aguacate	175.348	173.97	175.343	173.88	175.35	174.03	175.347	173.93
C2L		438.458	435.02	438.44	434.79	438.46	435.172	438.453	434.93
C3L		1,315.48	1,305.19	1,315.45	1,304.49	1,315.51	1,305.63	1,315.47	1,304.91
C1L	Chile verde	43.486	42.114	43.481	42.02	43.489	42.172	43.484	42.077
C2L		108.801	105.37	108.78	105.13	108.81	105.516	108.797	105.278
C3L		326.520	316.230	326.483	315.530	326.543	316.664	326.528	315.951
C1L	Tomate rojo	31.394	30.022	31.389	29.929	31.397	30.080	31.393	29.985
C2L		78.572	75.142	78.560	74.909	78.580	75.287	78.568	75.049
C3L		235.832	225.542	235.79	224.843	235.855	225.977	235.820	225.263

Tabla 45. Valor actual neto para los casos 1GSP,F y 1SP,F en Ixtlán y Simirao.

Alter.	Productos agrícolas	VAN (MUSD)				VAN (MUSD)			
		CAMPO TERMO-SOLAR (PTC)				CAMPO TERMO-SOLAR (LFC)			
		IXTLÁN		SIMIRAO		IXTLÁN		SIMIRAO	
		1GSP	1SP	1GSP	1SP	1GSF	1SF	1GSF	1SF
C1N	Aguacate	1,332.63	1,320.95	1,332.5	1,320.15	1,332.66	1,321.44	1,332.62	1320.68
C2N		3,333.39	3,304.74	3,333.8	3,302.75	3,334.01	3,305.97	3,333.38	3,304.07
C3N		10,005	9,917.3	10,004	9,911.42	10,005.1	9,921.08	10,004.8	9,915.36
C1N	Chile verde	329.681	317.998	329.640	317.204	329.707	318.49	329.66	317.729
C2N		826.56	797.35	826.45	795.37	826.62	798.58	826.52	796.68
C3N		2,482.83	2,395.21	2,482.5	2,389.25	2,483.03	2,398.91	2,482.73	2,393.19
C1N	Tomate rojo	237.71	226.02	237.66	225.23	237.73	226.52	237.69	225.75
C2N		596.63	567.42	596.53	565.44	596.70	568.66	596.60	566.75
C3N		1,793.06	1,705.43	1,792.7	1,699.48	1,793.25	1,709.13	1,792.95	1,703.41
C1L	Aguacate	1,333.55	1,321.87	1,333.5	1,321.07	1,333.58	1,322.36	1,333.35	1,321.56
C2L		3,3334.56	3,305.35	3,334.4	3,303.37	3,334.63	3,306.59	3,334.46	3304.57
C3L		10,004.5	9,916.9	10,004	9,911	10,004.7	9,920.6	10,004.3	9,914.63
C1L	Chile verde	330.6	318.91	330.559	318.12	330.627	319.41	330.562	318.60
C2L		827.17	797.96	827.07	795.98	827.24	799.20	827.07	797.19
C3L		2,482.43	2,394.8	2,482.1	2,388.8	2,482.62	2,398.50	2,482.13	2,392.47
C1L	Tomate rojo	238.63	226.94	238.58	226.15	238.65	227.44	238.59	226.63
C2L		597.25	568.04	597.14	566.05	597.31	569.27	597.15	567.26
C3L		1,792.65	1,705.02	1,792.3	1,699.07	1,792.84	1,708.72	1,792.36	1,70269

Tabla 46. Periodo de retorno simple para los casos 1GSP,F y 1SP,F en Ixtlán y Simirao.

Alter.	Productos agrícolas	SRP (AÑOS)				SRP (AÑOS)			
		CAMPO TERMO-SOLAR (PTC)				CAMPO TERMO-SOLAR (LFC)			
		IXTLÁN		SIMIRAO		IXTLÁN		SIMIRAO	
		1GSP	1SP	1GSP	1SP	1GSF	1SF	1GSF	1SF
C1N	Aguacate	.01334	.06801	.01354	.07176	.01322	.06568	.01341	.06928
C2N		.00896	.06356	.00915	.0673	.00884	.06124	.00902	.06483
C3N		.00701	.06159	.00721	.06533	.00689	.08926	.00708	.06285
C1N	Chile verde	.05389	.2815	.05468	.2975	.0534	.2716	.05416	.2869
C2N		.03613	.2625	.03692	.2785	.03564	.2527	.0364	.2679
C3N		.02827	.2541	.02905	.27	.02778	.2443	.02853	.2595
C1N	Tomate rojo	.07472	.3952	.07581	.4181	.07403	.3811	.07509	.4029
C2N		.05004	.3682	.05113	.3909	.04936	.3542	.05041	.3759
C3N		.03913	.3563	.04022	.3789	.03846	.3423	.0395	.3639
C1L	Aguacate	.006922	.06797	.007116	.07171	.006802	.05919	.006988	.06278
C2L		.006574	.06355	.006768	.06729	.006453	.05882	.006639	.06241
C3L		.006419	.06159	.006613	.06533	.00629	.05866	.006485	.06225
C1L	Chile verde	.02791	.2808	.0287	.2968	.02742	.2442	.02818	.2595
C2L		.02649	.2624	.02728	.2783	.026	.2426	.02676	.2579
C3L		.02586	.2542	.02664	.2701	.02537	.2419	.02613	.2571
C1L	Tomate rojo	.03866	.3939	.03975	.4166	.03799	.3424	.03903	.3642
C2L		.03668	.3679	.03777	.3906	.03601	.34	.03705	.3617
C3L		.03581	.3564	.03686	.379	.03513	.3389	.03617	.3606

Sin embargo, se debe resaltar que el modelado en subsistema técnico-económico, es ideal. En el que la generación de productos tales como: electricidad, hielo, frio y deshidratación de aguacate, chile verde y tomate rojo, son las máximas cantidades que se pueden obtener al implementar las alternativas; C1L, C1N, C2L, C2N, C3L y C3N, debido a que se aprovecha todo el calor que puede otorgar el recurso geotérmico por medio del agua industrial. Por otro lado, no se consideran los subsistemas como bombas del circuito de enfriamiento, torres de enfriamiento, etc., que necesitan los equipos principales para su funcionamiento, sin estos no es posible determinar si existen excedentes de energía eléctrica o si es necesaria alimentación de la red eléctrica para suplir la potencia faltante. Debido a esto, el análisis económico resulta con altos índices de viabilidad económica. De manera que, el modelado técnico-económico nos proporciona el comportamiento que tienen la generación de los diferentes productos, así como de los indicadores económicos, bajo las alternativas de operación e integración de campos solares con los tres productos agrícolas propuestos. Además, proporciona consideraciones importantes que se toman para el diseño final de la planta.

5.3 PRODUCTOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO DEL DISEÑO FINAL DE LA PLANTA

Eficiencia global de la planta

A través del uso de la energía geotérmica de media y baja entalpía en forma de cascada y la integración del módulo ENOGIA 40LT, el sistema de absorción de simple efecto 50TR THERMAX y un deshidratador geotérmico, junto con todos los subsistemas necesarios para el funcionamiento de los equipos principales, que en conjunto forman el diseño final de la planta. Se obtuvo una eficiencia global del 39.04 %, para hacer un contraste y resaltar este valor, el sistema ENOGIA 40LT por si solo tiene una eficiencia del 5% (ver **Anexo II**), esto quiere decir que al integrar el sistema de absorción de simple efecto 50TR THERMAX y el deshidratador geotérmico, se incrementó el aprovechando del flujo de calor aportado por el recurso geotérmico 6.808 veces más o un 680.8 %.

Circuito de enfriamiento para el condensador del módulo ENOGIA 40LT

Este arreglo está conformado por un intercambiador de calor de placas Alfa Laval T5M-FG, que por el lado caliente conecta el circuito de la torre de enfriamiento al condensador del módulo ENOGIA 40LT y por el lado frío el circuito que proviene del evaporador del sistema de absorción de simple efecto 50TR THERMAX, ver **Figura 36**. Al utilizar los 175.9 kWf (Q_{25}) que produce la máquina 50TR THERMAX a una temperatura de 5 °C (T_{25}) y un flujo másico de 6 kg/s (m_{25}) y de acuerdo a las características del intercambiador de calor Alfa Laval T5M-FG (ver **Anexo IX**), es posible reducir la temperatura a la entrada del condensador del ENOGIA 40LT de los 25 °C (condición ambiente) a 20 °C (T_{21}) con un flujo másico de 25.65 kg/s (m_{21}). De acuerdo con algunos antecedentes, cuando se reduce la temperatura del condensador del ORC, se mejora la eficiencia [55-60]. Por lo tanto, con este arreglo se pretende obtener una mejora en el rendimiento del módulo ENOGIA 40LT, estos datos se obtendrán una vez instalada la planta.

Excedente de energía eléctrica

Una vez completado la selección de los equipos principales y subsistemas que integran la planta, junto con los productos que se pueden generar obtenidos del análisis energético. Se desea conocer si existe algún excedente de energía eléctrica en el diseño final de la planta. Para esto, se realiza una suma de potencias de todos los equipos que consumen energía eléctrica provenientes del ORC y se le resta a la producción de este. De esta manera podremos observar si se genera un excedente para alimentar la red eléctrica o si es necesario un consumo eléctrico extra para el funcionamiento de la planta. Para obtener este valor primero se realizó la **Tabla 47**, que contiene cada uno de los equipos que consumen energía eléctrica con su correspondiente potencia y el total de la energía eléctrica consumida. Se toma en cuenta las bombas del circuito de enfriamiento que corresponde a una bomba para el

condensador del módulo ENOGIA 40LT, para el condensador y evaporador del 50TR THERMAX.

Debido a que se tiene una potencia de 40 kWe en el módulo ENOGIA 40LT y el consumo total de los equipos que integran la planta es de 43.272, es necesario tener un consumo por parte de la red eléctrica de 3.272 kWe para poder alimentar todos los equipos y pueda operar la planta.

Tabla 47. Equipos que integran la planta y su consumo eléctrico.

Equipos	Consumo (kWe)
50TR THERMAX	4.08
1T ICE SNOWELL	4.5
Bomba centrífuga horizontal Grundfos modelo 15705LC	5.59
Torre de enfriamiento REYMSA modelo HRFG 812115	11.18
Bombas del circuito de enfriamiento:	
○ Para condensador del módulo ENOGIA 40LT	9.493
○ Para condensador del 50TR THERMAX	6.215
○ Para evaporador del 50TR THERMAX	2.214
Total	43.272

Emisiones de CO₂ evitadas

Por otro lado, para determinar la cantidad de CO₂ evitado con el uso de la energía geotérmica en cascada, para la generación de electricidad, frío y calor por métodos convencionales se considera como combustible fósil el gas natural, con un factor de emisiones de 0.405 kg-CO₂/kWh establecido por la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency) [72]. Un factor para la producción de energía eléctrica de 60 % [73]. Una eficiencia para la caldera de alta temperatura del 80 % [74]. Se debe tomar en cuenta que se requiere un consumo de 3.272 kW de la red eléctrica por lo que esta cantidad afecta las emisiones de CO₂ de forma negativa al igual los 4.08 kWe que consume el sistema de absorción de simple efecto 50TR THERMAX. Como resultado se obtienen 422.4 toneladas de CO₂ que se evitan al año con el uso de la energía geotérmica en cascada. Para tener una comparación de la magnitud de los gases que se están evitando, en México se tiene una capacidad instalada de 67.3 GW equivalente a 137.8 MTon- CO₂/Año [72]. De la capacidad total instalada 1,069 MW (1.6 %) [3] corresponden al uso de la energía geotérmica y generan aproximadamente 220,480 Ton-CO₂/Año.

Campo termosolar

En Ixtlán de los Hervores con el pozo Ixtlán 2, se prevé encontrar temperaturas de entre 125 y 225 °C [44], adecuadas para la operación de la planta. Aunque otros autores apuntan a que el recurso geotérmico de la zona posee temperaturas de alrededor de 94°C [15]. Debido a lo anterior, se consideran dos casos: uno en que la temperatura del recurso geotérmico es de 130 °C; el segundo en el que se tiene 94 °C y es necesaria la integración de un campo termosolar para obtener la temperatura de operación.

En el segundo caso, para evitar incrustaciones por los minerales de la salmuera geotérmica en la tubería de los colectores solares y esto ocasione una pérdida en la eficiencia de los colectores, el campo termosolar se integra del lado del flujo con agua industrial (lado derecho del intercambiador de calor principal). Sin embargo, como se tiene una temperatura del recurso geotérmico de 94 °C y una caída de temperatura de 10 °C en el intercambiador de calor, el flujo de agua industrial tendrá una temperatura de 84 °C. Ahora, si se tiene un aporte de calor del recurso geotérmico de 1000 kWt y un aporte del recurso solar de 1,497 kWt, la diferencia entre estos valores, resulta en el aporte de calor necesario para alcanzar la temperatura de 130 °C. En la **Tabla 48**, se muestran las áreas de los campos PTC y LFC calculados.

Tabla 48. Áreas de los campos PTC, LFC, y costos de inversión.

Q_{GEO} (kWt)	Q_{SOL} (kWt)	$Q_{SOL,N}$ (kWt)	T_{GEO} (°C)	T_{req} (°C)	Ac_{PAR} (m ²)	Ac_{FRES} (m ²)
1000	1,497.3	497.3	84	130	2,571	3,085

Secado de producto agrícola y producción de hielo

Por otro lado, los productos que son posibles de generar con el diseño final de la planta son: deshidratado de producto agrícola y hielo tubular en cantidades de 1 Ton/día. Las cantidades que son posibles producir de aguacate, chile verde y tomate rojo, con un flujo de calor de 29.77 kWt, se muestran en la **Tabla 49**.

Tabla 49. Cantidad de producto agrícola deshidratado.

$m_{AGUACATE}$ (Ton / día)	$m_{DES,AGUACATE}$ (Ton / día)	m_{CHILE} (Ton / día)	$m_{DES,CHILE}$ (Ton / día)	m_{TOMATE} (Ton / día)	$m_{DES,TOMATE}$ (Ton / día)
1.514	.393	1.218	0.0974	1.192	0.0715

Análisis económico

Los costos de inversión de los colectores solares se muestran en la **Tabla 50**. Para la inversión total de los equipos, hasta el momento se cuenta con una inversión de 42,079.57 USD (incluyendo gastos por flete) en subsistemas: intercambiadores de calor, bomba centrífuga de alta temperatura y torre de enfriamiento, que corresponde al 13.3 % del valor total de los equipos principales, ver **Tabla 51**.

Tabla 50. Costos de inversión para colectores PTC y LFC.

$A_{C_{PAR}}$	$I_{COL,PAR}$	$A_{C_{FRES}}$	$I_{COL,FRES}$
(m^2)	(USD)	(m^2)	(USD)
2,571	642,680	3,085	616,973

Tabla 51. Costos de inversión de subsistemas.

I_{HXS41}	I_{HXT5G}	I_{BCAT}	I_{TE}
(USD)	(USD)	(USD)	(USD)
8,735	2,823.62	2320.95	28,200

Ya que hasta el momento se tiene un costo adicional del 13.3 % en subsistemas, ahora solo se considera un CA de 11.7 % para obtener el costo de inversión total, que incluye otros subsistemas, obra civil y tubería de la planta. En la **Tabla 52**, se presentan los costos totales de inversión de cada equipo principal, esto incluye el costo por importación del ORC ENOGIA 40LT, 50TR THERMAX y la máquina de hielo SNOWELL ICE e inversión total y anual para este caso. En la **Tabla 53**, los costos de inversión para el caso de integrar un campo termosolar con colectores PTC y LFC, por lo que se tienen dos casos de inversión total y anual. Aunque el pozo geotérmico se contempla como donación del municipio de Ixtlán de los Hervores, se decidió considerar la inversión en caso de un reacondicionamiento por derrumbes dentro del pozo, cambio de revestimiento de tubería o por perforación a mayor profundidad, más un factor del 25 % del costo total del pozo para la inversión de una tecnología para la extracción del recurso geotérmico.

Tabla 52. Costos de inversión en equipos principales, total y anual.

I_{ORC}	I_{POZO}	$I_{TAR, LiBr}$	I_{MH}	I_{DES}	I_{TT}	I_{ANUAL}
(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(MUSD)	(USD)
205,300	42,616	55,500	15,000	6,452	404,957	53,241

Tabla 53. Costos de inversión en equipos principales integrando colectores PTC y LFC, total y anual.

I_{ORC} (USD)	I_{POZO} (USD)	$I_{TAR, LiBr}$ (USD)	I_{MH} (USD)	I_{DES} (USD)	$I_{PAR, FRES}$ (USD)	$I_{TT, SOL}$ (MUSD)	$I_{ANUAL, SOL}$ (USD)
205,300	42,616	55,500	15,000	6,452	642,680	1.123	147,623
					616,973	1.094	143,847

Los ingresos y egresos de la planta variaran por el tipo de producto agrícola a deshidratar, como se muestra en la **Tabla 54**. El aguacate deshidratado con un costo unitario de 13.8 USD, es el producto agrícola del que se tienen mejores ingresos, seguido del chile verde con un costo unitario de 15.125 USD y el tomate rojo con 15.118 USD. Se tiene un costo unitario del producto fresco de 2.81 USD, 0.97 USD y 0.73 USD; para el aguacate, chile verde y tomate rojo, respectivamente [65]. El costo unitario de la electricidad es de 0.08 USD/kWh, del agua 3 USD/m³ y del hielo de 0.15 USD/kg [51]. Como es necesario abastecer 3.272 kWe de la red eléctrica, esta cantidad es un egreso para la planta al igual que la compra de agua para producción de hielo y los productos agrícolas frescos

Tabla 54. Ingresos y egresos de los productos de la planta.

In_{HIELO} (USD)	Eg_{ELEC} (USD)	Eg_{AGUA} (USD)	Eg_{EMH} (USD)	Productos Agrícolas	In_{DES} (MUSD)	Eg_{PF} (MUSD)
				Aguacate	40.45	31.68
54,750	1,949	1,015	59,568	Chile verde	10.97	8.796
				Tomate rojo	8.050	6.479

Para el primer caso, como se muestra en la **Tabla 55**, la integración del aguacate es la opción con el mejor indicador de viabilidad económica, ya que tiene el valor actual neto más alto y el periodo de retorno simple más corto. De distinta manera, el segundo caso en el que es necesario la integración de un campo termosolar. El flujo de dinero, el valor actual neto y el periodo de retorno simple, tienen dos casos, uno aplicando los colectores PTC y otro los colectores LFC. El caso con el mayor valor actual neto, se da en el aguacate con el campo termosolar Fresnel y con el periodo de retorno simple más corto, de 46.39 días, seguido por la integración con colectores PTC. Después, con el chile verde y la integración del campo termosolar Fresnel con un periodo de retorno de 198.66 días. El peor caso ocurre con el tomate rojo y el campo termosolar parabólico con un periodo de retorno simple de 292.44 días, ver **Tabla 56**.

Tabla 55. Indicadores de viabilidad económica del diseño final de la planta.

<i>Productos Agrícolas</i>	<i>CF</i> (MUSD)	<i>VAN</i> (MUSD)	<i>SRP</i> (AÑOS)
<i>Aguacate</i>	8.705	66.15	.04652
<i>Chile verde</i>	2.110	16	.1919
<i>Tomate rojo</i>	1.505	11.4	.269

Tabla 56. Indicadores de viabilidad económica del diseño final de la planta con integración de colectores PTC y LFC.

<i>Productos Agrícolas</i>	<i>Colector Solar</i>	<i>CF_{SOL}</i> (MUSD)	<i>VAN_{SOL}</i> (MUSD)	<i>SRP_{SOL}</i> (AÑOS)
<i>Aguacate</i>	PTC	8.601	65.27	0.1305
	LFC	8.605	65.31	0.1271
<i>Chile verde</i>	PTC	2.006	15.11	0.5597
	LFC	2.01	15.15	0.5443
<i>Tomate rojo</i>	PTC	1.401	10.51	0.8012
	LFC	1.406	10.55	0.7784

Sin embargo, se debe considerar que los resultados obtenidos son para un caso ideal, al igual que en el análisis económico del modelo en subsistema, ya que se utiliza un solo costo unitario para los productos agrícolas y no se contempla la variación de precios que existe durante todo el año. Por lo anterior, un análisis de sensibilidad de la producción de aguacate deshidratado, que es el producto agrícola que aporta un mayor beneficio económico a la planta, puede dar un panorama más amplio en los índices de viabilidad económica considerando la variación de los precios del aguacate fresco y deshidratado encontrados en el mercado.

5.3.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL AGUACATE DESHIDRATADO PARA EL MODELADO ECONÓMICO DEL DISEÑO FINAL DE LA PLANTA

Se ha realizado una búsqueda exhaustiva de precios del aguacate fresco en el país. En la cual se han encontrado precios promedio que oscilan entre los 2.7 USD/kg con tasa de crecimiento anualizado de hasta el 60 % y con caídas de cerca del 40 %, en un periodo entre el 2011 y 2016, [75].

Por otro lado, el precio más bajo registrado en el 2017 ocurrió en el periodo del 4 al 10 de abril con 1.35 USD/kg (26 MXN) al menudeo y el más alto de 4.59 USD/kg (85 MXN) en mayo y junio del 2017 [76].

De acuerdo a lo anterior, se considera un precio medio del aguacate fresco de 2.81 USD/kg. El precio más bajo de 1 USD/kg equivalente a una caída del 64.4 % y el precio más alto de 5 USD/kg equivalente a un crecimiento del 77.9 %. Para el aguacate deshidratado se considera un precio medio de 13.8 USD/kg, tomando en cuenta los precios en el mercado y que para producir 1 kg de aguacate se necesitan 3.84 kg de aguacate fresco equivalente a 10.8 USD. Para el análisis de sensibilidad en el primer caso se considera el deshidratado de aguacate debido a que ya se demostró que es la opción con mejor viabilidad económica para la planta. Por otra parte, para el caso de integrar un campo termosolar se considera los colectores Fresnel lineal ya que es la opción con mejores resultados económicos para la integración de la planta.

Los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad se muestran en la **Tabla 57**, de la cual se obtuvo la gráfica de la **Figura 48**, presenta un comportamiento lineal del VAN al incremento del costo unitario del aguacate deshidratado. En la gráfica del periodo de retorno simple (**Figura 49**) se puede apreciar que mientras mayor sea el costo unitario del aguacate deshidratado, el periodo de retorno de dinero disminuye considerablemente.

La gráfica de superficie de la **Figura 50**, muestra la relación del VAN y PRS con el precio del aguacate deshidratado, de esta manera se puede encontrar las condiciones óptimas para incrementar los indicadores de viabilidad económica o considerar cuales son los peores casos para la rentabilidad económica de la planta.

Tabla 57. Indicadores de viabilidad económica con el análisis de sensibilidad del aguacate deshidratado.

$CU_{AGUACATE}$ (USD/kg)	$CU_{DES,AGUACATE}$ (USD/kg)	CF (MUSD)	VAN (MUSD)	SRP (AÑOS)
5	24.55	15.53	118	.02608
4.452	21.86	13.82	105.1	.02931
3.905	19.17	12.1	91.98	.03347
3.357	16.48	10.39	79	.03896
2.81	13.8	8.705	66.15	.04652
2.357	11.57	7.275	55.28	.05566
1.905	9.35	5.864	44.55	.06906
1.452	7.13	4.463	33.9	.09073
1	4.9	3.023	22.94	.134

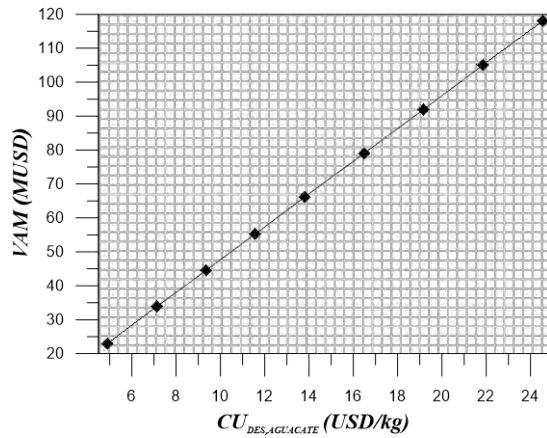


Figura 48. Gráfica del costo unitario del aguacate deshidratado contra el VAN.

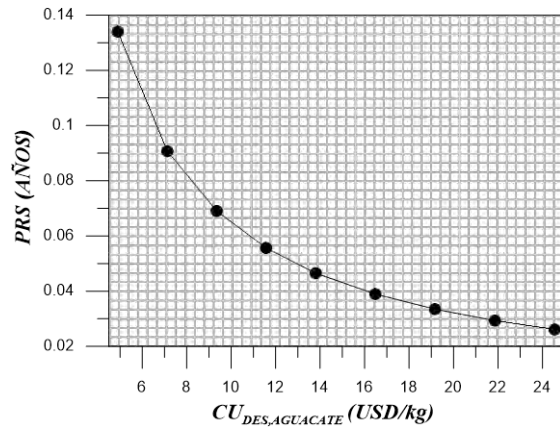


Figura 49. Gráfica del costo unitario del aguacate deshidratado contra el PRS.

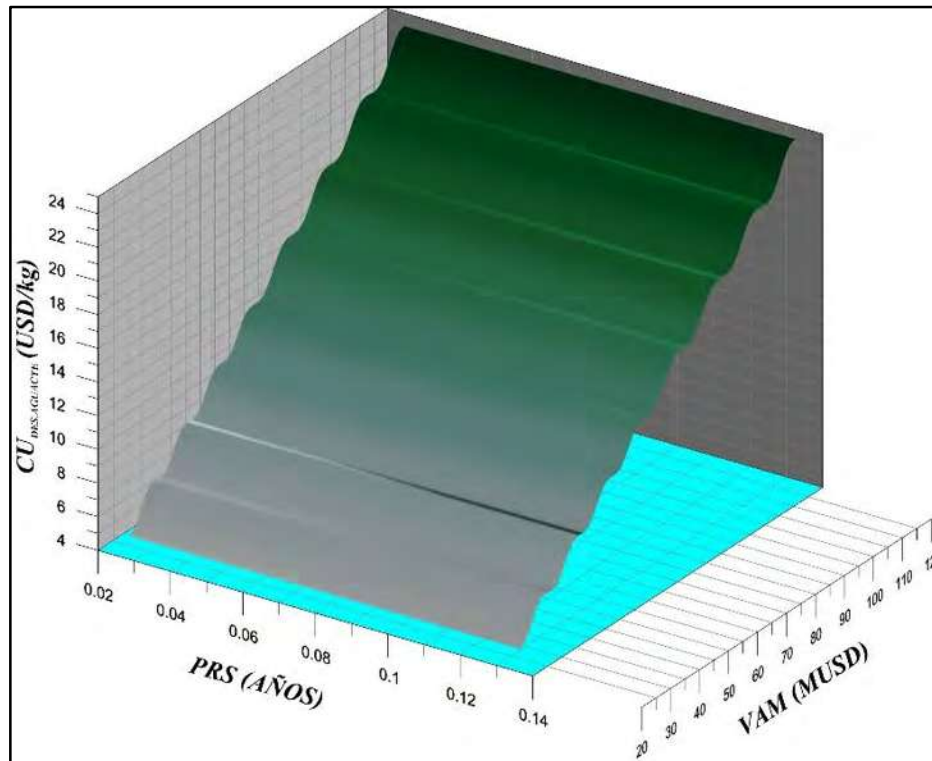


Figura 50. Gráfica de superficie del costo unitario del aguacate deshidratado, con VAN y PRS.

Por otro lado, la **Tabla 58**, muestra los datos obtenidos del flujo de dinero, valor actual neto y periodo de retorno simple al resolver el modelado del análisis de sensibilidad con los costos unitarios del aguacate fresco y deshidratado, al integrar los colectores Fresnel lineales. En la gráfica de la **Figura 51**, se presenta un comportamiento lineal del valor actual neto con el

costo del aguacate deshidratado. Mientras que en la gráfica de la **Figura 52**, se muestra el comportamiento del periodo de retorno simple con la variación del precio del aguacate deshidratado, teniendo periodos de recuperación cortos. Por último, en la gráfica de superficie en la **Figura 53**, se aprecia las relaciones entre el valor actual neto y el periodo de retorno simple, con la variación en el costo unitario del aguacate deshidratado. Además, en esta gráfica se puede encontrar las combinaciones más óptimas para la producción del aguacate deshidratado.

Tabla 58. Indicadores de viabilidad económica con el análisis de sensibilidad del aguacate deshidratado, integrando el colector solar LFC.

$CU_{AGUACATE}$ (USD/kg)	$CU_{DES,AGUACATE}$ (USD/kg)	Colector Solar	CF_{SOL} (MUSD)	VAN_{SOL} (MUSD)	SRP_{SOL} (AÑOS)
5	24.55	Fresnel Lineal	15.43	117.2	.07093
4.452	21.86		13.72	104.2	.07975
3.905	19.17		12	91.13	.09117
3.357	16.48		10.29	78.15	.1063
2.81	13.8		8.605	65.31	.1271
2.357	11.57		7.175	54.43	.1525
1.905	9.35		5.764	43.7	.1898
1.452	7.13		4.364	33.05	.2507
1	4.9		2.923	22.09	.3743

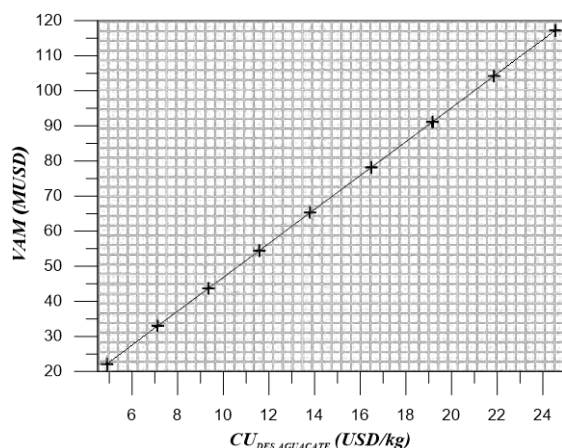


Figura 51. Gráfica del costo unitario del aguacate deshidratado contra el VAN, integrando colectores LFC.

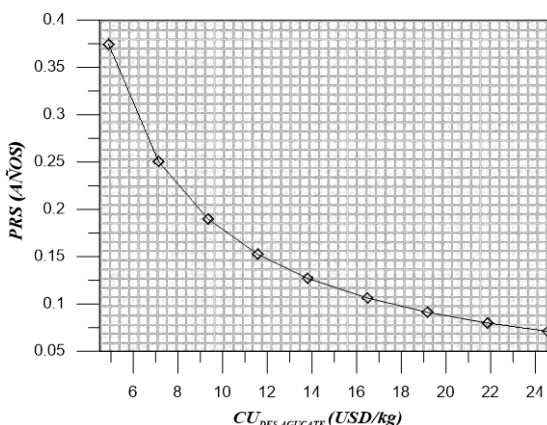


Figura 52. Gráfica del costo unitario del aguacate deshidratado contra el PRS, integrando colectores LFC.

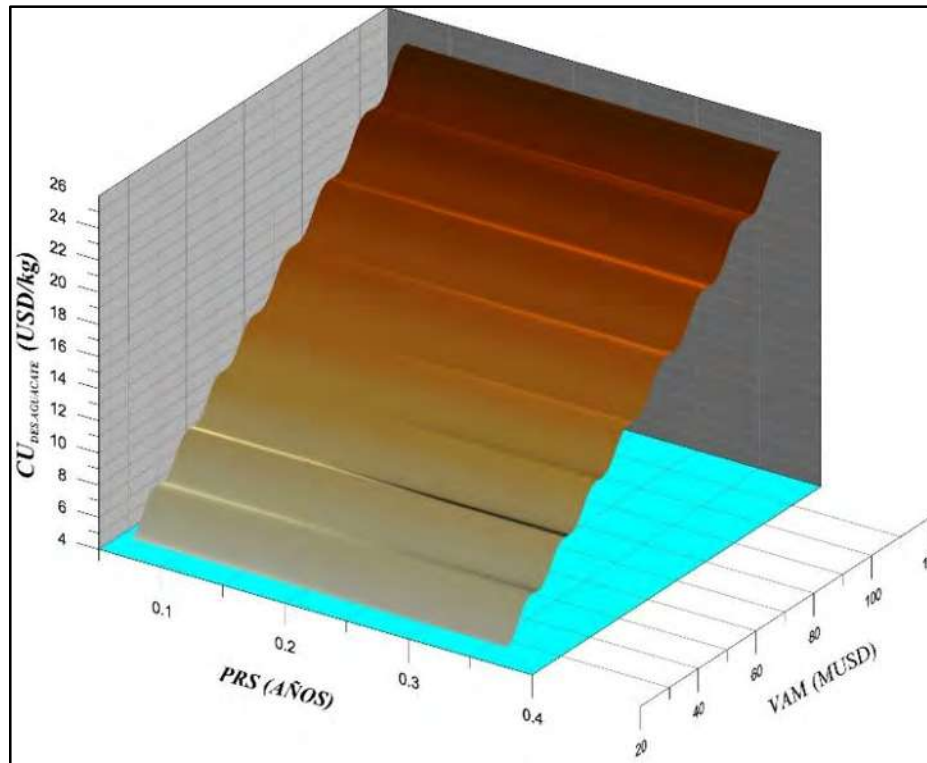


Figura 53. Gráfica de superficie del costo unitario del aguacate deshidratado, con VAN y PRS, integrando colectores LFC.

5.4 ANÁLISIS DE COMBINACIONES DE POTENCIAS NOMINALES EN EQUIPOS PRINCIPALES PARA EXCEDENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EFICIENCIA GLOBAL DE LA PLANTA DE POLIGENERACIÓN

Este análisis se lleva a cabo con la finalidad de variar las capacidades nominales de los equipos principales, tomando en cuenta todos los subsistemas necesarios para la correcta operación de la planta, considerando las pérdidas en tuberías y equipos principales. De esta manera se puede observar si es posible tener excedentes de energía eléctrica en el sistema ORC, su comportamiento al incluir diferentes diámetros de tubería y observar como estos factores influyen en la eficiencia global de la planta.

A continuación, se presenta las consideraciones para este análisis: Una variación de potencia del ORC de 20 a 300 kW con saltos de potencia de 5 kW, teniendo fija la capacidad nominal del sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo H_2O/NH_3 de 5 a 30 kWf con saltos de potencia de 5 kWf y de 30 a 80 kWf con diferenciales de 10 kWf. De manera similar, el sistema de absorción de simple efecto con par de trabajo $LiBr/H_2O$ con capacidades de 50 a 250 kWf con saltos de 25 kWf y de 250 a 500 kWf con saltos de 50 kWf. Para el deshidratador geotérmico, se considera únicamente la producción de 1.5 Ton/día de aguacate. Además, para potencias en el módulo ORC de 20 a 100 kW se mantiene fijo un diámetro de tubería de 0.1016 m (4 in), para potencias de 80 a 200 kW un diámetro de tubería de 0.1524 m (6 in) y para potencias de 180 a 300 un diámetro de 0.2032 m (8 in). Estas consideraciones

en las medidas de la tubería, se realizan debido a que un poco antes de los 100 kW las pérdidas en las tuberías empiezan a incrementar considerablemente, ocasionadas por un aumento en la velocidad del fluido de trabajo debido al diámetro las tuberías.

Como datos de entrada se tiene una temperatura del agua industrial al ingresar al ORC de 130 °C y 113 °C a la salida del ORC, la misma temperatura de 113 °C a la entrada del sistema de absorción de simple efecto y a la salida de 103 °C, temperatura a la que ingresa el agua industrial el deshidratador geotérmico. El agua de refrigeración del condensador del ORC entra a una temperatura de 25 °C y sale a 36 °C. Para el sistema de absorción de simple efecto LiBr/H₂O, una temperatura de 15 °C a la entrada del evaporador, 40 °C a la salida del condensador y una temperatura del agua de enfriamiento a la entrada del condensador de 25 °C y 36 °C a la salida, una temperatura en el evaporador de 5 °C y un COP de 0.6. En el caso del sistema H₂O/NH₃, se tiene una temperatura en el evaporador de -5 °C y una temperatura del agua de enfriamiento a la entrada del condensador de 25 °C y 36 °C a la salida. El diagrama de la planta utilizado se muestra en la **Figura 54**, cada estado del sistema se encuentra enumerado y los nombres de los equipos se muestran en la parte de la izquierda. La solución de estos análisis se llevó a cabo utilizando el software especializado EES® y el software Grapher 12 [77]. Se obtuvieron 23 casos, de los cuales uno se ilustra a continuación como referencia y los demás se agregan en el **Anexo XII**.

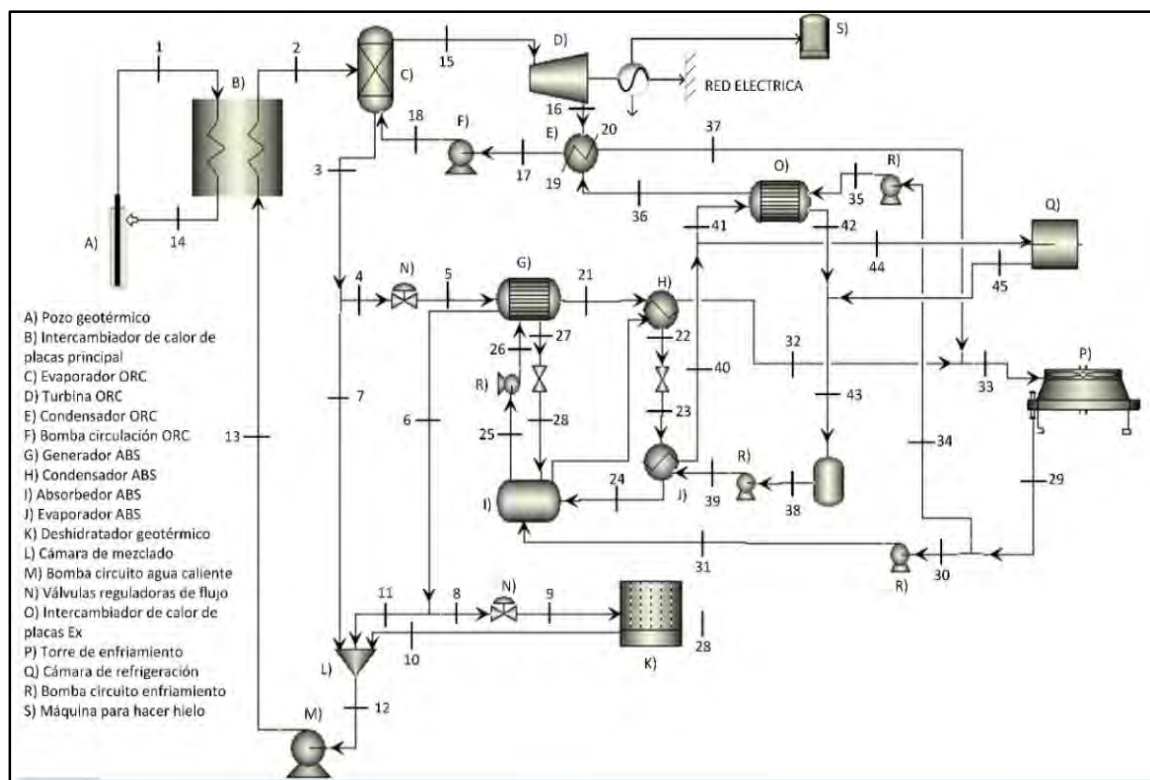


Figura 54. Diagrama general de la planta.

5.4.1 SISTEMA H₂O/NH₃ CON CAPACIDAD DE 5 KWF DE ENFRIAMIENTO

Como ejemplo de los resultados obtenidos, se presentan las gráficas realizadas con la solución del modelado del diagrama general de la planta, integrando una capacidad de enfriamiento del sistema H₂O/NH₃ de 5 kWf y variando la potencia del ORC de 20 a 300 kW. En la **Figura 55**, se muestra que a una potencia de 80 kW en el ORC (W_{ORC}), empieza a decrecer el excedente de energía eléctrica (W_{TT}), debido a que los equipos de bombeo requieren de mayor alimentación eléctrica al incrementarse las pérdidas por fricción, ocasionadas por los altos flujos que requieren los sistemas de la planta. Mientras que en la gráfica de la **Figura 56**, donde se presenta una potencia de 80 a 200 kW en el ORC, se tiene un comportamiento prácticamente lineal pero al llegar a los 180 kW empieza a decrecer el excedente de energía eléctrica, de manera similar pero no tan marcado como la gráfica anterior. Para la gráfica de la **Figura 57**, se tiene un comportamiento lineal en todas las potencias del ORC, esto ocurre debido a que se emplea un diámetro adecuado a los flujos de los equipos del sistema, de esta manera disminuyen las pérdidas por fricción de los fluidos de trabajo y se conserva una potencia de bombeo relativamente baja. Para apreciar con mayor detalle el comportamiento del excedente de electricidad al variar los diámetros de la tubería, se presenta la gráfica de la **Figura 58**. Se puede observar que a 80 kW al cambiar de 0.1016 m de diámetro de la tubería a 0.1524 m, el excedente de energía eléctrica retoma una condición lineal debido a la reducción de pérdidas en la tubería y, por ende, la reducción de potencia en los equipos de bombeo, el mismo caso ocurre a 180 kW al cambiar de 0.1524 m de diámetro a una tubería de 0.2032 m.

Por último, con las gráficas de superficie se encuentra las relaciones entre el excedente de energía eléctrica (W_{TT}) y la eficiencia global de la planta (η) con la variación de la potencia generada por el ORC (W_{ORC}) y aplicando diámetros de tubería de 0.1016 m (**Figura 59**), 0.1524 m (**Figura 60**) y 0.2032 m (**Figura 61**). Esto bajo condiciones fijas de la capacidad de enfriamiento y del par de trabajo (LiBr/H₂O o H₂O/NH₃) que se considere para el sistema de absorción de simple efecto. De manera que se puede encontrar las combinaciones más óptimas para la operación de la planta. Además, estas gráficas son de gran ayuda si lo que se quiere obtener son otro tipo de características como un mayor excedente de energía eléctrica o una mayor eficiencia de la planta, son muy versátiles dependiendo de lo que se desee. Por ejemplo, en la **Figura 59**, si se tiene una potencia en el ORC de 35 kW y se requiere un excedente de energía eléctrica de 10 kW, ubicándose en la superficie de la gráfica podemos saber que con estos datos obtendremos una eficiencia aproximada 0.06. En cambio, si lo que se requiere es la mayor eficiencia del sistema que para este caso es de 0.065, ubicándonos en la gráfica podemos observar que se requiere una potencia en el ORC de 25 kW y se puede obtener un excedente de energía eléctrica de aproximadamente 7.5 kW.

Es importante mencionar que en algunos casos la eficiencia global de la planta es pequeña, esto a consecuencia de que no se aprovecha toda la energía proporcionada por el recurso geotérmico, ya que los equipos principales como el sistema de absorción de simple efecto no requieren de grandes flujos de calor en capacidades de enfriamiento pequeñas, en comparación al módulo ORC que desde capacidades pequeñas necesita de mayores flujos de calor para su activación. Además, el flujo de calor utilizado para el deshidratador geotérmico es muy pequeño y se mantiene fijo en todos los casos.

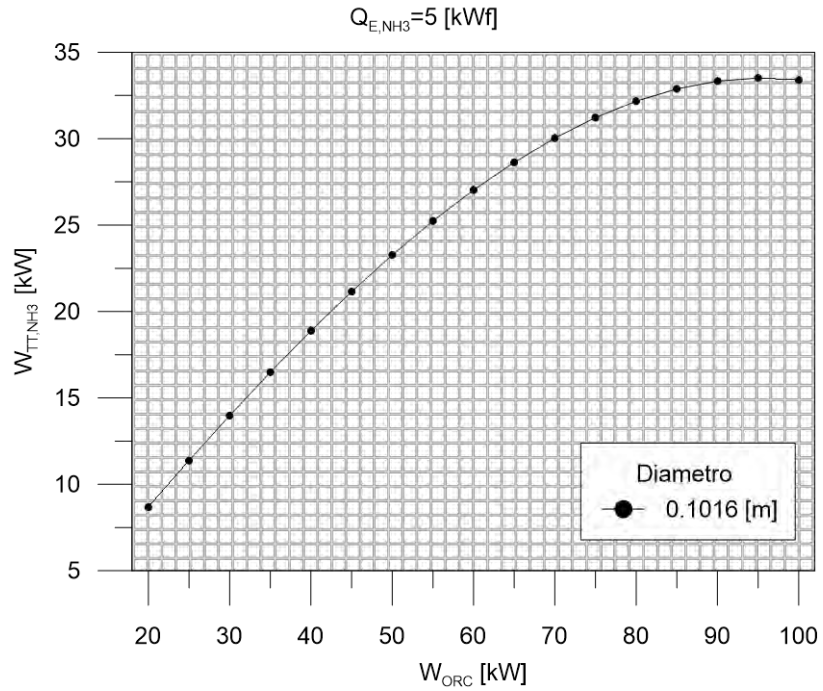


Figura 55. Gráfica de Potencia del ORC (W_{ORC}) contra excedente de electricidad (W_{TT}) con un diámetro en tubería de 0.1016 m.

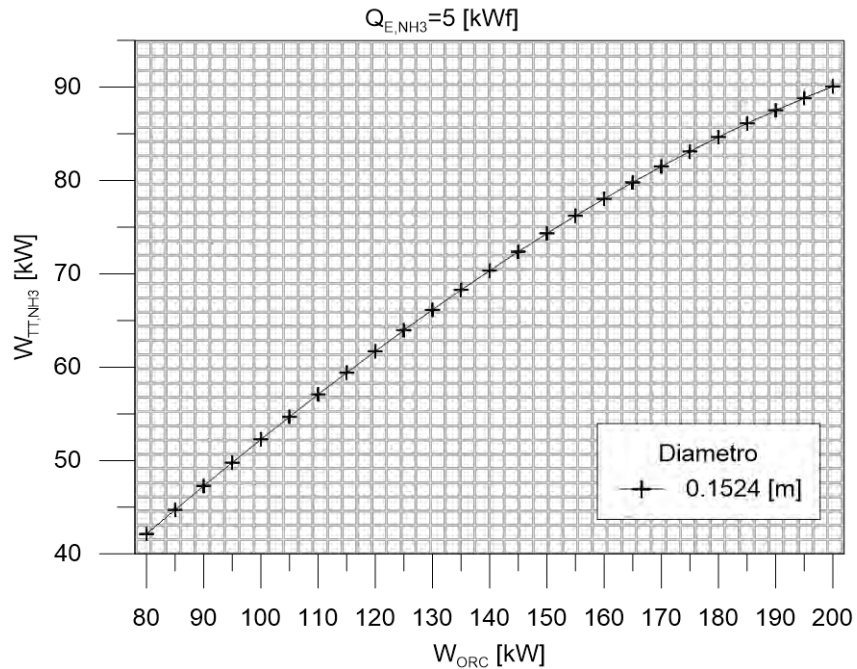


Figura 56. Gráfica de Potencia del ORC (W_{ORC}) contra excedente de electricidad (W_{TT}) con un diámetro en tubería de 0.1524 m.

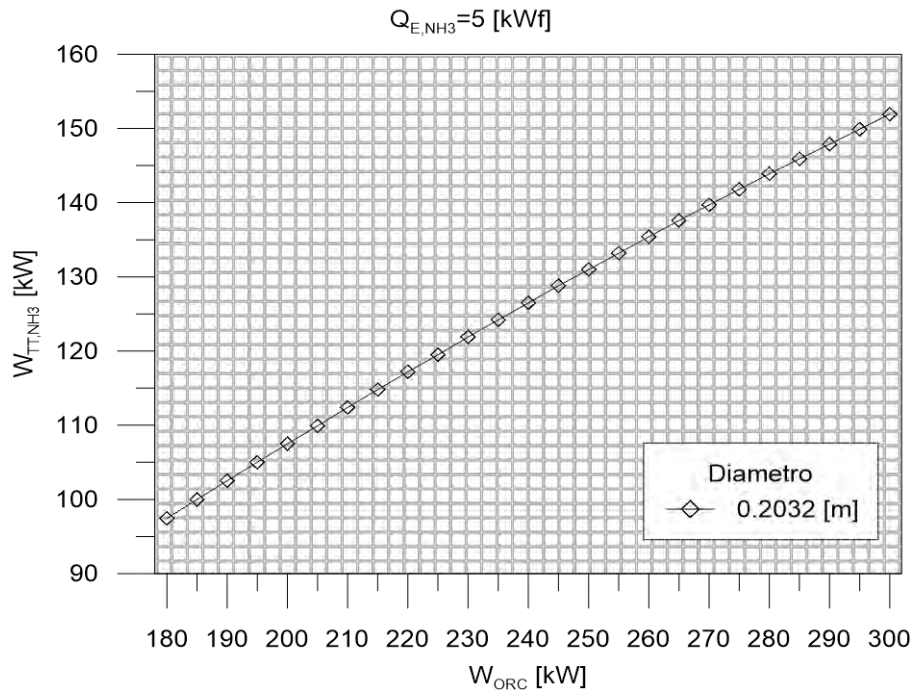


Figura 57. Gráfica de Potencia del ORC (W_{ORC}) contra excedente de electricidad (W_{TT}) con un diámetro en tubería de 0.2032 m.

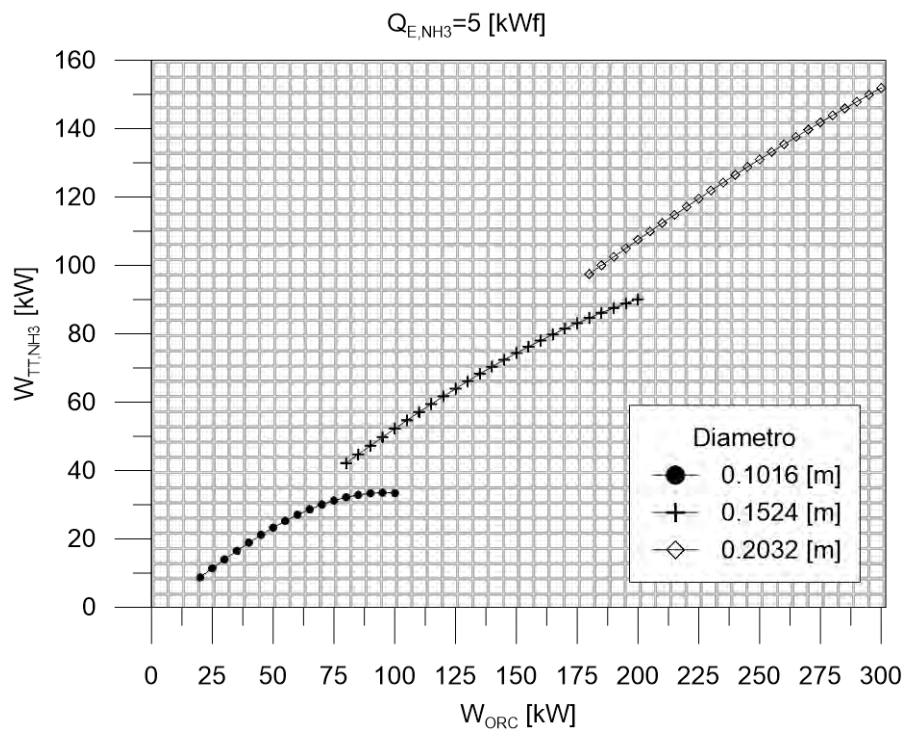


Figura 58. Gráfica combinada con potencias del ORC (W_{ORC}) y excedente de electricidad (W_{TT}), utilizando los tres diámetros.

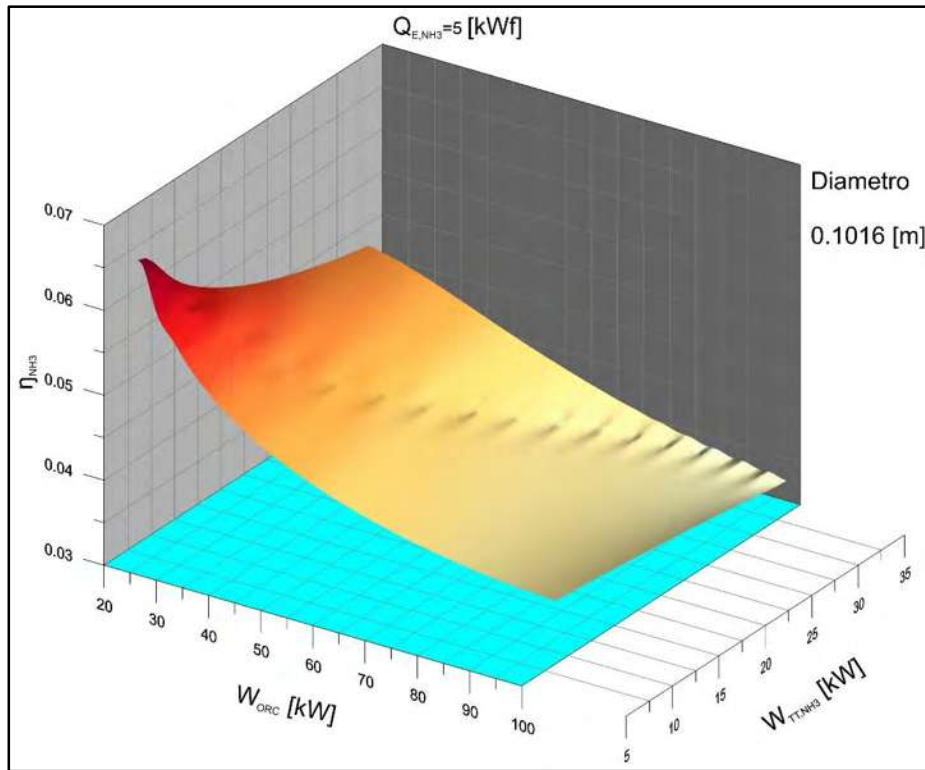


Figura 59. Gráfica de superficie con 0.1016 m de diámetro de tubería.

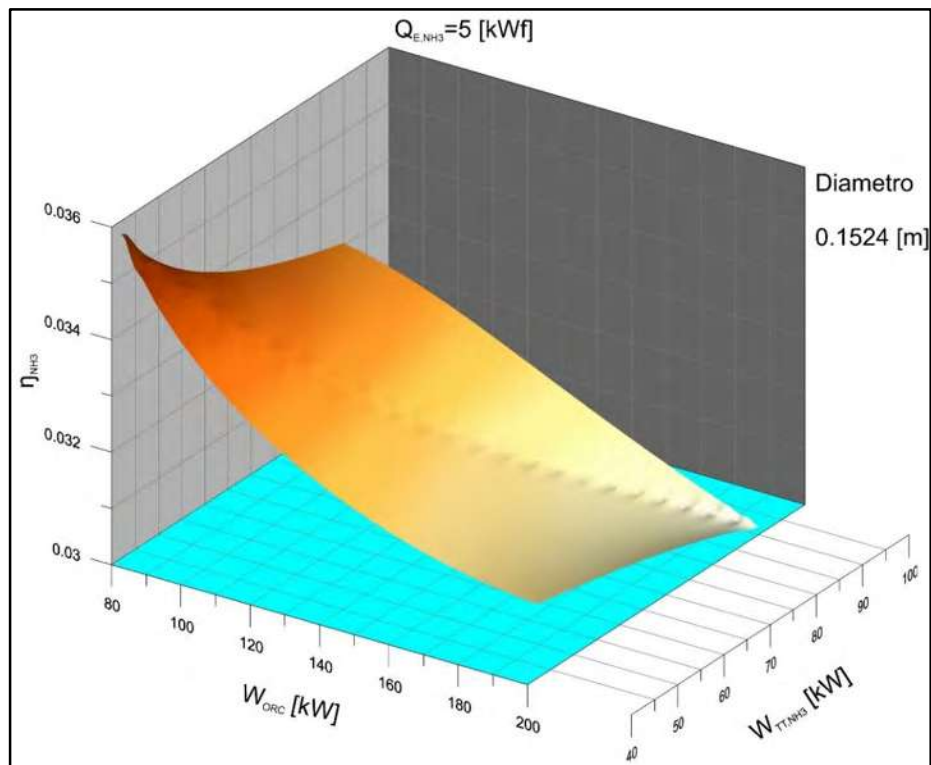


Figura 60. Gráfica de superficie con 0.1016 m de diámetro de tubería.

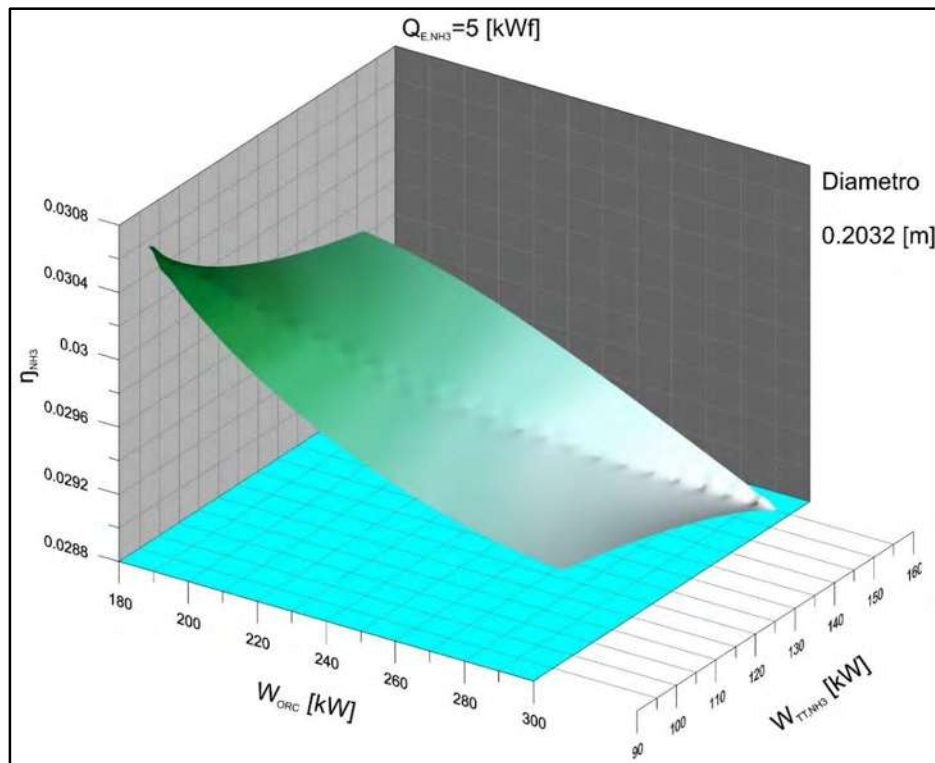


Figura 61. Gráfica de superficie con 0.1016 m de diámetro de tubería.

CAPÍTULO 6.

CONCLUSIONES

En este trabajo se diseñó una planta de poligeneración geotérmica-termsolar con capacidad para producir electricidad, hielo y productos deshidratados. Se obtuvo un procedimiento de diseño e integración de la planta, en el que se presenta una descripción de las zonas geotérmicas de media-baja entalpía en el estado de Michoacán: Araro, Ixtlán de los Hervores, Los Negritos y Puruandiro. Se obtuvo la radiación solar mensual y anual en el periodo de 1991-2010 para las distintas zonas geotérmicas utilizando el software Meteonorm [43].

Se realizaron los esquemas 1GS, 1G y 1S como diseños conceptuales básicos, que consisten en un arreglo en forma de cascada con opciones de recursos para aportación de calor mediante el uso de la energía geotérmica, solar o una combinación de ambos y con tres niveles térmicos en los que en cada nivel se integra una tecnología: en el primer nivel un ciclo Rankine orgánico, el segundo nivel con un sistema de absorción de simple efecto y por último un deshidratador geotérmico. Los esquemas 2GS, 2G y 2S como diseños conceptuales detallados de la planta con capacidades definidas y alternativas en la aplicación de sistemas de absorción de simple efecto, con par de trabajo BrLi/H₂O y para suplir la producción de hielo ya que con este par de trabajo no se logran temperaturas de congelación del agua, una máquina de hielo o un sistema con par de trabajo H₂O/NH₃ con capacidad para producir temperaturas inferiores a los 0 °C ideales para la producción de hielo.

Para determinar las condiciones de diseño de la planta, el rendimiento energético y la factibilidad económica para el nivel en modelado en sistema y subsistema, se desarrolló un procedimiento de evaluación, técnico-económico basado en la aplicación de balances de masa, energía e indicadores de rentabilidad económica. Mediante la solución técnica de los modelados en sistema y subsistema, y considerando costos de inversión de los equipos principales, se obtuvieron datos de eficiencias, flujos de activación, potencias nominales, presiones de operación, temperaturas de activación, precios aproximados. Datos necesarios para la correcta selección del ciclo Rankine orgánico, sistema de absorción de simple efecto y el deshidratador geotérmico. Obtenidos los datos mencionados, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de fabricantes y proveedores de estos equipos, de los cuales finalmente se realizó una selección de equipos principales de tal manera que se obtuviera las características de la planta más cercanas a lo calculado.

Los equipos principales seleccionados fueron: el sistema ORC ENOGIA 40LT con una potencia de 40 kW_e, el sistema de absorción de simple efecto 50TR THERMAX con capacidad de 175.9 kW_f y para el deshidratador geotérmico no se encontraron proveedores o fabricantes, además existe poca literatura de deshidratadores geotérmicos, por lo cual se posee la oportunidad para el desarrollo de estos equipos a las necesidades de la planta, debido a esto se considera un calor útil de 29.77 kW_t para este propósito. Mediante la integración de los equipos principales se desarrolló el diagrama del diseño final de la planta y mediante un balance termodinámico se obtuvieron los parámetros para la selección de los subsistemas que necesita cada equipo principal de la planta para su funcionamiento, estos subsistemas son: intercambiador de calor de placas SONDEX S41, intercambiador de calor de placas Alfa Laval T5M-FG, bomba centrífuga horizontal Grundfos 15705LC, torre de enfriamiento

REYMSA HRFG 812115, además tres bombas centrifugas más, para el condensador del módulo ENOGIA 40LT de 9.493 kWe, para el condensador del 50TR THERMAX de 6.215 kWe y una última para el evaporador del 50TR THERMAX de 2.214 kWe.

Se seleccionó el municipio de Ixtlán de los Hervores para la instalación de la planta, esta decisión se tomó ya que por medio de un convenio entre el municipio, la UMSNH y el Proyecto P16 del Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CeMIEGeo) [64], se consiguió la donación de un terreno el cual ya posee un pozo geotérmico llamado pozo Ixtlán 2 de 159 m de profundidad, donde se prevé encontrar temperaturas de 130 °C. Mediante las fichas técnicas proporcionadas por los fabricantes de todos los equipos, se llevó a cabo la recolección de información para el montaje de cada equipo, que está constituido por conexiones de tuberías, dimensiones, obra civil, conexiones eléctricas y otras especificaciones. De manera que se obtuvo la distribución de la planta en tres dimensiones que ocupa un área de 20 x 20 metros.

A través del análisis técnico-económico del modelado en sistema y subsistema con las alternativas de operación propuestas, se proporcionó el comportamiento que tienen la generación de los diferentes productos, así como el comportamiento de los indicadores económicos, bajo las alternativas de operación e integración de campos solares con colectores solares PTC y LFC, y con la producción del deshidratado de aguacate, chile verde y tomate rojo. Además, proporcionó consideraciones importantes para el diseño final de la planta. Resultando en el aguacate como la mejor opción para el deshidratado de productos agrícolas y en el caso de integrar un campo termosolar, los colectores LFC resultaron ser la opción más viable económicamente hablando.

Los resultados del análisis técnico del diseño final de la planta demuestran que con el uso de la energía geotérmica en cascada se puede incrementar el rendimiento global de la planta, obteniendo una eficiencia del 39.04 %. Y, aunque se requiere una alimentación de la red eléctrica de 3.272 kWe para suplir la potencia que faltante, se logran evitar 422.4 Ton-CO₂ equivalentes al año. Además, integrando el circuito de enfriamiento para el condensador del módulo ENOGIA 40LT, se pretende mejorar el rendimiento mediante la reducción de la temperatura del condensador. Por otro lado, en el caso de tener una temperatura del recurso geotérmico de 94 °C en el pozo Ixtlán 2, se necesitaría la integración de un campo PTC de 2781 m² o un campo de colectores FLC de 3,085 m², para suplir el aporte de calor faltante y obtener los 130 °C necesarios para la operación de la planta.

Los indicadores de viabilidad económica demostraron que se tiene un mayor beneficio al tener como producto deshidratado el aguacate, teniendo un valor actual neto de 66.15 MUSD con un periodo de 17 días para el retorno de la inversión total. En el caso de implementar los colectores LFC que son los de mejores resultados, estas cifras disminuyen a un valor actual neto de 65.31 MUSD con un periodo de retorno simple de 46.4 días. Sin embargo, estos valores son resultados de un costo unitario fijo para el aguacate fresco, sin tomar en cuenta la variación que existe en el año. Entonces, para conocer la variación que puede existir con

los diferentes precios durante todo el año, se realizó un análisis de sensibilidad para el aguacate fresco, en el que el precio más bajo encontrado durante el 2017 fue de 1.35 USD/kg (26 pesos) al menudeo y el más alto de 4.59 USD/kg (85 pesos). Los resultados obtenidos demostraron que en el peor de los casos se tiene un valor actual neto de 22.134 MUSD y un periodo de retorno de 48.91 días, para la opción en la que se requiere la integración de los colectores Fresnel el valor actual neto disminuyó a 22.09 MUSD y el periodo de retorno simple aumento a 136.61 días.

Por último, como un plus para este trabajo se realizó un análisis de combinaciones de potencia nominales en equipos principales para conocer el comportamiento de los excedentes de energía eléctrica y eficiencia global de la planta. Se obtuvieron 25 casos, en los que se muestran gráficas de potencia del ORC contra el excedente de energía eléctrica, variando el diámetro de la tubería y gráficas de contorno para determinar las combinaciones más óptimas para la operación de la planta.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] G. L. Trillo and V. R. Angulo, “Guía de la Energía Geotérmica,” *Univ. Politécnica Madrid*, p. 178, 2008.
- [2] C. López, “Manual técnico de energía solar para procesos industriales,” *Ahorr. Energía*, p. 225, 2012.
- [3] M. Benjamin, “Annual U.S. & Global Geothermal Power Production Report,” 2016.
- [4] Anthony Roco and Geothermal Energy Association, “2016 Geothermal Power : International Market Update,” WASHINGTON, 2016.
- [5] A. Richter, “Iran’s first geothermal plant to start operation in the spring of 2017,” *Think Geoenergy*, 2016. [Online]. Available: <http://www.thinkgeoenergy.com/irans-first-geothermal-plant-to-start-operation-in-the-spring-of-2017/>.
- [6] International Energy Agency, “IEA - Croatia,” *Think Geoenergy*, 2016. [Online]. Available: <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/croatia/>.
- [7] International Energy Agency, “IEA - France.” [Online]. Available: <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/france/>.
- [8] A. Richter, “Iceland could see up to 7 new geothermal projects until 2035,” *Think Geoenergy*, 2016. .
- [9] A. Richter, “Costa Rica with additional 165 MW of geothermal plants in the pipeline,” *Think Geoenergy*, 2016. [Online]. Available: <http://www.thinkgeoenergy.com/costa-rica-with-additional-165-mw-of-geothermal-plants-in-the-pipeline/>.
- [10] A. Richter, “Ram Power closes US\$160m financing for San Jacinto-Tizate,” *Think Geoenergy*, 2016. [Online]. Available: <http://www.thinkgeoenergy.com/ram-power-closes-us160m-financing-for-san-jacinto-tizate/>.
- [11] E. I. Rodr and A. Garc, “Boletín IIE,” pp. 102–114.
- [12] D. Hristova, “Mexico Grupo Dragon gets licence for 50-MW geothermal project,” 2015. [Online]. Available: <https://renewablesnow.com/news/mexico-grupo-dragon-gets-licence-for-50-mw-geothermal-project-500240/>.
- [13] Grupo Dragon, “Private geothermal projects in Mexico.,” 2016. [Online]. Available: http://geo-energy.org/MemberAccess/PDF_presentations/2016_Intl_Geo_Engy_Show/29_JuanLuisDelValleLuarcaGrupoDragonPresentation.pdf.
- [14] L. Gutiérrez-Negrín, “Mexican Geothermal Plays,” *World Geotherm. Congr. 2015*, no. April, pp. 19–25, 2015.
- [15] G. H. Le Bert, L. C. A. G. Negrín, J. L. Q. León, L. A. O. Celis, S. Espíndola, and I. Hernández, “Evaluación de la Energía Geotérmica en México,” México, 2011.
- [16] J. W. Lund and T. L. Boyd, “Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review,” *Geothermics*, vol. 60, pp. 66–93, 2016.
- [17] Tejada Martínez - Gómez-Azpeitia, *Prontuario Solar de México*. 2015.
- [18] F. Muhammad-Sukki, R. Ramirez-Iniguez, S. G. Mcmeekin, B. Stewart, and B. Clive, “Solar Concentrators,” *Int. J. Appl. Sci.*, vol. 1, no. 1, pp. 1–15, 2011.
- [19] D. Barlev, R. Vidu, and P. Stroeve, “Innovation in concentrated solar power,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 10, pp. 2703–2725, 2011.
- [20] S. A. Kalogirou, “A detailed thermal model of a parabolic trough collector receiver,” *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 298–306, 2012.

- [21] L. M. Serra, M. A. Lozano, J. Ramos, A. V. Ensinas, and S. A. Nebra, "Polygeneration and efficient use of natural resources," *Energy*, vol. 34, no. 5, pp. 575–586, 2009.
- [22] S. Murugan and B. Horák, "Tri and polygeneration systems-A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, pp. 1032–1051, 2016.
- [23] "Selection of small capacity ORC machines for integrating a multi- product plant with cascade utilization of geothermal energy," 2015.
- [24] C. R. Ramírez Ferreira, "Integración de energía solar a un sistema geotermoeléctrico de media entalpía," 2014.
- [25] C. V. Herrera, "COMPARACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE TECNOLOGÍAS DE CAPTACIÓN SOLAR PARA APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA DE MEDIA Y BAJA ENTALPÍA," 2015.
- [26] C. Rubio-Maya, V. M. Ambríz Díaz, E. Pastor Martínez, and J. M. Belman-Flores, "Cascade utilization of low and medium enthalpy geothermal resources - A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 689–716, 2015.
- [27] V. M. A. Diaz, C. R. Maya, and E. P. Martinez, "Análisis del uso en cascada de la energía geotérmica de media entalpía para la generación de electricidad, calor y hielo."
- [28] C. Rubio-Mayaa, E. P. Martíneza, C. E. Romerob, V. M. A. Díaza, and J. J. Pacheco-Ibarraa, "Techno-economic assessment for the integration into a multi-product plant based on series cascade utilization of geothermal energy," 2016.
- [29] L. Jiang, L. Wang, R. Wang, P. Gao, and F. Song, "Investigation on cascading cogeneration system of ORC (Organic Rankine Cycle) and CaCl₂/BaCl₂ two-stage adsorption freezer," *Energy*, vol. 71, pp. 377–387, 2014.
- [30] C. R. Ramírez-Ferreira, C. Rubio-Maya, C. Mendoza-Covarrubias, and A. L. S.-Sánchez, "Technical and economic study for the integration of parabolic trough collectors coupled to a binary cycle," pp. 1–4, 2014.
- [31] C. V. Herrera, J. J. P. Ibarra, C. M. Covarrubias, and C. R. Maya., "Análisis técnico-económico de tecnologías de captación solar en un sistema híbrido Geotérmico-Solar para generación de energía eléctrica," *CIINDET*, pp. 1–7, 2015.
- [32] A. D. Greenhut, "Modeling and analysis of hybrid geothermal-solar thermal energy conversion systems," 2010.
- [33] I. A. M. FERNANDEZ, "Solar Geothermal Hybrid Plant Aanalysis Hybrid," 2010.
- [34] G. Manente, "Analysis and development of innovative binaty cycle power plants for geothermal an combined Geo-Solar thermal resources," 2011.
- [35] G. Manente, R. Dipippo, and R. Field, "Hybrid solar-geothermal power generation to increase the energy production from a binary geothermal plant," *IMECE2011-63665*, pp. 1–11, 2011.
- [36] A. D. Greenhut *et al.*, "Solar-Geothermal Hybrid Cycle Analysis for Low Enthalpy Solar and Geothermal Resources," *World Geotherm. Congr. 2010*, pp. 25–29, 2010.
- [37] J. . Tello H., E., Quijano, "Reconocimiento y evaluación geoquímica de las zonas termales del Lago de Cuitzeo. CFE Internal Report No. 33-83.Unpublished," 1983.
- [38] J. Tello H., E., Moreno O., "Geoquímica de los fluidos producidos por el pozo Z-3 de la zona geotérmica de Araró, Mich. CFE Internal Report No. OGQ-AR-003-92. Unpublished.," 1992.
- [39] G. Izquierdo M., "Estudios de inclusiones fluidas en muestras del pozo Z-3, Araró, Mich. Unpublished data.," 1991.
- [40] J. C. Viggiano G., "Evaluación petrológica de los pozos EAZ-1 y EAZ-2, C.G. Los Azufres, Mich. CFE Internal Report GG-AZ-012-96. Unpublished.," 1996.

- [41] J. C. Viggiano-Guerra and L. C. A. Gutiérrez-Negrín, "The Geothermal System of Araró, Mexico, as an Independent System of Los Azufres," pp. 24–29, 2005.
- [42] GREEN-ER, "Sondeos P-T, zona geotérmica Araro, Unppublished data," Morelia, 2015.
- [43] "Meteonorm." [Online]. Available: <http://www.meteonorm.com/>.
- [44] J. C. Viggiano-Guerra and L. C. A. Gutiérrez-Negrín, "Lithology and Hydrothermal Mineralogy of the Well Ixtlán 2, Ixtlán de los Hervores, México," *Geotherm. Resour. Counc.*, vol. 30, no. 4, pp. 45–48, 2006.
- [45] P. Rufes and A. L. Miranda, *Ciclos de refrigeración*. Barcelona, 2004.
- [46] "Hoshizaki." [Online]. Available: <http://hoshizakiamerica.com/>.
- [47] "Icesta." [Online]. Available: <http://www.icesta.com/EN/Default.aspx>.
- [48] "Scotsman." [Online]. Available: <http://www.scotsman-ice.com/>.
- [49] "Snowell." [Online]. Available: <http://www.snowell-icemachine.com/>.
- [50] V. M. Ambriz-Díaz, C. Rubio-Maya, P. T. Ríos, J. J. Pacheco-Ibarra, and J. M. Belman-Flores, "Analysis of simultaneous production of electricity, ice and dried products through geothermal cascade utilization," *ECRES*, pp. 1–6, 2015.
- [51] V. M. Ambriz-Díaz, C. Rubio-Maya, J. J. Pacheco Ibarra, S. R. Galvan Gonzalez, and J. Martínez Patiño, "Analysis of a sequential production of electricity, ice and drying of agricultural products by cascading geothermal energy," *Int. J. Hydrogen Energy*, no. June, pp. 1–11, 2016.
- [52] M. Z. Lukawski *et al.*, "Cost analysis of oil, gas, and geothermal well drilling," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 118, pp. 1–14, 2014.
- [53] "Electratherm." [Online]. Available: <https://electratherm.com/>.
- [54] "Enogia." [Online]. Available: <http://www.enogia.com/>.
- [55] "Infinity Turbine." [Online]. Available: <http://www.infinityturbine.com/>.
- [56] "Opcon Technology." [Online]. Available: <http://opconenergysystem.com/en/home/?pop=1>.
- [57] "Turboden." [Online]. Available: <http://www.turboden.eu/en/home/index.php>.
- [58] V. M. A. Díaz, C. Rubio-Maya, J. M. Belman-Flores, E. P. Martínez, and J. J. P. Ibarra, "Analysis of alternatives for a multiproduct system using geothermal energy under cascade utilization concept," *IMECE2015-52217*, pp. 1–11, 2015.
- [59] "Ago." [Online]. Available: <http://www.ago.ag/ago-congelor.html>.
- [60] "Thermax." [Online]. Available: <http://www.thermaxglobal.com/>.
- [61] A. Baeza Zamora, "Deshidratador de tomates utilizando energía geotérmica para ensenada B.C.," p. 135, 2009.
- [62] H. Schenk, T. Hirsch, J. Fabian Feldhoff, and M. Wittmann, "Energetic Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector Systems," *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 136, no. 4, p. 41015, 2014.
- [63] M. V. Biezma and J. R. San Cristóbal, "Investment criteria for the selection of cogeneration plants - A state of the art review," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 26, no. 5–6, pp. 583–588, 2006.
- [64] "CeMIEGeo." [Online]. Available: <http://cemiegeo.org/>.
- [65] "SNIIM-Sistema Nacionalde Información e Integración de Mercados." [Online]. Available: <http://www.economia-sniim.gob.mx/2010prueba/>.
- [66] N. Chaayat and T. Kiatsiriroat, "Analysis of combined cooling heating and power generation from organic Rankine cycle and absorption system," *Energy*, vol. 91, pp. 363–370, 2015.

- [67] J. Li, G. Pei, J. Ji, X. Bai, P. Li, and L. Xia, "Design of the ORC (organic Rankine cycle) condensation temperature with respect to the expander characteristics for domestic CHP (combined heat and power) applications," *Energy*, vol. 77, pp. 579–590, 2014.
- [68] Q. Liu, Y. Duan, and Z. Yang, "Effect of condensation temperature glide on the performance of organic Rankine cycles with zeotropic mixture working fluids," *Appl. Energy*, vol. 115, pp. 394–404, 2014.
- [69] G. Paloso and B. Mohanty, "Cascading vapour absorption cycle with organic rankine cycle for enhancing geothermal power generation," *Renew. Energy*, vol. 3, no. 6–7, pp. 669–681, 1993.
- [70] B. Laenen, "Minimizing the levelized cost of electricity production from low-temperature geothermal heat sources with ORCs: Water or air cooled?," 2015.
- [71] J. Wang, M. Wang, M. Li, J. Xia, and Y. Dai, "Multi-objective optimization design of condenser in an organic Rankine cycle for low grade waste heat recovery using evolutionary algorithm," *Int. Commun. Heat Mass Transf.*, vol. 45, pp. 47–54, 2013.
- [72] IEA, "CO2 emissions from fuel combustion, statistics," *Oecd/Iea*, pp. 1–166, 2016.
- [73] P. Chiesa and E. Macchi, "A thermodynamic analysis of different options to break 60% electric efficiency in combined cycle power plants," *Am. Soc. Mech. Eng. Int. Gas Turbine Institute, Turbo Expo IGTI*, vol. 1, pp. 1–16, 2002.
- [74] M. Qu, O. Abdelaziz, and H. Yin, "New configurations of a heat recovery absorption heat pump integrated with a natural gas boiler for boiler efficiency improvement," *Energy Convers. Manag.*, vol. 87, pp. 175–184, 2014.
- [75] L. E. del M. Barrera and B. M. Villanueva, "Producción y precio del aguacate en México, 2011-2016.II," *Revista Paradigma Económico, Año 9, Núm. 4. Facultad de economía. UAEMex, Toluca, México*, pp. 3–7, 2016.
- [76] "Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI)." [Online]. Available: <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/inp/preciospromedio/>.
- [77] "Golden Software." [Online]. Available: <https://www.goldensoftware.com/products/grapher>.
- [78] D. Meyer, C. Wong, F. Engel, and S. Krumdieck, "Design and Build of a 1 kilowatt Organic Rankine Cycle Power Generator," *35th New Zeal. Geotherm. Work. 2013 Proc.*, pp. 1–7, 2013.
- [79] S. Quoilin and V. Lemort, "The Organic Rankine Cycle: Thermodynamics, applications and optimization," pp. 1–12, 2011.
- [80] P. Srihirin, S. Aphornratana, and S. Chungpaibulpatana, "A review of absorption refrigeration technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 5, no. 4, pp. 343–372, 2000.
- [81] P. G. Eduardo, "Diseño de un sistema deshidratador de alimentos geotérmico de baja entalpía," Universidad Nacional Autónoma de México, 2014.
- [82] Y. A. C. Amaranto and O. A. Sierra, "Diseño y construcción del prototipo de una máquina productora de hielo tubular," Universidad Industrial de Santander, 2011.

ANEXOS

ANEXO I. SISTEMAS DE CICLO RANKINE ORGÁNICO (ORC)

El ORC, es una tecnología conocida desde principios de 1980. Este sistema se utiliza normalmente en cuatro aplicaciones principales: recuperación de calor residual, plantas de energía geotérmica, plantas de combustión de biomasa y plantas solares [78].

Esta tecnología, muestra numerosas ventajas sobre el tradicional ciclo de vapor Rankine, es más rentable para las centrales con una potencia eléctrica de salida limitada [79]. El fluido de trabajo del ORC es un componente orgánico como el amoníaco, pentano o halocarbonos, caracterizados por una temperatura de ebullición menor que la temperatura de ebullición del agua y permitiendo la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de calor que poseen bajas temperaturas, logrando una mayor eficiencia que la tecnología de ciclo de vapor convencional [78]. Básicamente existen dos configuraciones en estos sistemas, el ORC básico y el ORC regenerativo, del regenerativo hay dos sub clasificaciones, regenerativo seco y regenerativo húmedo, como se aprecia en la **Figura 62**.

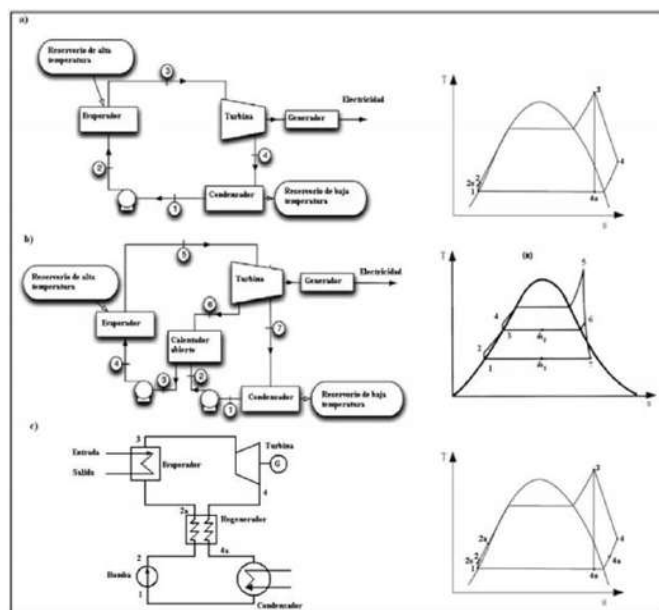


Figura 62. Diagramas de los ciclos a) ORC básico b) regenerativo húmedo y c) regenerativo seco con sus diagramas T-s correspondientes

En la Figura 2 a), muestra un ORC básico compuesto de cuatro equipos, turbina, condensador, la bomba y el evaporador. Es usado cuando el equipo es pequeño o cuando el rendimiento de un regenerador no compensa su costo. Funciona igual que un ciclo Rankine básico. Existen dos posibles casos de ORC regenerativos, regeneración húmeda b) y regeneración seca c), según la diferencia de temperaturas entre la salida de la turbina y la temperatura de salida del condensador [24] En la **Tabla 59**, se muestran algunos de los fluidos orgánicos e inorgánicos que utilizan los sistemas ORC.

Tabla 59. Fluidos de trabajo orgánicos e inorgánicos para sistemas ORC [24].

SUSTANCIA	P _{crítica} [MPa]	T _{crit} [°C]	Rango [°C]
Acetona (C ₃ H ₆ O)	4.7	234.95	276.85,-94.65
Amoniaco (NH ₃)	11.33	132.25	426.85,-77.655
Benceno	4.89	288.9	361.85,9.85
Butano	3.796	151.98	315.85,-138.28
Decafluorobutano (C ₄ F ₃₀)	2.3234	113.18	226.85,-84.15
Dodecafluoropentano (C ₅ F ₁₂)	2.045	147.41	226.85,73.15
Tolueno	4.1273	318.61	426.85,-95.15
Sulfuro de carbonilo (COS)	6.37	105.62	376.85,-138.85
Cis Buteno	4.2255	162.6	251.85,-138.85
Ciclo Hexano	4.075	280.49	426.85,6.32
Ciclo Propano	5.5797	125.15	199.85,-0.15
Decano	2.103	344.55	401.85,-29.65
Dimetileter	5.3702	126.95	176.85,-73.15
Dodecano	1.817	384.96	426.85,-9.55
Etano	4.8718	32.18	351.85,-182.8
Etanol	6.1609	240.78	426.85,-23.15
Heptano	2.736	266.98	326.85,-90.6
Hexano	3.034	234.67	326.85,-95.32
Sulfuro de hidrógeno	9	99.95	486.85,-85.45
Isobutano (2 Methyl propano)	3.64	134.67	299.85,-159.59
Isobuteno (2 Methyl, 1 propeno)	4.0098	144.94	276.85,-140.75
Isohexano (2 Methylpentano)	3.04	224.55	276.85,-153.55
Isopentano (2 Methylbutano)	3.396	187.2	226.85,-160.5
R152A	4.5168	113.26	226.85,-118.59
R245fa	3.64	154.05	226.85,-73.15
R21	5.1812	178.33	200.04,-73.15
R22	4.99	96.145	276.85,-157.42
R32	5.782	78.105	161.85,-136.81
Metanol	8.1035	239.45	346.85,-97.54

Resumen de datos de proveedores y fabricantes de ORC.

En la **Tabla 60**, se presenta un resumen de fabricantes y proveedores de módulos ORC, en la primera columna se aprecian los rangos de temperatura mínima para operación de las unidades y en la segunda los rangos de capacidad de producción de energía eléctrica.

Tabla 60. Compañías y especificaciones de unidades ORC.

<i>COMPAÑÍA</i>	<i>TEMPERATURA MÍNIMA DE OPERACIÓN [°C]</i>	<i>POTENCIA ELÉCTRICA [kW]</i>
ACCES ENERGY	95 Y 120	125 (GROSS)
ADORATEC	300	315-1600
ELECTRA-THERM	77-116	35-110
ENERGET	115	275
ENOGIA	80-200	5-100
EXERGY	90-260	100- 50000
FREEPOWER	180-225	6-120
GMK	100-250	50-2000
INFINITY TURBINE	80	250
OPCON	55-150	HASTA 800
TRIOGEN	350	165
TURBODEN	MENOR A 350	200-2000
ENERBASQUE	85 A 95	25
LANCEA	91 A 149	280 kW a 480 V / trifásico / 60 Hz 272 kW a 400 V / trifásico / 60 Hz
SIEMENS	300	300-2000
TECNO-ECOR		50-450

ANEXO II. FICHA TÉCNICA DEL MÓDULO ORC ENOGIA 40LT



DATASHEET:

ENOGIA'S ENO-40LT ORC SYSTEM FACT SHEET

ENOGIA's ENO-40LT Low Temperature 40kW Organic Rankine Cycle module uses ENOGIA proprietary Organic Rankine Cycle (ORC) Turbo-Generator that was specifically designed for high reliability and low maintenance.

Unlike volumetric expanders, lubrication is oil free and there is no metal to metal contact ensuring no wear and highest MTBF.

The innovative hermetic architecture of the turbogenerator provides high performance and low maintenance, resulting in low operation costs.



ENOGIA, created in 2009 by four engineers, is specialized in the development of ORC modules.

The company has received several public research grants related to green energy solutions and sustainable development.

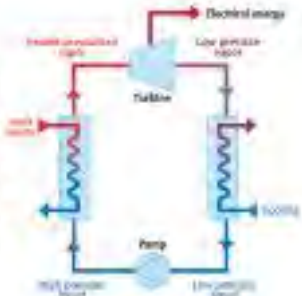
ENOGIA benefits from the label "Young innovative company" of the French Ministry of Research since 2010.

The company welcomed new private investors in 2012.

Since the beginning of 2014, ENOGIA is backed by a strategic partnership with IFP Energies Nouvelles, a major research and innovation center, which allows ENOGIA to broaden the power range of its turbines and widen the field of use of heat-to-power solutions.

ENOGIA's ENO-40LT Organic Rankine Cycle module is a complete, packaged unit, that includes all the components needed for a reliable and efficient heat to power conversion.

Installation is very simple : hot loop and cold loop are connected to the ORC with standard ISO PN16 flanges, electrical output is connected to the grid directly with the grid feed inverter, and communication with the fully automated control system is made via ethernet.



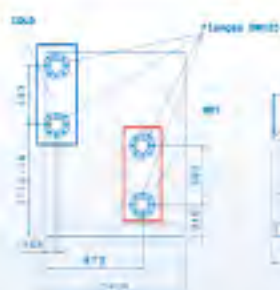
ENOGIA ENO-40LT : your trusted partner for Low Temperature Heat to Power conversion !



ENOGIA SAS
19, avenue Paul Héroult 13015 Marseille FRANCE
T : +33 4 84 25 60 17 / info@enogia.com / www.enogia.com

ENO-40 LT COMPLETE ORC MODULE

Small and fully integrated ORC module !



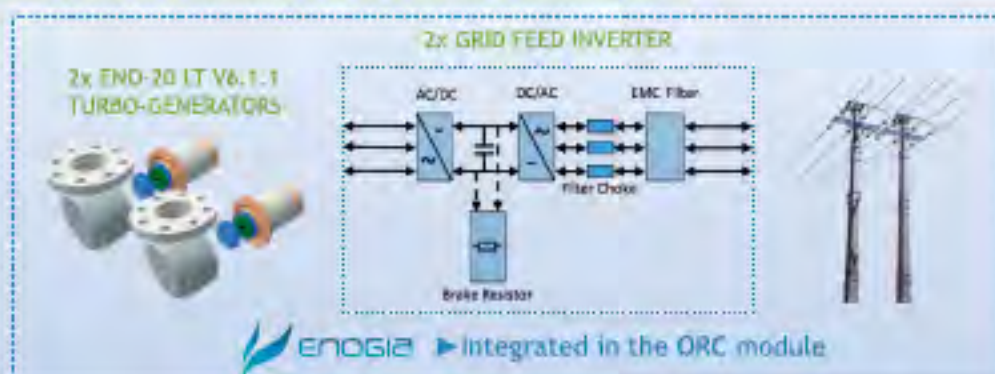
MAIN DIMENSIONS

Length	2.40 m
Width	1.40 m
Height	1.85 m

CONNECTIONS

Hot loop	2 ISO flanges DN125 PN16
Cold loop	2 ISO flanges DN125 PN16
Electrical output	400V 50Hz 3ph
Data	ethernet RJ45

Simplified grid connection thanks to the integrated inverter !



ENO-40 LT ORC MODULE

Working fluid	EO451a (R134a option)
Heat flux	Up to 800kW @90°C
Efficiency	From 5 to 8%
Weight	2 tons
Inlet fluid conditions	water/glycol
Low temperature startup	60°C
Max temperature	120°C
Cooling	Water/glycol, 10 to 30°C

KEY ADVANTAGES

- Low temperatures applications
- Use of two reliable ENO-20 LT turbo- generators in parallel
- Possibility of valorisation of the cold loop (drying, heating water, building heating,...)
- Plug and play system
- Optional integration in a container
- Supervision, data logging

Especificaciones técnicas de mayor detalle del espaciamiento entre los equipos que conforman el módulo ENOGIA 40LT se presentan en la **Figura 63**.

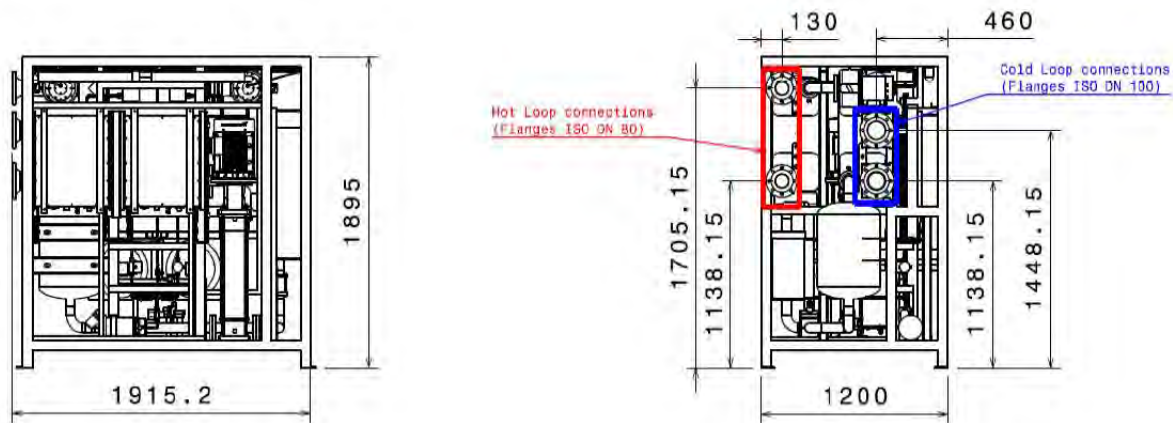


Figura 63. Distribución de equipos en el módulo ENOGIA 40LT.

Diferentes vistas del módulo con los equipos y componentes que conforman, **Figura 64** y **Tabla 61**.

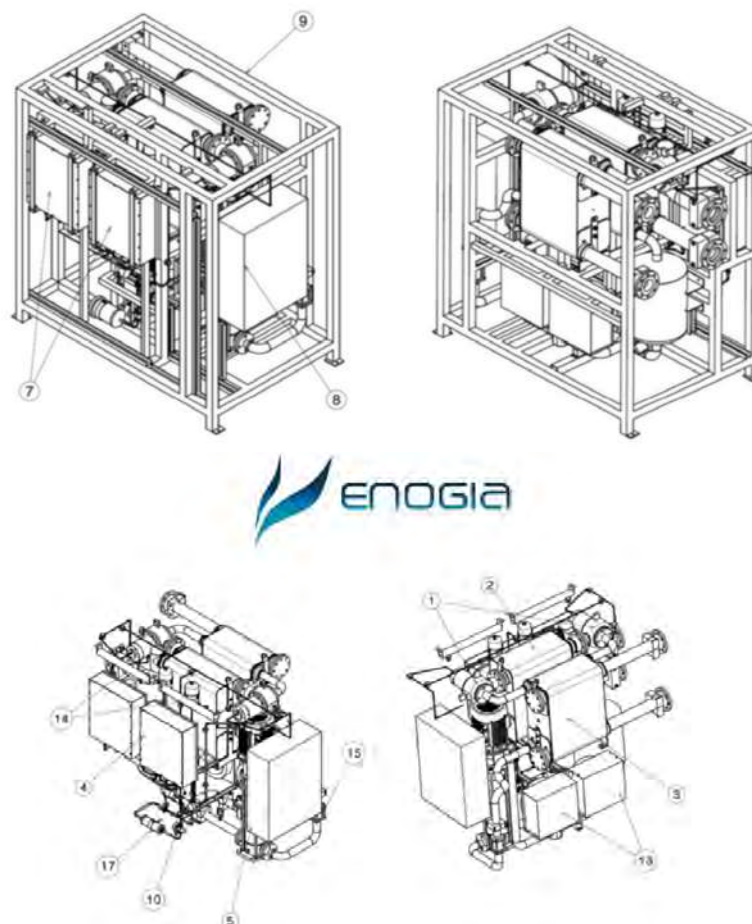


Figura 64. Componentes y distribución de equipos del módulo ENOGIA 40LT.

Tabla 61. Componentes del ENO-40LT.

1	Turbina
2	Condensador
3	Evaporador
4	Tanque de fluido
5	Bomba principal
6	Inversor de alimentación a la red
7	Gabinete eléctrico
8	Patín
9	Bomba de lubricante
10	Bomba de enfriamiento
11	Tanque de agua
12	Enfriador seco
13	Resistencia de frenado
14	Filtro de bucle principal
15	Filtro de bucle de lubricación
16	Válvula de una vía

Guía de instalación del módulo ORC ENOGIA proporcionada por el fabricante.

- Posicionar el patín de ORC en el lugar deseado para su operación
- Conectar el agua caliente a las bridas de agua caliente del ORC
- Conexión del agua fría a las bridas de agua fría del ORC
- Conexión de la conexión eléctrica de rejilla a alimentar
- Conexión de la línea de datos Ethernet al ORC PLC integrado
- Si es necesario conectar el bus de datos local Modbus al PLC integrado ORC

El esquema de la figura muestra las conexiones a realizar con el fin de asegurar el correcto funcionamiento de la unidad ORC.

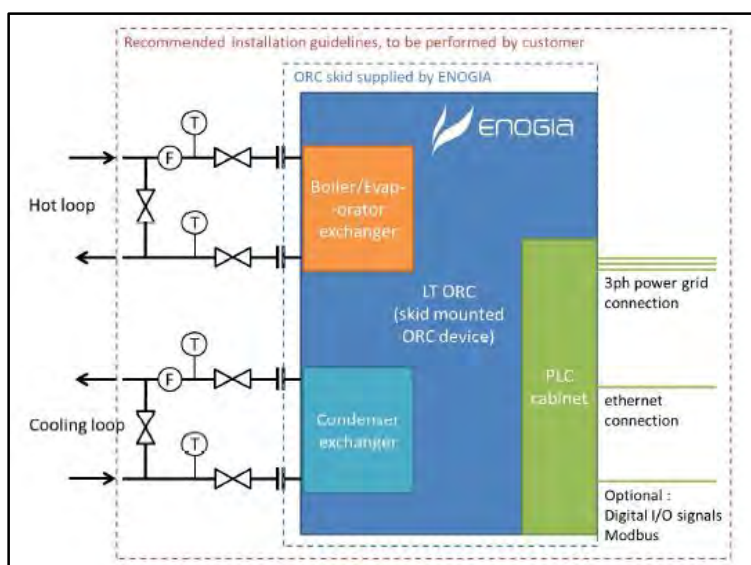


Figura 65. Tubería de lazo cerrado para el agua caliente y fría del módulo ENOGIA 40LT.

Especificaciones del agua a utilizar en el módulo ENOGIA 40LT

Con el fin de garantizar el correcto funcionamiento y una larga vida útil del ORC, debe ser usada solamente agua limpia, con las siguientes especificaciones:

- Agua neutra a ligeramente alcalina PH (7-8,5)
- Agua libre de material abrasivo
- Agua con pocos sólidos disueltos (o nada de sólidos).
- Los intercambiadores de calor están hechos de acero inoxidable (304 L como estándar, 316 L como opcional) con soldadura fuerte de cobre. Los productos químicos que causan la corrosión de acero inoxidable o de cobre no deben estar presentes en la fuente de agua caliente.

Condiciones ambientales de operación

El ORC debe estar cubierto con una techumbre. Además, dentro de las condiciones de operación críticas se distinguen las siguientes:

- La temperatura ambiente máxima de funcionamiento del ORC es 40 °C.
- La temperatura ambiente máxima de almacenamiento del ORC es 50 °C.
- Frío mínimo de funcionamiento en la sala de ORC de 0 °C.
- Temperatura de almacenamiento en frío mínima del ORC es de -10 °C.

Conexiones eléctricas y transferencia de datos

El módulo ENOGIA 40LT se debe de interconectar a la red como se muestre en el diagrama de la **Figura 66** y consta de dos turbogeneradores (2xENO-20LT V6.1.1) y dos inversores de alimentación a la red (2xGRID FEED INVERTER).

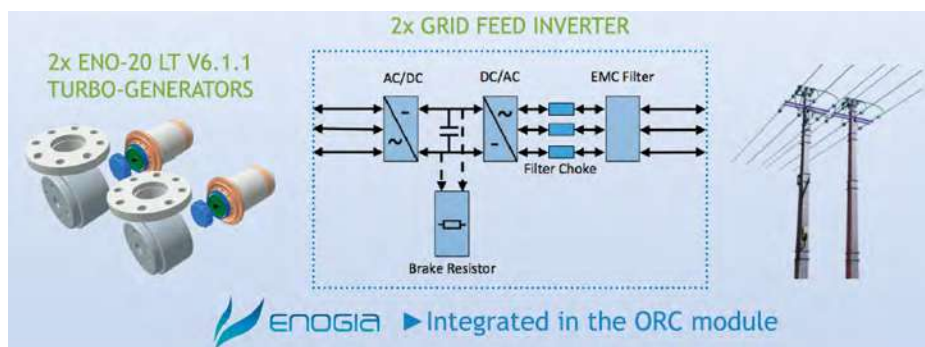


Figura 66. Turbogeneradores e inversores del ENOGIA 40LT.

Conexiones eléctricas para el consumo y la inyección

La fuente de alimentación del módulo ORC es trifásica. La energía producida por el ORC se debe alimentar a la red a 400V, 60 Hz y 3 fases, con conexión de neutro y tierra. Como se muestra en los bloques de potencia de 35mm² de la **Figura 67**.

ANEXO III. EQUIPOS DE REFRIGERACIÓN POR ABSORCIÓN

Gran parte de los procesos industriales utilizan energía térmica con la quema de combustibles fósiles o utilizando energías renovables como recursos geotérmicos para diferentes aplicaciones. Generalmente la energía térmica después de ser utilizada, se tira al ambiente como desperdicio. Este calor desperdiciado puede ser útil para la refrigeración utilizando un sistema de refrigeración por absorción [80].

Principio de operación

En la **Figura 69(a)**, se muestran dos contenedores conectados entre sí. El contenedor de la izquierda tiene líquido refrigerante, mientras que el contenedor de la derecha contiene una solución binaria de líquido absorbente/refrigerante. La solución del contenedor de la derecha absorbe el vapor refrigerante del contenedor de la izquierda provocando una reducción de presión mientras que el vapor de refrigerante está siendo absorbido, la temperatura restante del refrigerante se reduce como consecuencia de su vaporización. Esto causa que el efecto de refrigerante ocurra en el contenedor izquierdo. Al mismo tiempo, la solución del contenedor derecho se vuelve más diluida por alto contenido de refrigerante absorbido. A esto se le llama “proceso de absorción”. El proceso de absorción es un proceso exotérmico, el calor debe ser evacuado a los alrededores para mantener su capacidad de absorción [80].

Cuando la solución no puede seguir con el proceso de absorción, el refrigerante tiene que ser separado de la solución diluida. Se aplica calor al contenedor derecho para secar el refrigerante de la solución, como se muestra en la **Figura 69(b)**. El vapor del refrigerante se condensa por la transferencia de calor. Sin embargo, el efecto de refrigerante no se puede producir continuamente. Entonces, el ciclo de absorción de refrigerante es la combinación de estos dos procesos como se muestra en la **Figura 70**, [80].

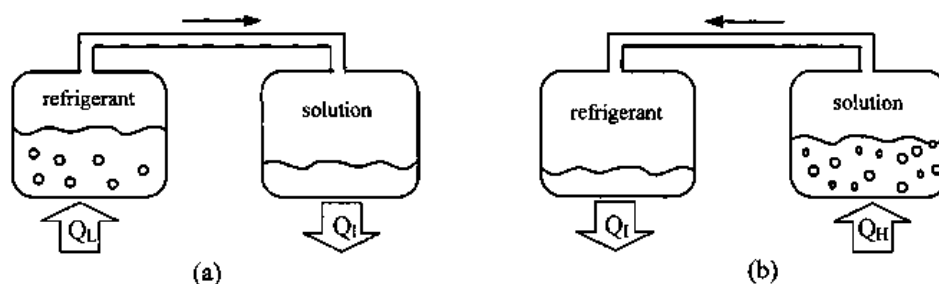


Figura 69. (a) Proceso de absorción causando efecto refrigerante y (b) proceso de separación de refrigerante como resultado de adición de calor.

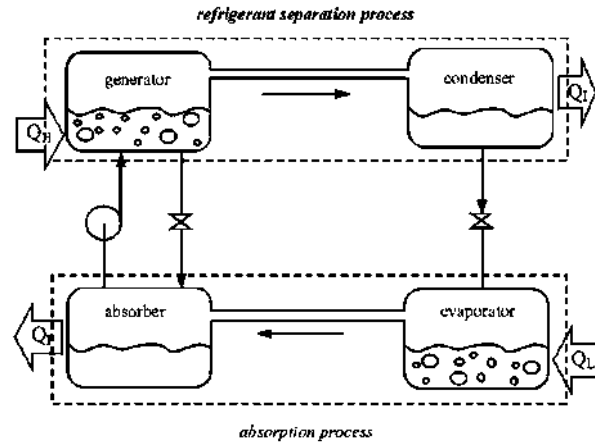


Figura 70. Ciclo continuo de absorción compuesto por dos procesos.

Los fluidos de trabajo más comunes son H_2O/NH_3 y $LiBr/H_2O$. El NH_3 (refrigerante) y H_2O (absorbente) son altamente estables para un amplio rango de temperaturas y presiones de operación. El NH_3 puede ser utilizado para aplicaciones de bajas temperaturas como el punto de congelación a $-77^\circ C$. El ciclo requiere de un rectificador, sin este el agua se acumulará en el evaporador y descompensaría el rendimiento del sistema. Existen otras desventajas como la alta presión, toxicidad y corrosivo al cobre y aleaciones de cobre. Además, los dos son volátiles. El Li/Br (absorbente) no necesita rectificador y un extremadamente alto calor de vaporización del agua (refrigerante). Utilizando el agua como refrigerante los límites de baja temperatura están sobre los $0^\circ C$. También es corrosivo para algunas aleaciones. En altas concentraciones la solución es propensa a la cristalización [80].

Sistema de absorción de simple efecto

El sistema de refrigeración por simple efecto es el más simple y comúnmente usado. La **Figura 71**, muestra un sistema de simple efecto utilizando un absorbente no volátil como el $LiBr/H_2O$.

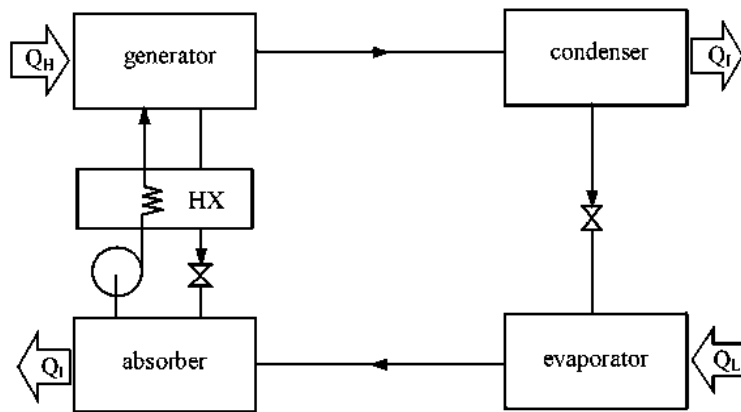


Figura 71. Sistema de simple efecto con intercambiador de calor.

En el ciclo el calor de alta temperatura suministrada al generador se utiliza para evaporar refrigerante hacia fuera de la solución. Posteriormente una parte del calor suministrado al ciclo se rechaza en el condensador hacia los alrededores. Cuando se utiliza un absorbente volátil como H_2O/NH_3 , el sistema requiere un componente extra llamado “rectificador”, el cual purifica el refrigerante antes de entrar al condensador [80].

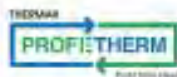
Resumen de proveedores y fabricantes de sistemas de absorción

A continuación, en la **Tabla 62**, se muestra las compañías de los sistemas de absorción. En la primera columna los nombres de las compañías, la segunda columna las temperaturas de activación, la tercera columna muestra las temperaturas de frío que son posibles obtener, en la cuarta los rangos de capacidades de enfriamiento en kilowatts y en la última los recursos de activación siendo los más comunes agua caliente, vapor y calor residual de diferentes procesos

Tabla 62. Compañías y especificaciones de máquinas de absorción.

Compañías	Temperatura activación (°C)	Temperatura frío (°C)	Capacidad de enfriamiento (kW)	Recurso de activación
AGO CONGELO	90	-30	50 - 1000	Calor residual en forma de agua, vapor o aceite
COLIBRI-BV	-	-60	150 - orden MW	Agua presurizada, agua caliente o vapor
ENERGY CONCEPTS	71.1	-45.5	35.1 - 17584.2	Agua caliente, humos de escape, agua caliente geotérmica y con colectores solares
ROBUR	80	3	-	Gas
SOLAR NEXT	80	-10	12 - orden MW	-
THERMAX	-	-60	175.8 -1582.5 o (hasta 3516.8)	Vapor, agua caliente o humos de escape
TRANSPARENT ENERGY SYSTEMS PVT. LTD.	-	-60	200 - 400	-
YAZAKI	70 - 95	6.6	17.58 – 175.84	Ciclo de absorción energizado por agua caliente

ANEXO IV. FICHA TÉCNICA DEL SISTEMA DE ABSORCIÓN DE SIMPLE EFECTO SINGLE EFFECT THERMAX 50 TR



TECHNO-COMMERCIAL PROPOSAL FOR

SINGLE EFFECT LT HOT WATER DRIVEN VAPOUR ABSORPTION MACHINE



Cooling Capacity:	50 TR		
Machine Model:	5G Series	Quantity	01 No.
Project:	Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo		
Location:	Mexico		
Offer Number:	T/NR/Feb/Mexico/01/R0	Date	04/02/2016

Contact Us:	Thermax Ltd D-13, MIDC Chinchwad R D Aga Road Pune - 411027	Nitish Rai Cooling International Business Thermax
Telephone:	+91-20-27475941 (5 lines)	+91-70 28 01 72 49
Email:		Nitish.rai@thermaxglobal.com
Website:	www.thermaxglobal.com	www.profittherm.com

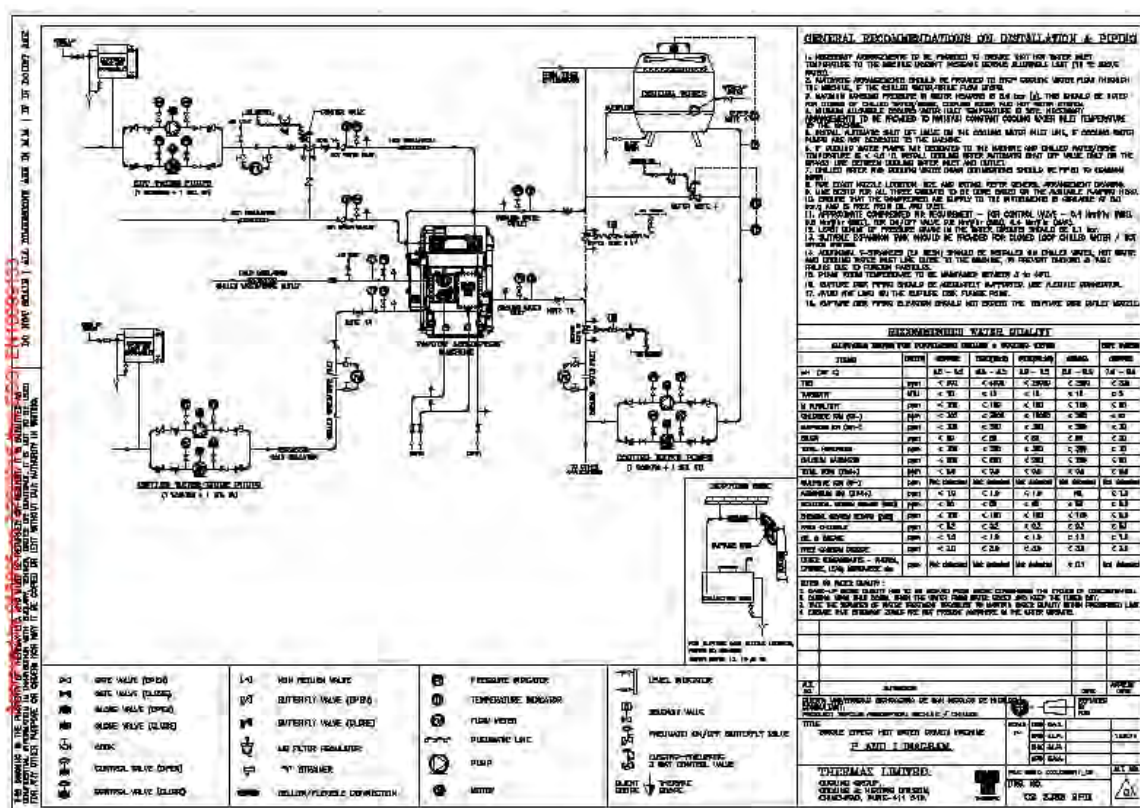
C. TECHNICAL SPECIFICATIONS

	Description	Unit	
	Capacity ($\pm 3\%$) :	TR	50.0
A. Chilled Water Circuit :			
1.	Chilled water flow	m ³ /hr	21.5
2.	Chilled water inlet temperature	°C	12.0
3.	Chilled water outlet temperature	°C	5.0
4.	Evaporator passes	No.	4
5.	Chilled water circuit pressure loss	mLC	1.7
6.	Chilled water Connection diameter	DN	80
7.	Glycol type		NA
8.	Chilled water glycol %	%	0.0
9.	Chilled water fouling factor	m ² hr °C/kcal	Standard
10.	Maximum working pressure	kg/cm ² (g)	8
B. Cooling Water Circuit:			
1.	Cooling water flow	m ³ /hr	52.0
2.	Cooling water inlet temperature	°C	25.0
3.	Cooling water outlet temperature	°C	32.0
4.	Absorber / Condenser passes	No.	4/2
5.	Cooling water circuit pressure loss	mLC	4.3
6.	Cooling water connection diameter	DN	100
7.	Glycol type		NA
8.	Cooling water glycol %	%	0.0
9.	Cooling water fouling factor	m ² hr °C/kcal	Standard
10.	Maximum working pressure	kg/cm ² (g)	8
C. Hot Water Circuit :			

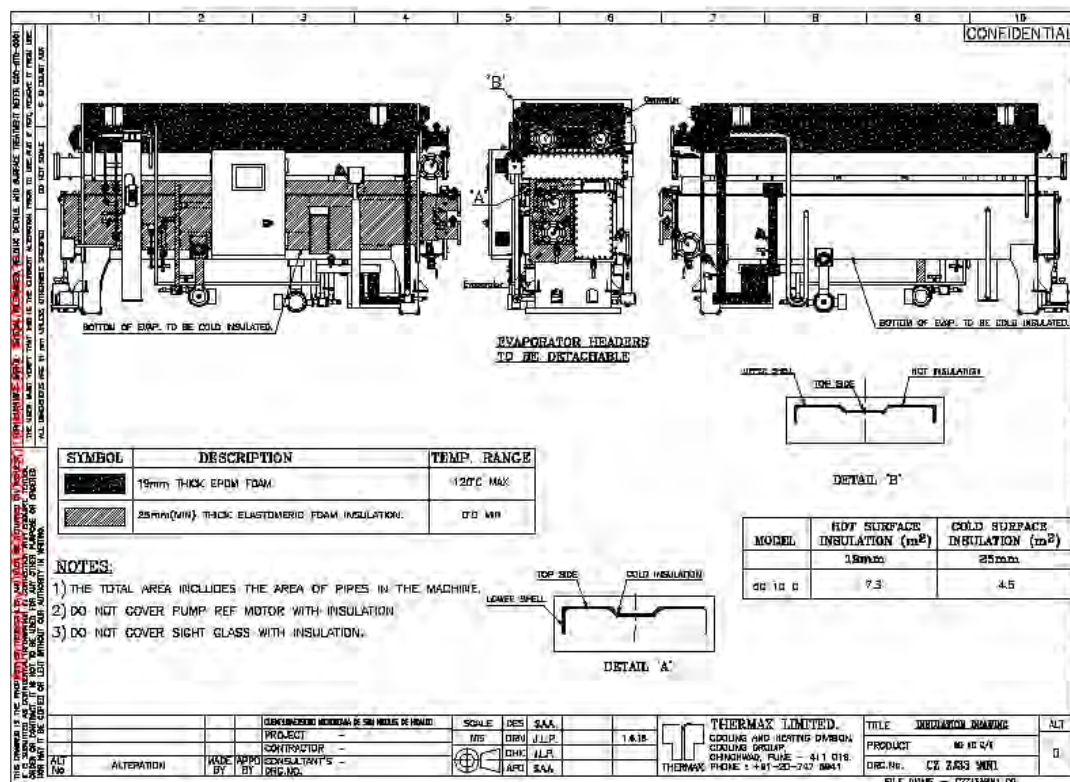
1.	Hot water flow ($\pm 3\%$)	m ³ /hr	21.9
2.	Hot water inlet temperature	°C	95.0
3.	Hot water outlet temperature	°C	85.0
4.	Generator passes	No.	4
5.	Hot water circuit pressure loss	mLC	1.0
6.	Hot water connection diameter	DN	80
7.	Glycol Type		NA
8.	Hot water glycol %	%	0.0
9.	Hot water fouling factor	m ² hr °C/kcal	Standard
10.	Maximum working pressure	kg/cm ² (g)	8
D Electrical Data :			
1.	Power supply		415 V $\pm 10\%$, 50 Hz $\pm 5\%$, 3 Phase+N
2.	Power consumption	kVA	5.1
3.	Absorbent pump rating	kW (A)	1.1 (3.4)
4.	Refrigerant pump rating	kW (A)	0.1 (0.6)
5.	Vacuum pump rating	kW (A)	0.75 (1.8)
E Physical Data :			
1.	Length	mm	2535
2.	Width	mm	1635
3.	Height	mm	2200
4.	Operating weight	ton	4.20
5.	Flooded weight	ton	5.60
6.	Dry weight	ton	3.40
7.	Shipping Weight	ton	3.80
8.	Tube cleaning space	mm	2110

F	Tube Metallurgy :		
1.	Evaporator tube material		Copper
2.	Absorber tube material		Copper
3.	Condenser tube material		Copper
4.	Generator tube material		SS 430Ti
G	Low Temperature Heat exchanger Type		Standard

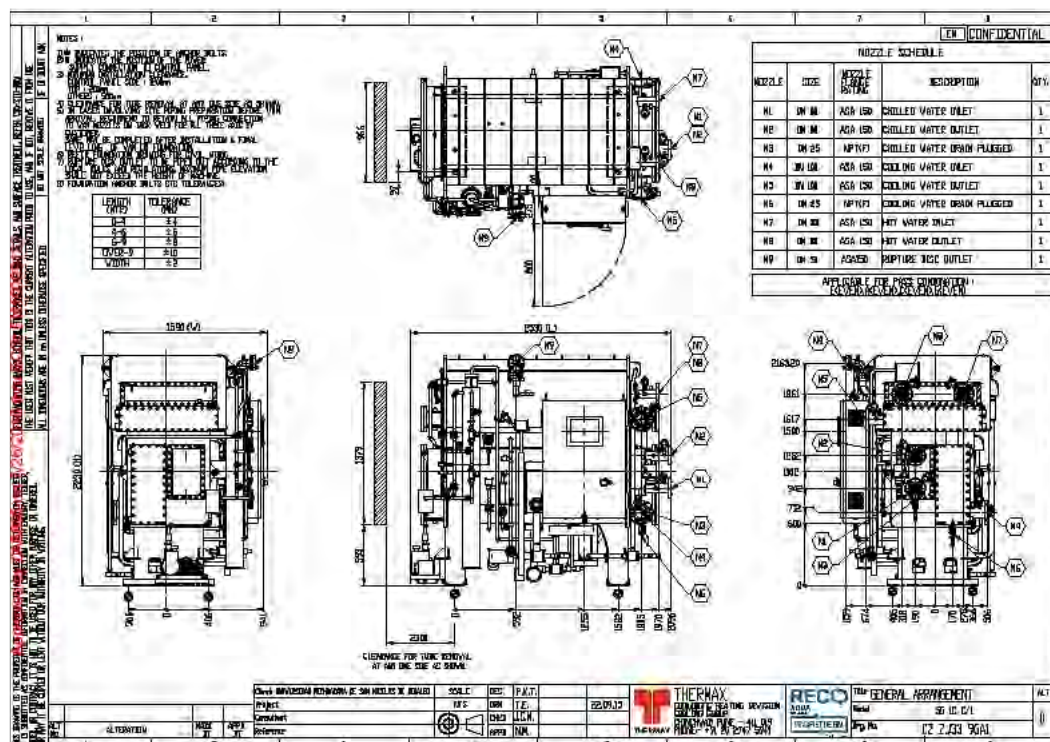
Recomendaciones generales para la instalación y tubería para el sistema THERMAX 50TR



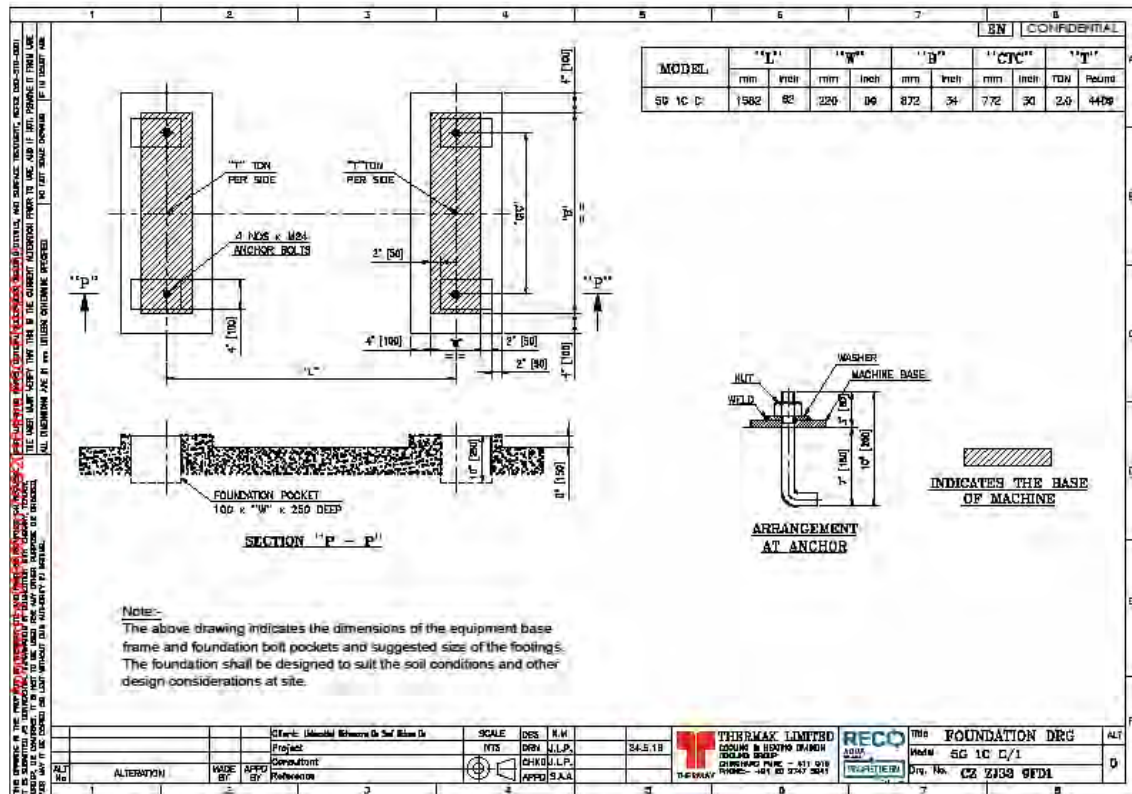
Esquema del aislamiento del sistema THERMAX 50TR



Esquema general de tubería del sistema THERMAX 50TR



Obra civil para el sistema THERMAX 50TR



ANEXO V. EQUIPOS DE DESHIDRATACIÓN

Existen diferentes tipos de tecnologías para deshidratación. El tipo de deshidratador adecuado está en función de diversos parámetros como lo son, el tipo de alimento, su consistencia, contenido de humedad, etc.

Con el aprovechamiento de la energía geotérmica de baja entalpía puede llevarse a cabo el calentamiento del aire y utilizarse en la deshidratación de alimentos. Además, se ha comprobado que es posible utilizar el recurso geotérmico no solo para el deshidratado de alimentos, también para el secado de madera, papel, cerámica, entre otros [61].

Los deshidratadores son equipos que por medio de transferencia de calor elimina el agua de los alimentos deshidratándolos completamente. Los materiales utilizados para la construcción de estos equipos son variados, regularmente el hierro fundido es el material utilizado de soporte, el acero inoxidable y el aluminio son los principales materiales para el contacto con los alimentos. Algunos plásticos como el polietileno pueden ser usados a altas temperaturas [81]. Para el aislamiento del calor es común utilizar fibra de vidrio.

Resumen de proveedores y fabricantes

En la búsqueda de los sistemas de deshidratación por medio del aprovechamiento del recurso geotérmico, se han encontrado proveedores de deshidratadores solares y eléctricos, los cuales se muestran en la siguiente sección.

En la **Tabla 63**, se muestra los proveedores, temperaturas de trabajo, capacidad de producto para deshidratar y fuente de energía

Tabla 63. Compañías y especificaciones de deshidratadores.

Compañía	Capacidad	Temperatura (°C)	Fuente
ARESMA SYSTEM FOOD	5 - 45 charolas	-	Electricidad
AINGETHERM INGENIERÍA TÉRMICA LTDA.	20 - 70 charolas	Max 180	Electricidad 10 – 18 kW
BIORENACES	3 - 25 Kg	50 - 75	Solar
CIERMI	25 Kg	55 - 75	Solar
CODE SOLAR CIA LTDA.	-	-	Solar Auxiliar agua caliente
LUXEK	5 – 150 Kg	40 – 70 °C	Híbrido Solar/gas/eléctrico
SAECSA ENERGÍA SOLAR	Hasta 500 Kg	90 °C	Solar
HORNOS Y SERVICIOS	-	Hasta 150 °C	Eléctrico 2 kW
WATER AND SUN	5 – 15 Kg	-	Solar

ANEXO VI. EQUIPOS PARA PRODUCCIÓN DE HIELO

Se contempla la producción de hielo tubular, debido a que es el más comercializado para consumo humano. Por otro lado, en caso de la selección de un sistema de absorción de simple efecto que trabaje con un par de trabajo $\text{BrLi}/\text{H}_2\text{O}$, es necesario el uso de una máquina frigorífica convencional que trabaje con un ciclo de compresión de vapor para suplir la producción de hielo y la máquina de absorción se empleara para el uso de una cámara de refrigeración. A continuación, se explica el ciclo de compresión de vapor.

Ciclo de compresión de vapor

El ciclo de compresión de vapor es el más comúnmente utilizado. Teniendo como fuente primaria de energía la electricidad que alimenta un motor eléctrico como fuente de energía mecánica. La **Figura 72**, representa un esquema básico de un sistema de refrigeración por compresión de vapor. Los elementos básicos que conforman el sistema son el compresor, aspira el vapor del evaporador y lo comprime; el condensador, que se encarga de enfriamiento transmitiendo el calor al ambiente y el condensado; válvula de expansión, expande el vapor y genera una mezcla líquido-vapor a baja presión y por último el evaporador, vaporiza la mezcla retirando calor del ambiente [45].

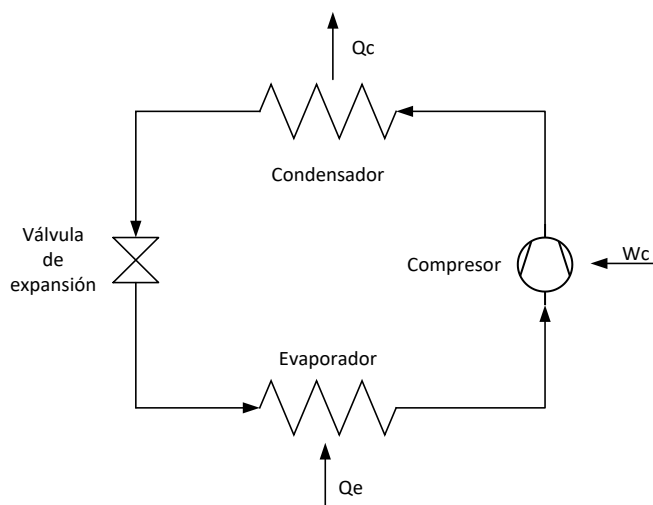


Figura 72. Elementos básicos del sistema de compresión de vapor

Máquina básica para producción de hielo tubular

Una máquina de hielo tubular es semejante a un intercambiador de calor de tubos, en el que el agua se encuentra dentro de los tubos y el refrigerante por fuera en el espacio circundante. Este tipo de máquinas funciona según un ciclo de tiempo, el hielo tubular se desprende mediante un proceso de descarchado con gas caliente. Conforme el hielo sale del tubo, este es cortado con una cuchilla dejando una longitud predefinida adecuada a las necesidades que se tengan (ver **Figura 73**). La temperatura a la salida del evaporador tiene un valor inicial de $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ y un valor final de entre -7 y $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Este tipo de máquina utiliza refrigerantes como el

R-717, R-404A, R-507, R-22, R-12, etc. Las máquinas de hielo tubular son ventajosas a otros tipos debido a que producen hielo a una presión de succión mayor [82].

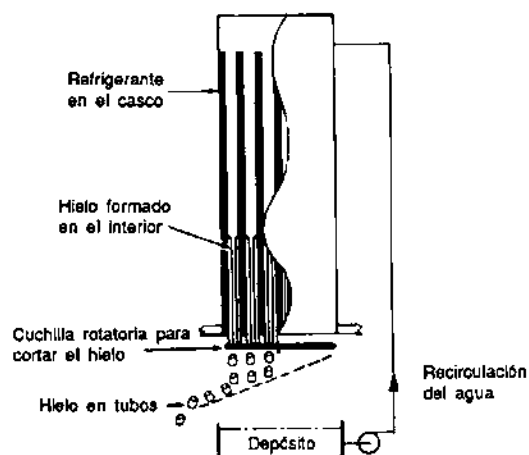


Figura 73. Máquina para producción de hielo tubular.

Resumen de proveedores y fabricantes

En la **Tabla 64**, se muestra los proveedores, capacidad de producción de hielo en tubos, refrigerante utilizado, temperatura del evaporador y potencia.

Tabla 64. Compañías y especificaciones de máquinas de hielo

Compañía	Capacidad (Ton / día)	Temperatura del evaporador	Refrigerante	Potencia
CBFI	1/30	-	R22/R404A	4/90 kW
HOSHIZAKI AMERICA, INC.	.023/1.073	-	-	4.1/10.6 (kWh por cada 45.35 kg)
ICESTA ICE SYSTEM	1/80	-40 °C	R22/R404	4.69/205.5 (Kw)
ICE-O-MATIC	.159/.842	-	-	5-8 (kWh/100 Kg Ice)
LIER	.2-30	-22 °C	NH3/R22/R404a/R507	1.1-115.7 (kW)
MORRIS	20-100	-12 °C	R-717/R-507	
OMT ICE MCHINES	3-20	-	R22	4.1-900 (kW)
SNOWELL ICE SYSTEMS	1-20	-15	R-404a/R-22/otros	4.5-87.6 (kW)
SNOWKEY	1	-15	R404a/r507a/r717	5 (HP)
VOGT TUBE ICE	2.7-80	-	R-404a/NH3	
ZHEJIANG KINGFIT ENVIROMENT CO., LTD.	1-20	-15 °C	R-404A/R-22	3.7-53.2 (kW)

ANEXO VII. FICHA TÉCNICA DE LA MÁQUINA DE HIELO 1 TUBE ICE MACHINE SNOWELL ICE SYSTEMS



Details:

1. Power supply is 220 Voltages, 3 phases, and 60 Hertz
2. Refrigerant is R404a, and we pre-charge enough R404a before shipping. Machine is plug-in-ready design.
3. Standard working condition is 30°C ambient temperature, and 22°C inlet water temperature.
4. Ice daily productive capacity is no less than 1000 kilograms in standard working condition.
5. The machine is equipped with GEA Bock piston compressor(Made-in-Germany), pure Danfoss valves, pure Danfoss pressure controllers, pure Refco gauges, pure O&F pressure vessels, mainly Schneider electrical parts and so on. 85% are international famous brand components.
6. Installed power is 4.5 KW, and about 100KWH to make 1 tons of ice tubes.
7. Standard Ice tube external diameter is 22mm / 29mm / 35mm. You can choose only one diameter among them.
8. Food-grade ice tubes are transparent, crystal, beautiful and consumable. Perfect ice for cooling beverage, drinks and so on.



ANEXO VIII. FICHA TÉCNICA DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR SONDEX S41



► S41/42 - S62 - S86 - S110 Plate Heat Exchangers

Recommended Applications:

The S41/42, S62, S86 and S110 range of Sondex plate heat exchangers is specially designed for the HVAC area, the geothermal-, marine-, and heat recovery area as well as the food, industrial and chemical market.

Design Principle:

The S41/42, S62, S86 and S110 plate range with lengths up to 2,3 m (7,5 ft) and a "long" thermal pattern will cover many duties up to 350 m³/h (1.541 gpm) in a single pass solution, meaning that all the connections are on the head side. This will ensure easy pipe- and service work, and by dismantling the exchanger for service, no pipes need to be removed.

The heat transfer is obtained, when the warm medium transfers energy through the thin, strong flow plates between the channels and delivers it to the cold opposing medium without mixing the two media. Counter-current flow creates the optimal efficiency. The plate- and inlet design allows effective, easy CIP (Cleaning in Place) of all "flow" surfaces.

Flow plates:

The corrugated "herringbone" pattern ensures turbulent flow in the whole effective area. Furthermore, this pattern brings "metallic" contact between the plates, and together with "Sonder Lock" lock devices on the gaskets, the plate pack is easily assembled. The plate pack is held firm and safely between the fixed head and movable follower of the frames.

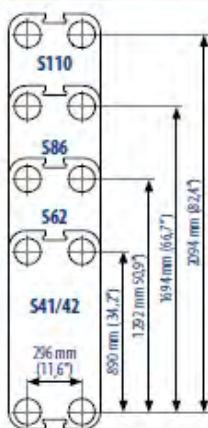
Data Required for Correct Quotation:

- Duty
- Flow rate
- Temperature
- Type of media
- Working pressure
- Working Temperature
- Pressure loss
- Thermodynamic properties

Above data determines the choice of heat exchanger.



S110



For exact dimensions of the PHE please refer to the dimension drawing

Technical Information

Frame:

- Painted frame, colour RAL 5010 (available in other colours)
 - Stainless steel frame, designed for the food and dairy industry.
- Both frames comes with clamping bolts placed around the frame edge.

Design Pressure:

- Painted frames: 1.0/1.5/2.5 MPa. (145/217/362 PSI)
- Stainless steel frame: 1.0/1.6 MPa. (145/232 PSI)

Intermediate Frames:

Intermediate frames and corner blocks for IS and FS frames in stainless steel.

Construction Standard:

- EN13445 (PED 97/23/EC)
- AD2000 (Merkblätter)
- ASME sec VIII, Div. 1

Connections:

- DN150/6" flange in carbon steel, rubberlined or clad with AISI 316 or titanium
 - DN100/4", DN125/5" and DN150/6" dairy unions
- According to all known standards.

Plate Material:

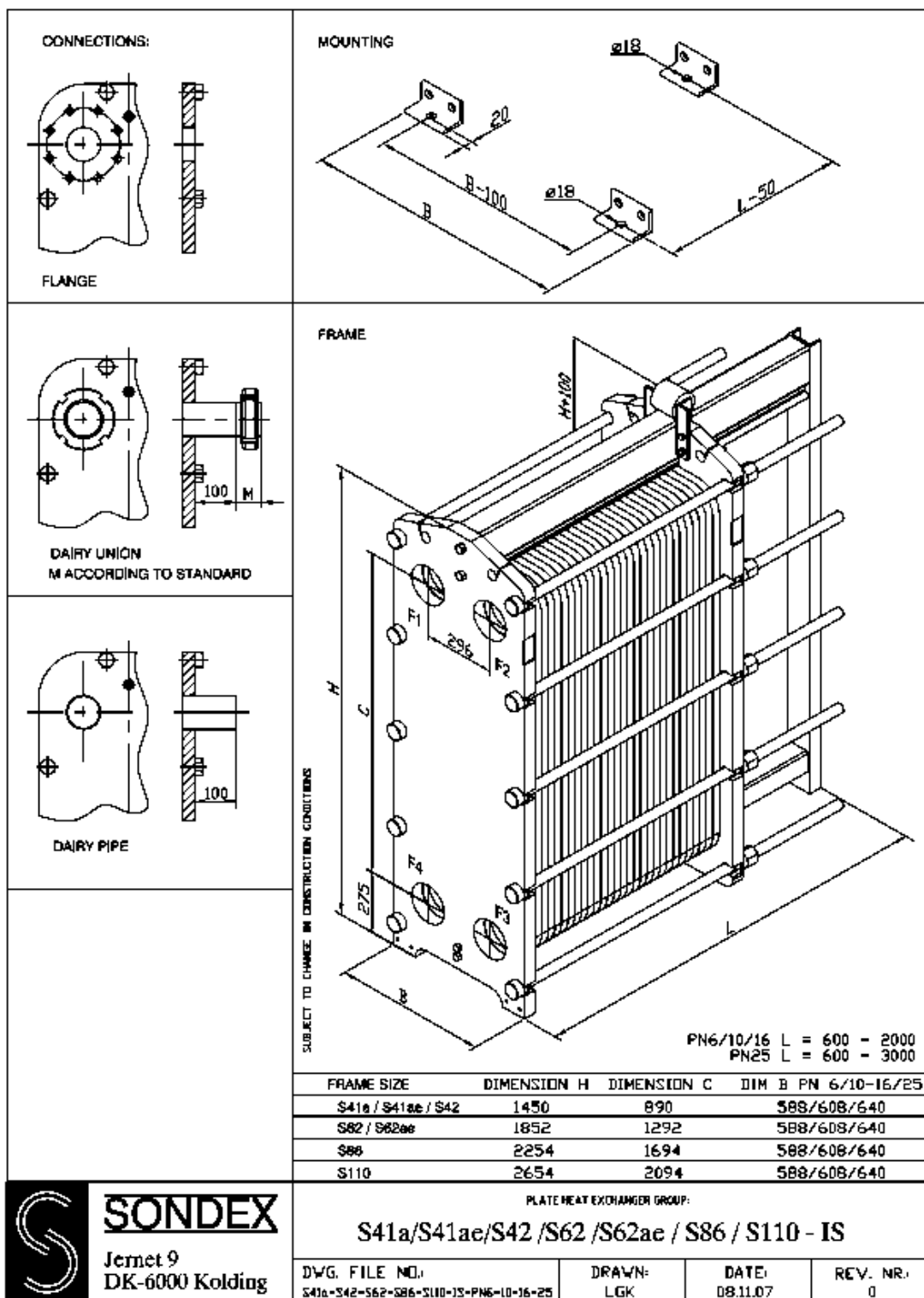
AISI 304/316, 254 SMO and titanium. Also 2 x 0.4 mm "Sonder Safe" plates, for food and industry. Other materials available on request.

Gaskets:

The gasket is placed in the closed gasket groove, that is formed by the plates. This design makes the plate suitable for high working pressures. The plates are strongly guided during the assembly of the plate heat exchanger. Materials: NBR, EPDM and Viton. Other materials available on request.

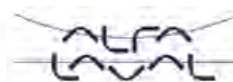
Extra Equipment:

- Safety cover in stainless steel
- Insulating jacket
- Assembling spanner
- Foundation feet for IS frame
- Instrument flange
- Thermometer and manometer



ANEXO IX. FICHA TÉCNICA DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR DE PLACAS ALFA LAVAL T5M-FG

Alfa Laval Plate Heat Exchanger Specification



Customer:

Model: T5M-FG

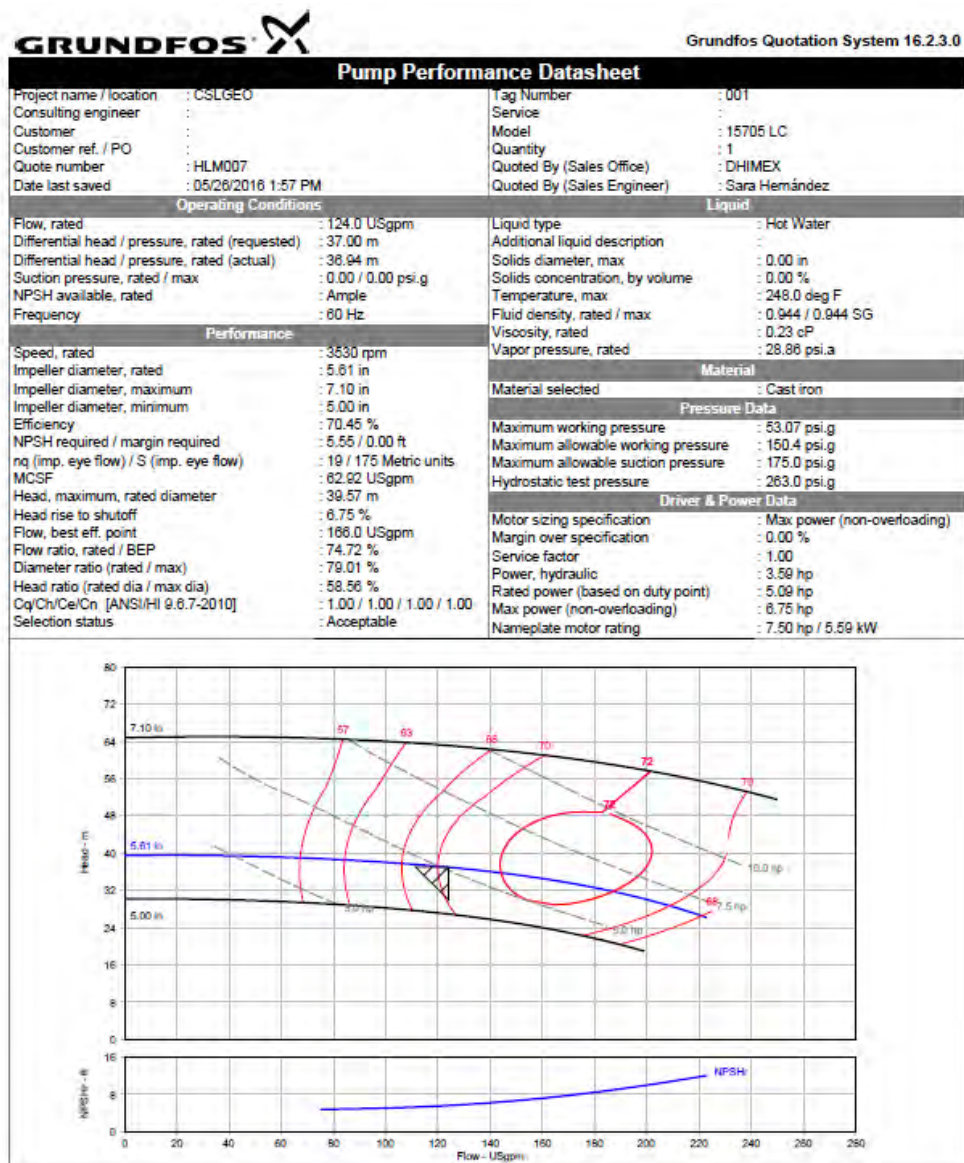
Project: (Untitled 0)

Item: DHIMEX

Date: 26/09/2016

		Hot Side	Cold Side
Fluid		Water	Water
Density	lb/ft ³	62.22	62.45
Specific heat capacity	Btu/lb. °F	1.00	1.00
Thermal conductivity	Btu/ft h °F	0.351	0.338
Viscosity inlet	cP	0.895	1.52
Viscosity outlet	cP	1.01	1.24
Volume flow rate	GPM	135.3	95.8
Inlet temperature	°F	77.0	41.0
Outlet temperature	°F	68.0	53.6
Pressure drop	psi	9.71	5.82
Heat exchanged	kBtu/h		607.8
L.M.T.D.	°F		25.2
Heat transfer area	ft ²		25.3
Rel. directions of fluids		Countercurrent	
Number of plates		30	
Number of passes		1	1
Additional plate capacity		25	
Plate material / Thickness		ALLOY 304 / 0.50 mm	
Gasket material		NBRP Clip-on	NBRP Clip-on
Connection material		Stainless steel	Stainless steel
Connection diameter	in	2	2
Nozzle orientation		S1 -> S2	S4 <- S3
Pressure vessel code		ASME	
Design Pressure	psi	150.0	150.0
Test pressure	psi	195.0	195.0
Design temperature	°F	150.0	150.0
Overall length x width x height	in	16 x 10 x 29	
Liquid volume	ft ³	0.1	0.1
Net weight, empty / operating	lb	178 / 194	

ANEXO X. FICHA TÉCNICA DE LA BOMBA CENTRÍFUGA HORIZONTAL GRUNDFOS 15705LC



DHIMEX - Tomjil 180A - Victoria De Las Democracias - Mexico City, Mexico 02870
phone: 52 55 53 56 65 30 - fax: 52 55 53 56 65 31

Construction Datasheet

Project name / location : CSLGEO				Tag Number : 001	
Consulting engineer :				Service :	
Customer :				Model : 15705 LC	
Customer ref. / PO :				Quantity : 1	
Quote number : HLM007				Quoted By (Sales Office) : DHIMEX	
Date last saved : 05/26/2016 1:57 PM				Quoted By (Sales Engineer) : Sara Hernández	
Construction				Motor Information	
Nozzle	Size (in.)	Nozzle Configuration	Pos'n	Manufacturer	: Baldor
Suction	2	NPS	End	Frame Size	: -
Discharge	1.5	NPS	Top	Power	: 7.50 hp
Orientation / Configuration : Horizontal				RPM	: 3600
Rotation : Clockwise				Enclosure	: Explosionproof
Wear Ring Configuration : Single - Case				Operating Power Supply	: 480/3/60hz
Discharge Elbow Size : -				Efficiency	: Premium
Subplate : -				Service factor	: -
Sump Depth (feet) : -				Motor Application	: General Purpose
Bearing Frame : -				Motor Options/Accessories	: -
Bearing Frame Foot : -				Cord Length (feet)	: -
Bearing Type (Radial/Thrust) : In motor				Materials	
Bearing Lubrication : -				Case	: Cast Iron, ASTM A48 - Class 30
Thrust Bearing : -				Motor Bracket	: Cast Iron, ASTM-A48, CL 30
Intermediate Bearing : -				Impeller	: Special / Other (X)
Lower Bearing : -				Impeller Cap Screw and Washer	: Stainless Steel, AISI-303
Bearing Housing Accessories : -				Impeller Key	: Steel, Cold Drawn C1018
PACO Construction code : 10-15705-XX000X-XXXX				Case wear ring	: Tin Bronze, ASTM B584-90500 (B18)
Baseplate, Coupling and Guard				Impeller wear ring	: -
Baseplate : Not Applicable				Pump Shaft	: Steel, AISI-1040
Drip Pan : -				Sleeve	: Bronze, III832, C89835
Coupling : -				Line Shaft	: -
Guard : Not Applicable				Column	: -
Seal & Packing Construction				Discharge Pipe	: -
Sealing Method : Single Seal, Type 21S				Discharge Elbow	: -
Seal Material : Viton Carbon Si-Cbd SS-Spring and Hardware				Suction Elbow	: -
Packing Gland : -				Subplate	: -
Lantern Ring : -				Hardware	: Steel, Grade 5
Recirculation Lines : Copper Tubing with Brass Fittings				O Rings	: Buna N
Weights (Approx.)				Pump Coatings	: Standard Manufacturers Paint
Pump : 50.10 lb					
Baseplate : -					
Driver : 0					
Estimated Shipping gross weight : 49.10 lb					

Customer Price Sheet

Project name / location : CSLGEO	Tag Number : 001
Consulting engineer :	Service :
Customer :	Model : 15705 LC
Customer ref. / PO :	Quantity : 1
Quote number : HLM007	Quoted By (Sales Office) : DHIMEX
Date last saved : 05/26/2016 1:57 PM	Quoted By (Sales Engineer) : Sara Hernández

Construction

PACO Construction Code: 10-15705-XX000X-XXXX	Flow: 124.0 USgpm	Head: 37.00 m	Impeller diameter: 5.61 in
--	-------------------	---------------	----------------------------

Totals

Grand Total	RFQ	Lead Time Total	N/A
-------------	-----	-----------------	-----

Pump

Qty	Description	Average Unit Price	Extended Price
1	15705 LC Scope of Supply Scope of Supply: Complete Unit (Pump and Motor mounted horizontally) General Pump Construction Pump Rotation: Clockwise Pump Case Material: Cast Iron, ASTM A48 - Class 30 Nozzle Configuration: NPS Impeller Material: Special / Other (X) Impeller Cap Screw and Washer: Stainless Steel, AISI-303 Impeller Key: Steel, Cold Drawn C1018 Hardware Material: Steel, Grade 5 Wear Ring Material: Tin Bronze, ASTM B584-00500 (B18) Wear Ring Configuration: Single (Case) Wear Ring Shaft Material: Steel, AISI-1040 Shaft Sleeve Material: Bronze, III932, C89835 Bearing Type: Rolling Element Bearing O Rings: Buna N Insert: Provided Seal & Packing Construction Seal Material (Stationary Seat/Rotating Head/Elastomer/Spring/ Hardware): Single Seal, Type 21S Viton Carbon Si-Cbd SS-Spring and Hardware Recirculation Lines: Copper Tubing with Brass Fittings Accessories Motor Bracket: Motor bracket provided Motor Bracket Material: Cast Iron, ASTM-A48, CL 30 Base Base: None Motor Driver Motor Size: Special motor 7.5 HP, 460/3/60hz, 3600 RPM, XP, Premium, Baldor -Weight not included in GA Motor Manufacturer: Baldor Motor Enclosure: Explosionproof Motor Efficiency: NEMA Premium Motor Phase: Three Phase Motor Application: General Purpose Shaft Grounding: None Paint & Coatings Coating: Standard Manufacturers Paint	RFQ	RFQ

DHIMEX - Tomjil 180A - Victoria De Las Democracias - Mexico City, Mexico 02870
 phone: 52 55 53 56 65 30 - fax: 52 55 53 56 65 31

Page 4 of 5

Pump

Qty	Description	Average Unit Price	Extended Price
	Certifications: None Testing & Documentation Test Level: No test CAD File is not supported Leadtime: Custom leadtime/Contact factory for leadtime Estimated Weights ea: 49.1 lbs		

ANEXO XI. FICHA TÉCNICA DE LA TORRE DE ENFRIAMIENTO REYMSA HRFG 812115



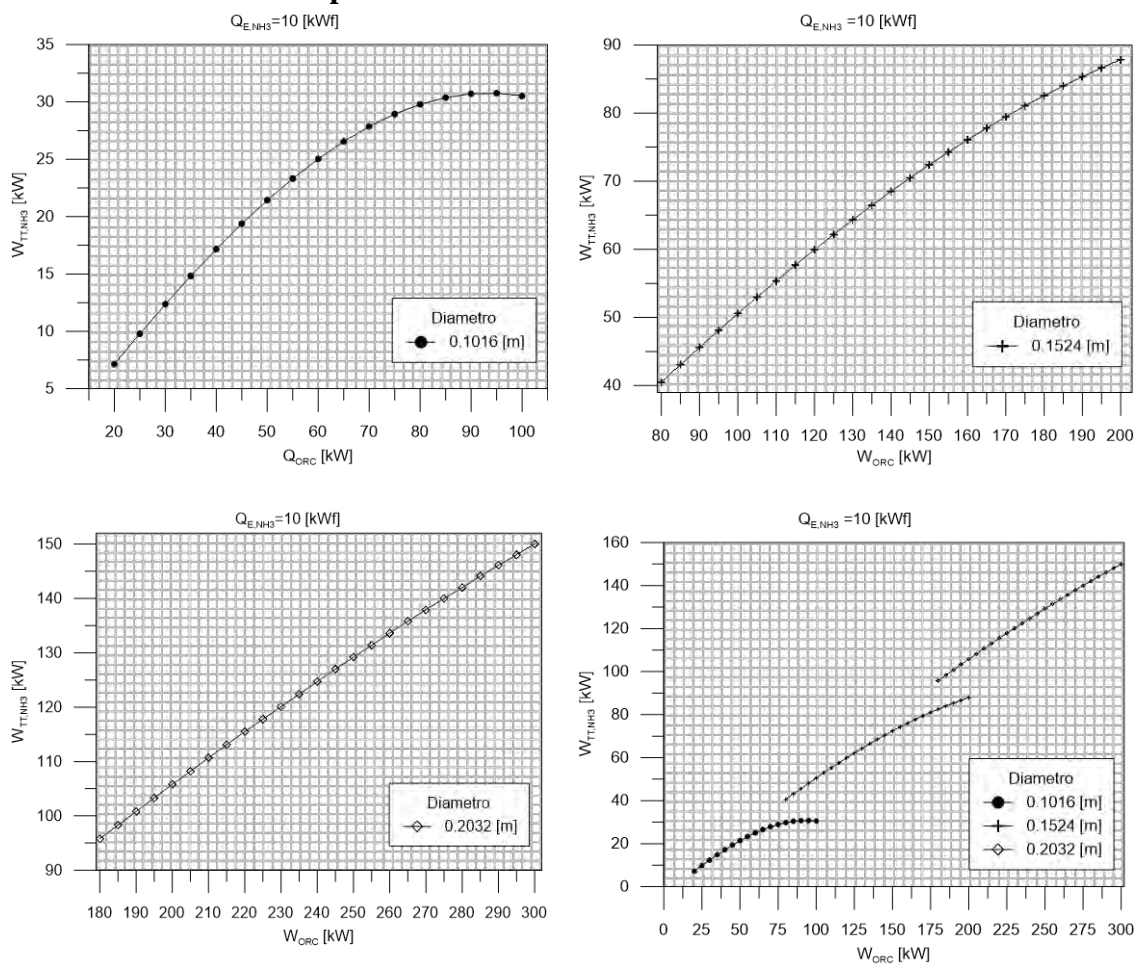
DATOS TÉCNICOS

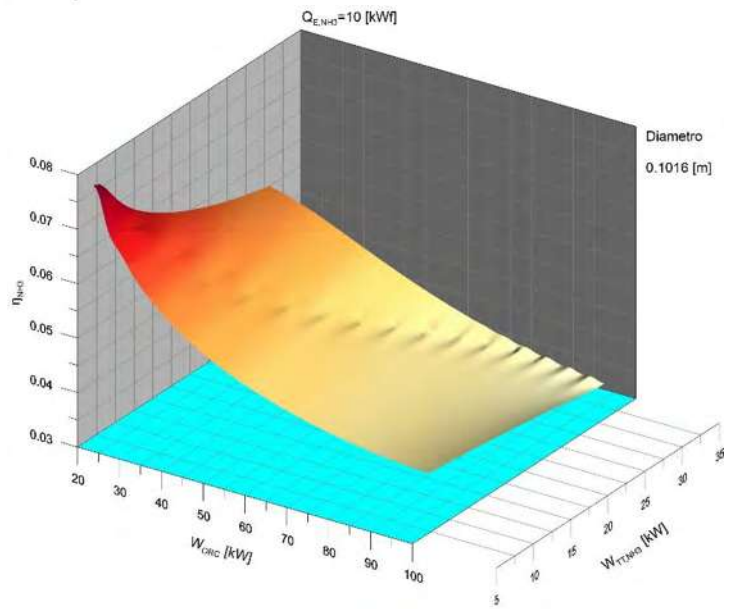
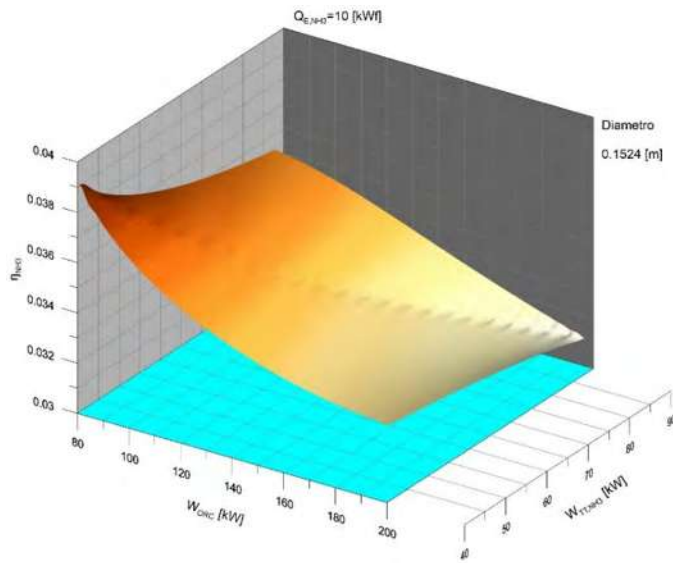
INFORMACIÓN GENERAL DEL EQUIPO	
FLUJO DE AGUA REQUERIDO	640 GPM
TEMPERATURA DE ENTRADA	89.6 °F
TEMPERATURA DE SALIDA	77 °F
TEMPERATURA DE BULBO HUMEDO	68 °F
LUGAR DE OPERACIÓN	
MODELO HRFG 812115	
ESPECIFICACIONES GENERALES POR EQUIPO	
NÚMERO DE UNIDADES	01
LARGO TOTAL (CMS)	368
ANCHO TOTAL	244
ALTURA	397
PESO DE EMBARQUE (KG)	1,830
PESO DE OPERACION (KG)	4,529
TUBERIA DE ENTRADA DE AGUA CALIENTE(BRIDA)	1 DE 8"
TUBERIA DE SALIDA DE AGUA FRIA(BRIDA)	1 DE 8"
REBOSADERO(COPLER)	1 DE 2"
ALIMENTACION DE AGUA(COPLER)	2 DE 1"
DRENAJE(COPLER)	1 DE 2"
PURGA(COPLER)	1 DE 1/2"
VOLUMEN DE AGUA EN LA CISTERNA(LTS)	2,380
EQUIPO MECÁNICO	
NÚMERO DE RODETES	1
DIÁMETRO DE RODETES (CMS)	185
NÚMERO DE ASPAS POR RODETES	4
MATERIAL DE CONST. EN RODETES	FIBRA DE VIDRIO CON RESINA DE POLIAMIDA.
NÚMERO DE MOTORES	1
H.P.	15
R.P.M.	850
CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR	TCCV 230/460 VOLTS 3 FASES 60 HZ., F.S.=1.15 SEVERE DUTY, MARINE DUTY, INVERTER DUTY RATED.
ACOPAMIENTO DE RODETES A MOTORES	DIRECTO
MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN	
1 CUERPO	
ESTRUCTURA INTERIOR	PLASTICO REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO DE GRUESO ESPESOR
CUBIERTAS LATERALES	PLASTICO REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO
TAPAS SUPERIORES	PLASTICO REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO
CABEZAL DE ESPREAS	P.V.C. HIDRAULICO
ESPREAS	PLASTICO ABS
TIPO DE RELLENO	DE P.V.C. TERMOFORMADO, 03 CAPAS DE 1/2" DE CRESTA DE ALTA EFICIENCIA
ELIMINADOR DE ROCIO	DE P.V.C. TERMOFORMADO, 01 CAPA DE 1/2" DE CRESTA DE ALTA EFICIENCIA
ACABADO EXTERIOR	GEL COAT ESPECIAL PARA DAR DUREZA Y PROTECCION CONTRA RAYOS UV
2 CISTERNA	
CAJA COLECTORA DE AGUA	DE PLASTICO REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO DE GRUESO ESPESOR
3 VENTILADORES	
CILINDRO DEL VENTILADOR	PLASTICO REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO DE GRUESO ESPESOR
ACOPAMIENTO DEL RODETE A MOTOR	DIRECTO
MALLA DE PROTECCION PARA VENTILADOR	ACERO GALVANIZADO RECUBIERTA DE PVC.
ACABADO EXTERIOR	GEL COAT ESPECIAL PARA DAR DUREZA Y PROTECCION CONTRA RAYOS UV
4 TORNILLERIA	
MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN	ACERO INOXIDABLE

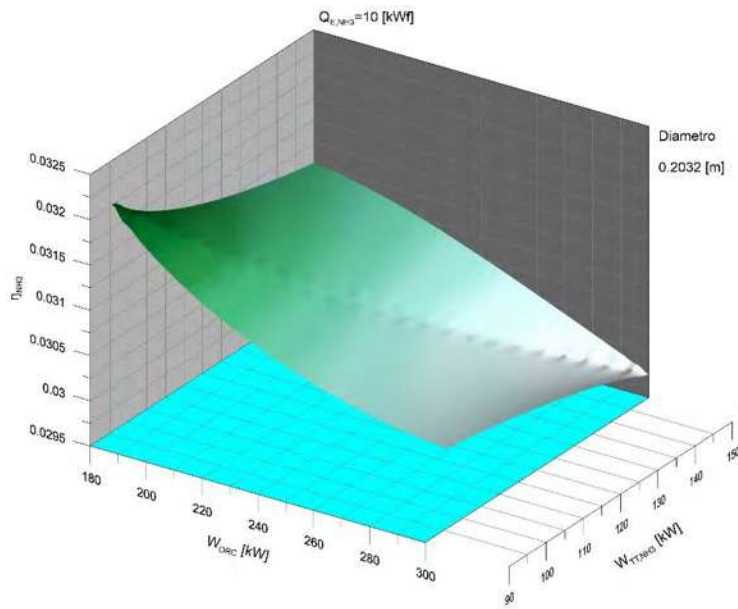
Callejón 6 de Mayo # 13 Col. La Tijera. Tlajomulco de Zúñiga, Jalisco. CP 45645
Tels: (33) 3612 76 43 / (33) 3612 70 86 Fax: (33) 3684 28 02

ANEXO XII. ANÁLISIS DE COMBINACIONES DE POTENCIAS NOMINALES EN EQUIPOS PRINCIPALES PARA EXCEDENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EFICIENCIA GLOBAL DE LA PLANTA

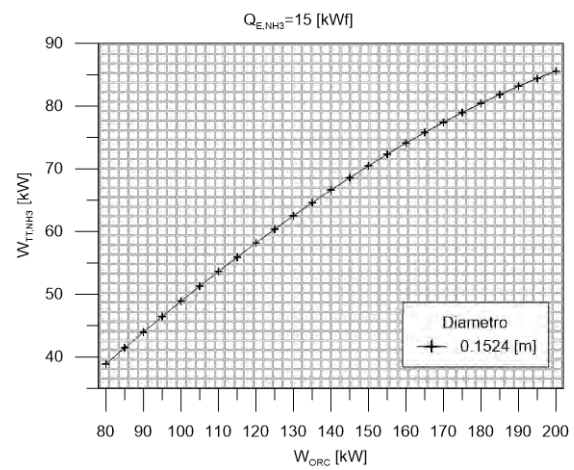
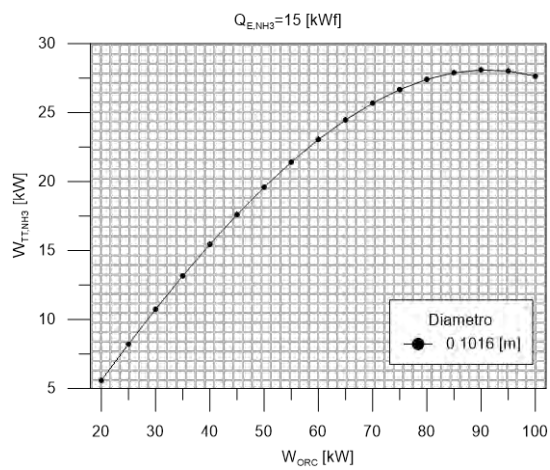
Sistema H₂O/NH₃ con capacidad de 10 kWf de enfriamiento

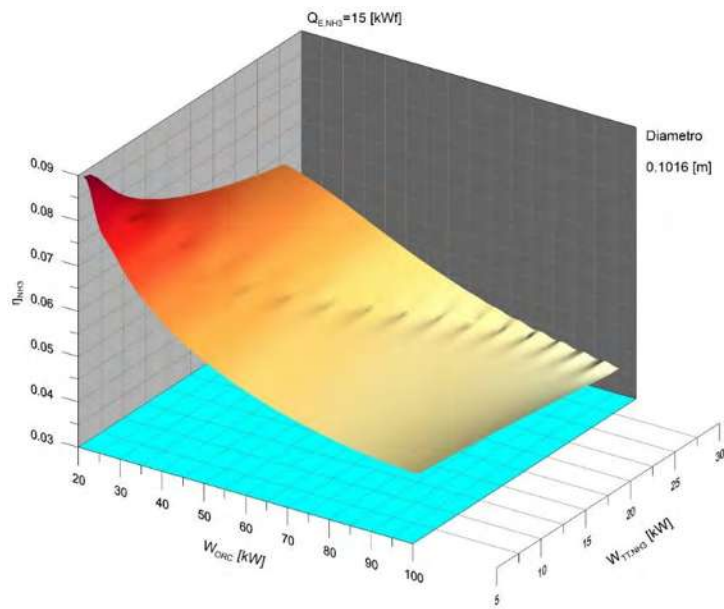
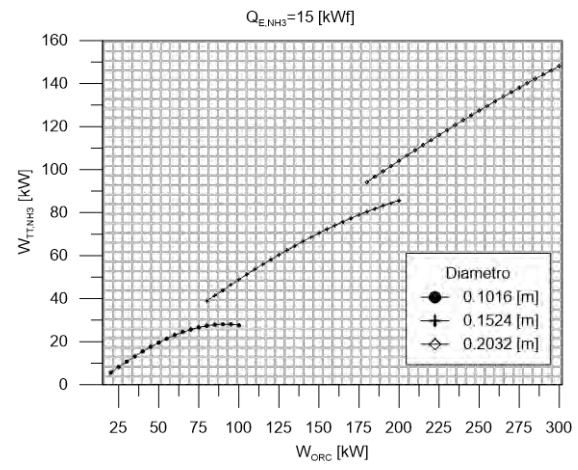
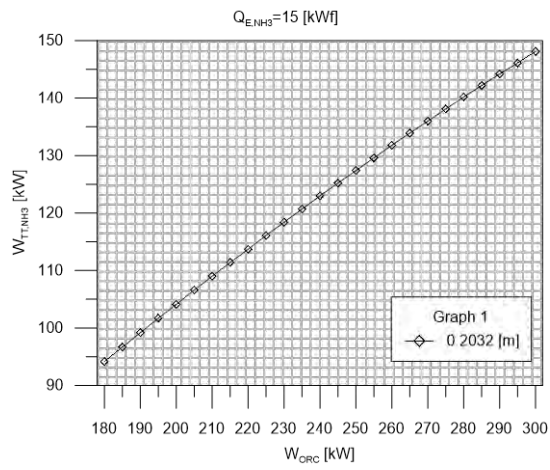


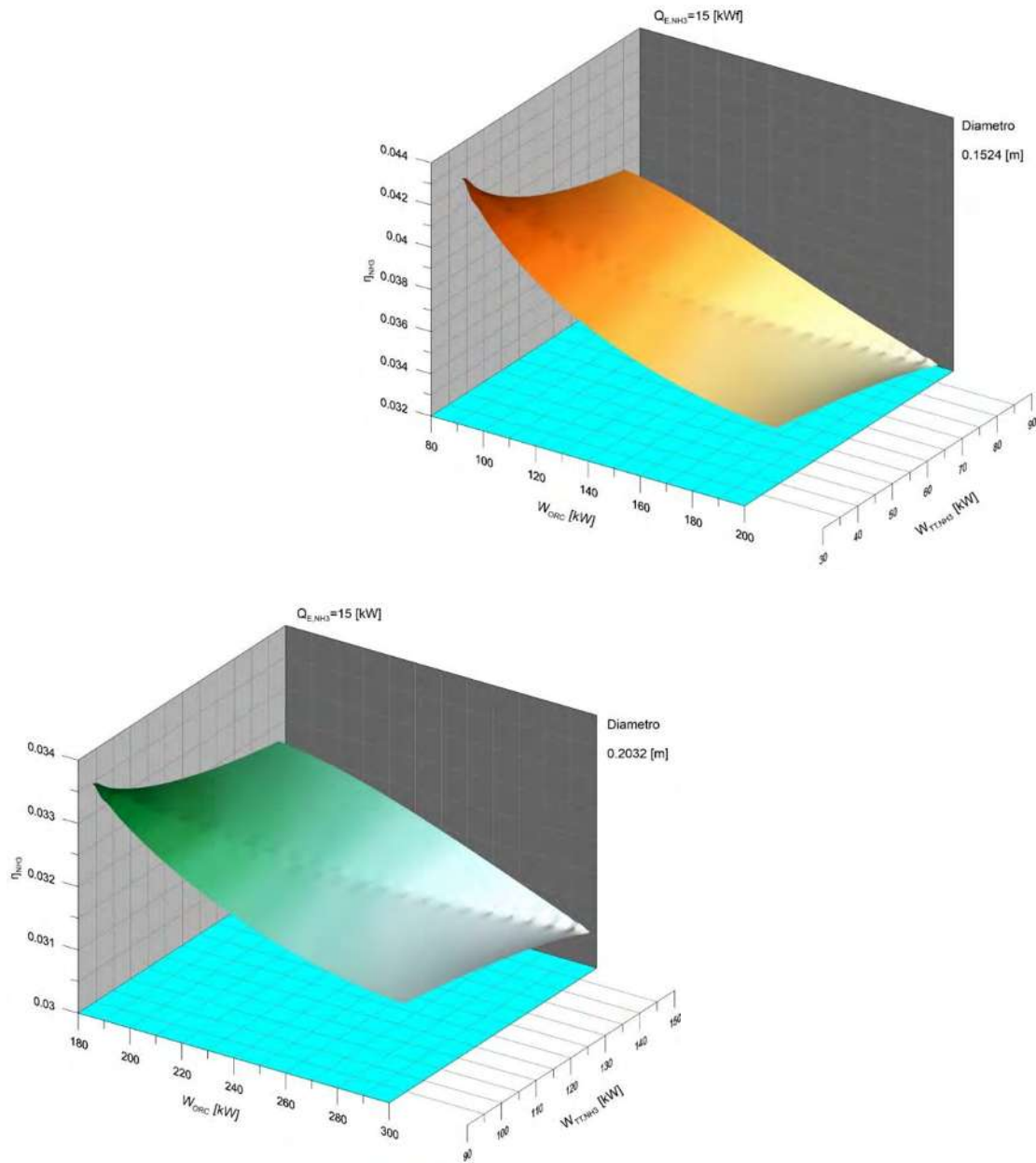




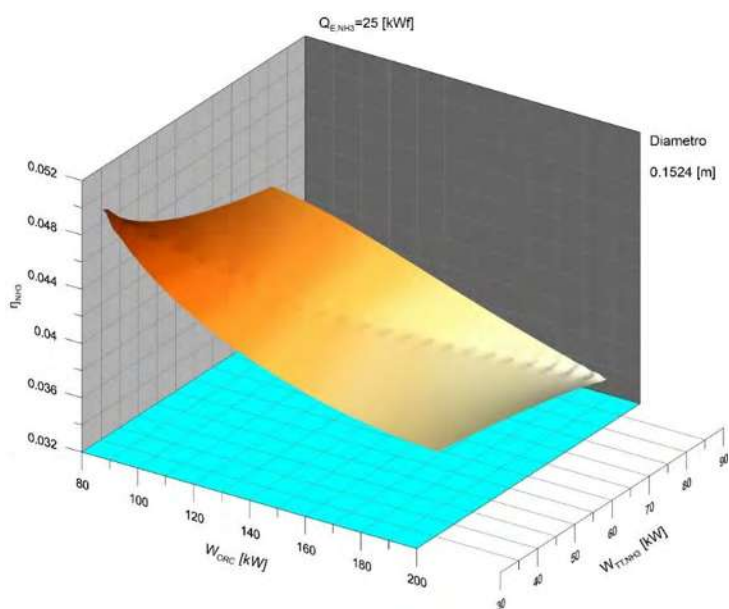
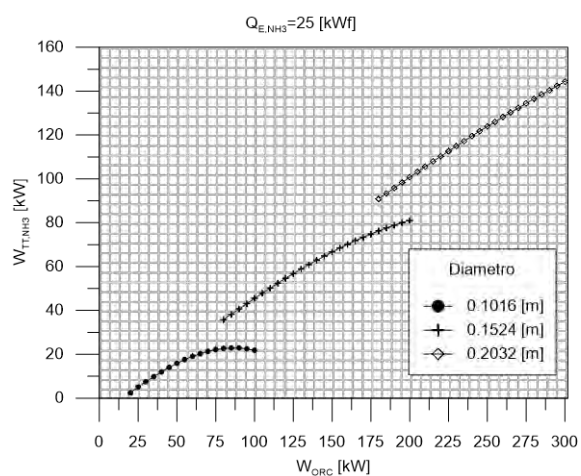
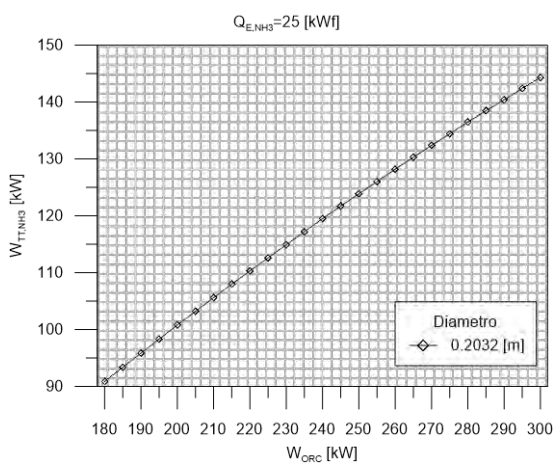
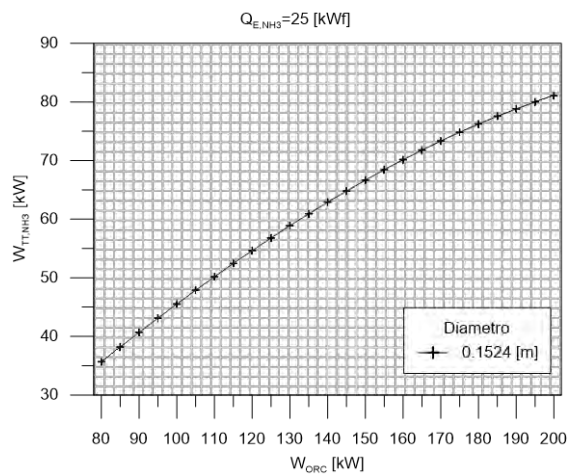
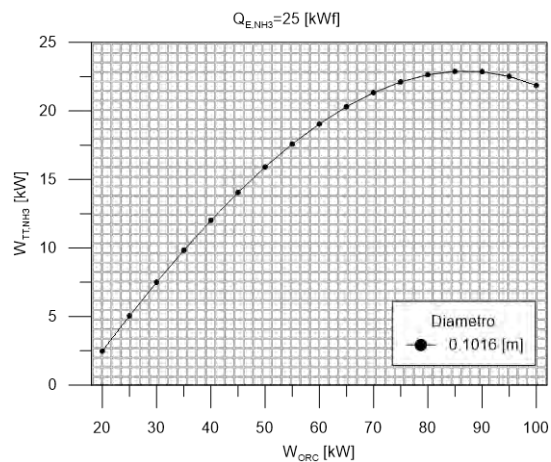
Sistema H₂O/NH₃ con capacidad de 15 kWf de enfriamiento

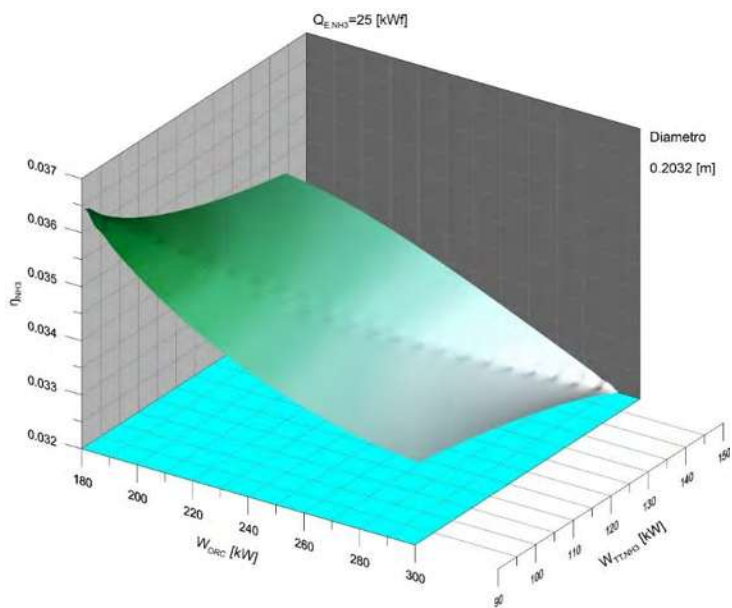
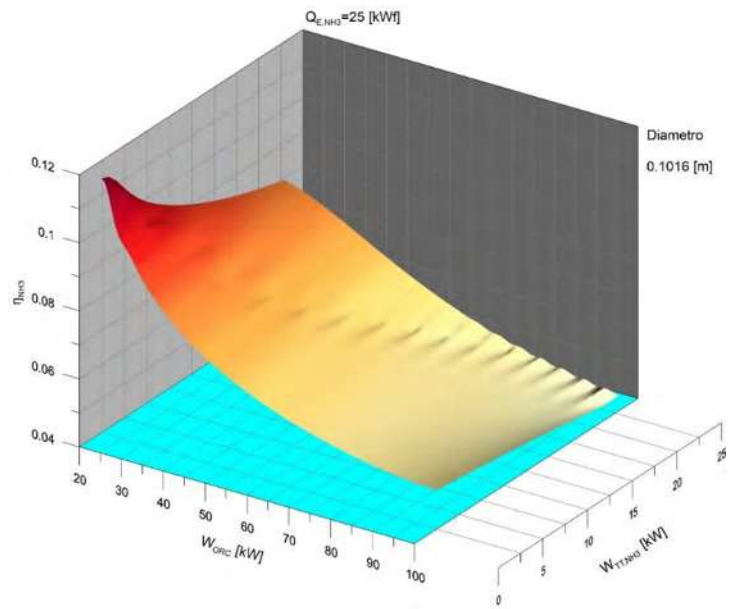




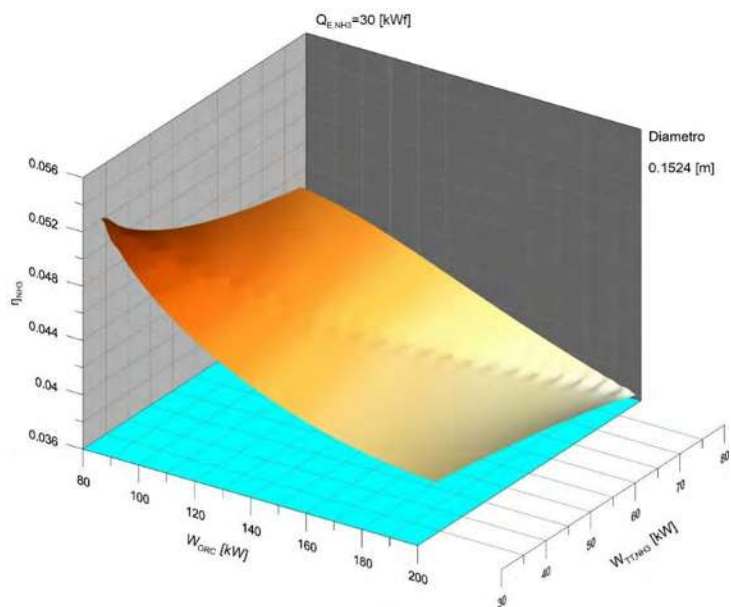
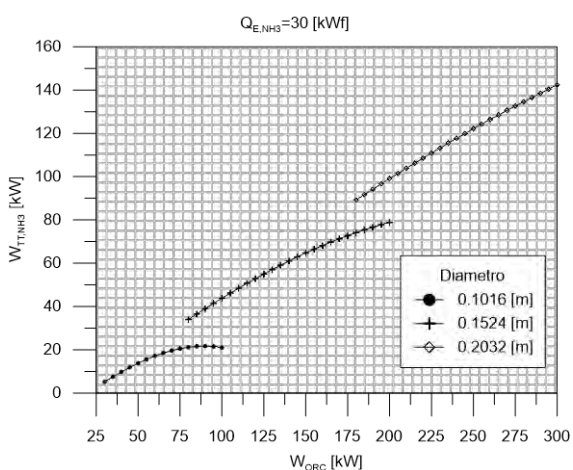
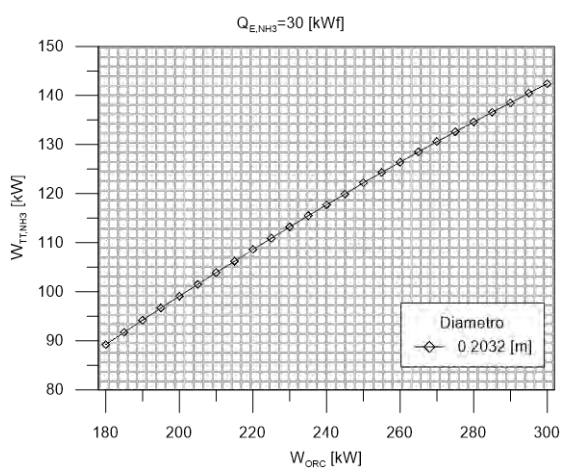
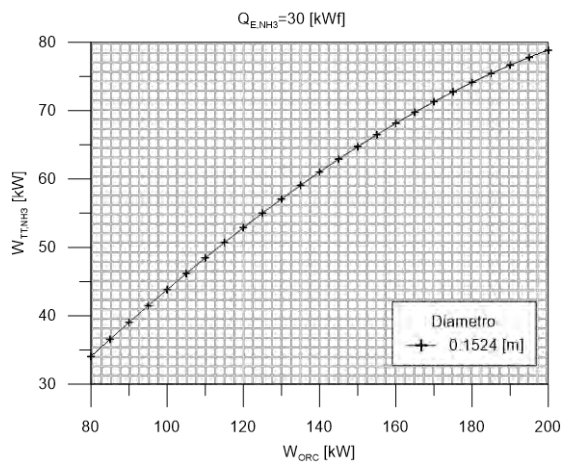
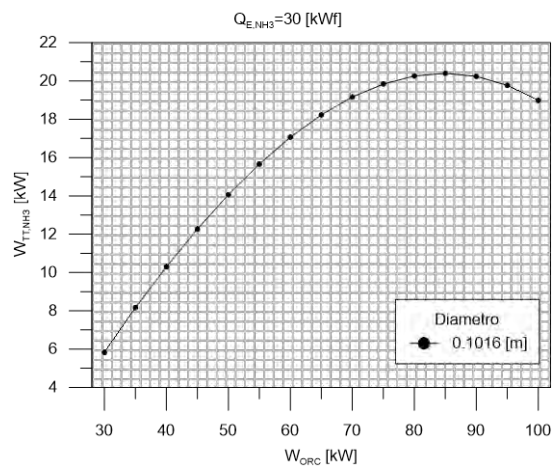


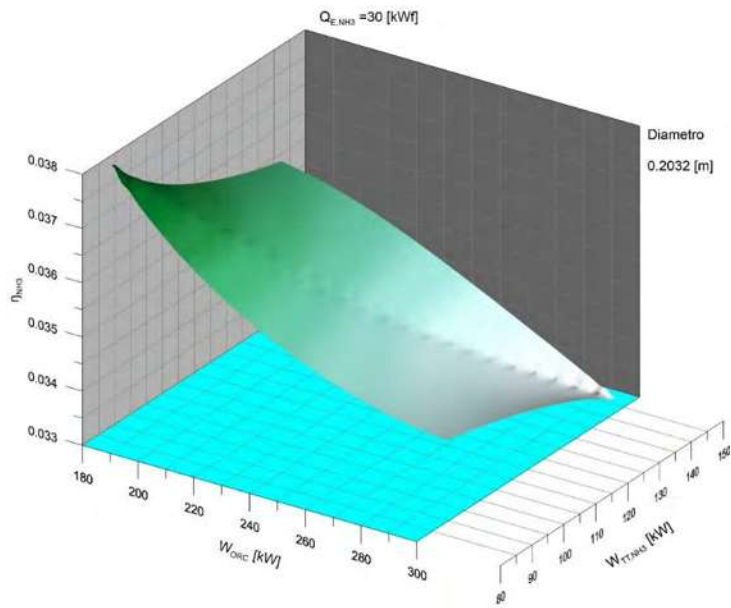
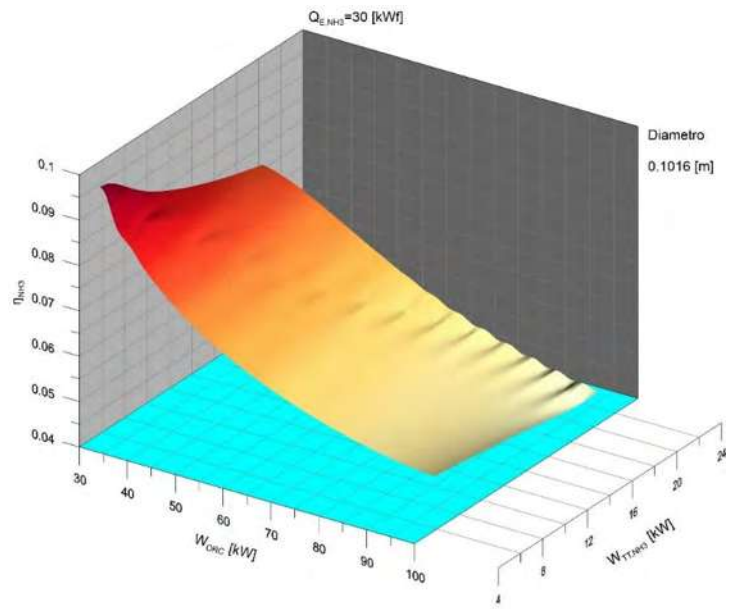
Sistema H₂O/NH₃ con capacidad de 25 kWf de enfriamiento



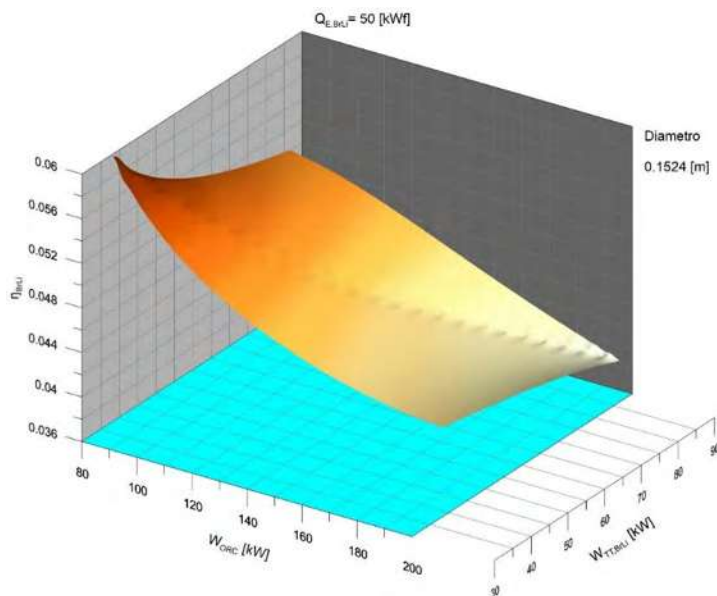
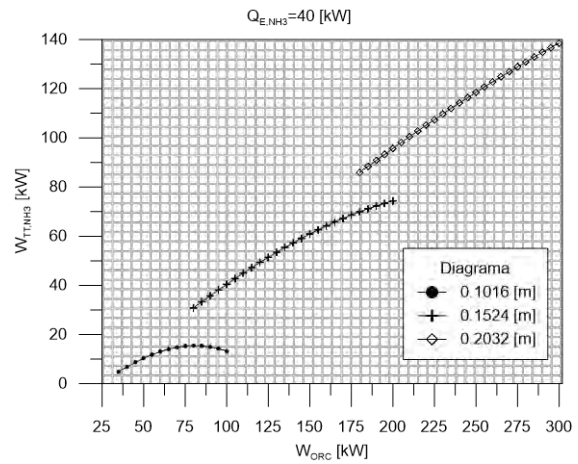
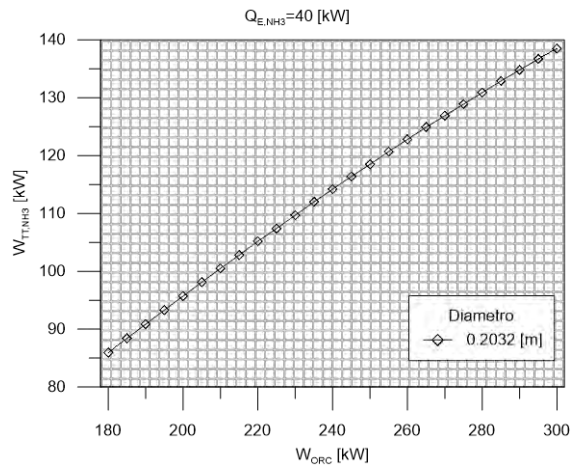
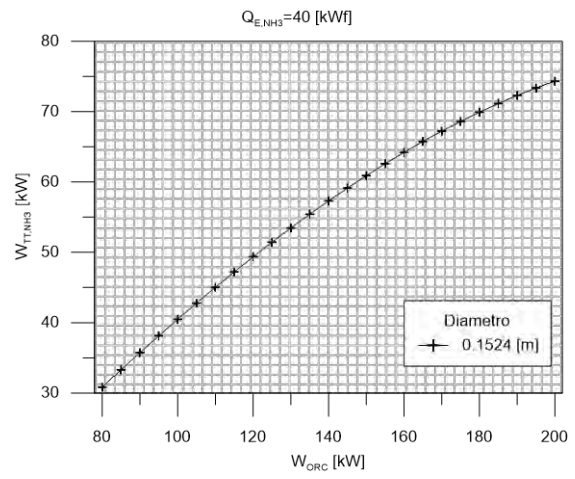
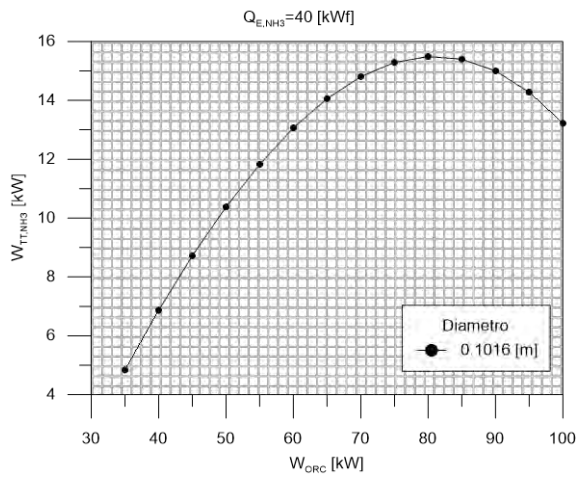


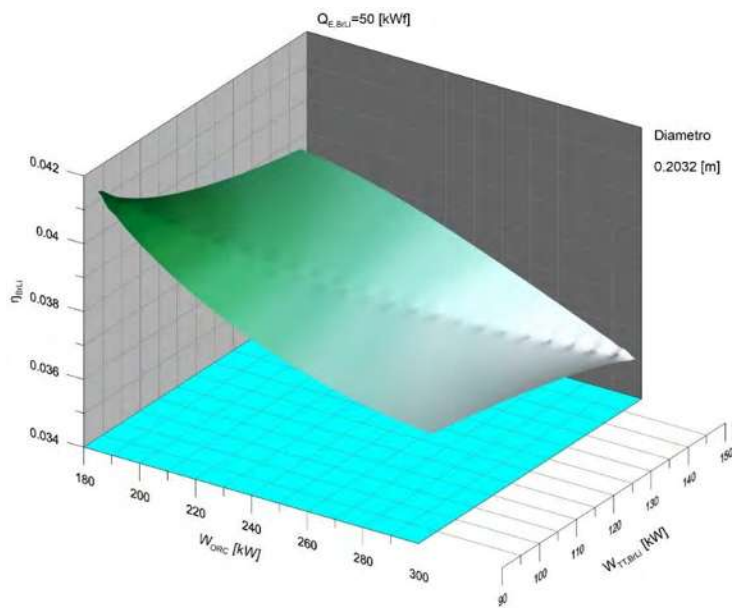
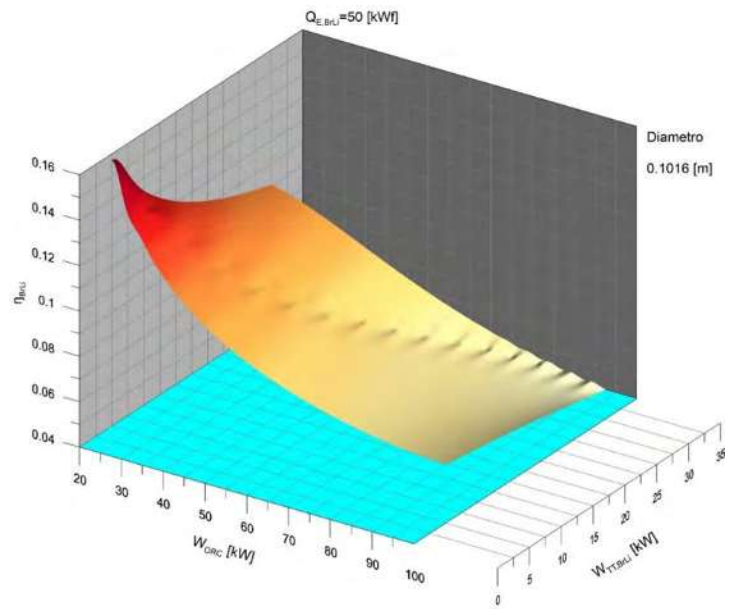
Sistema H₂O/NH₃ con capacidad de 30 kWf de enfriamiento



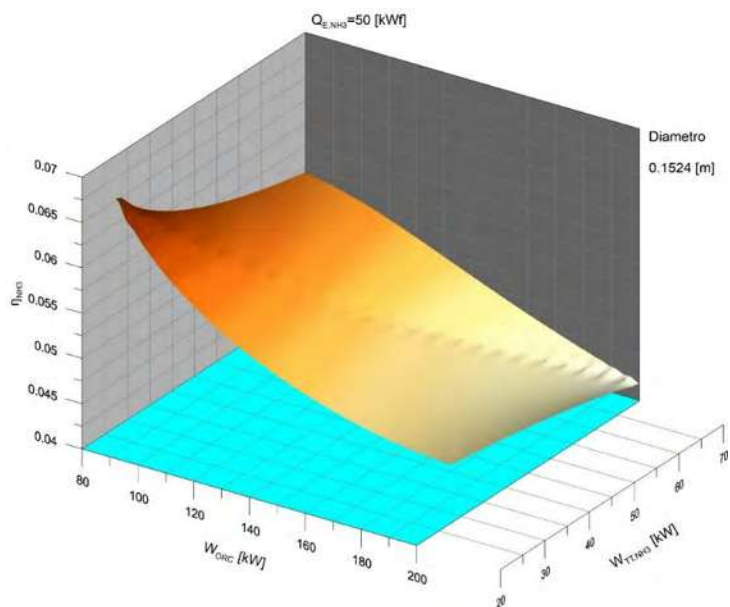
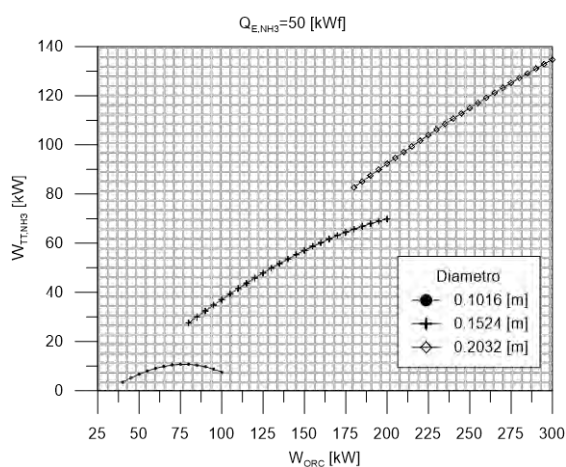
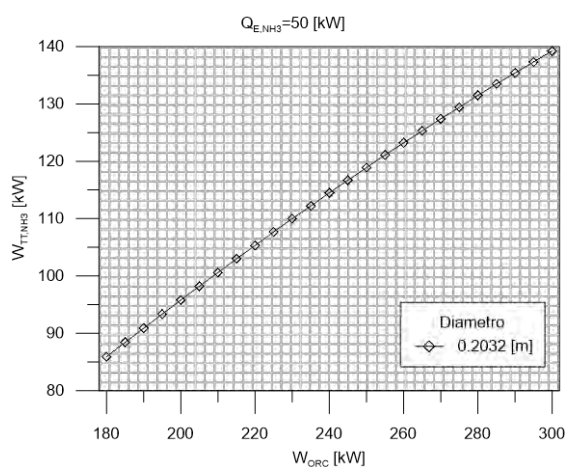
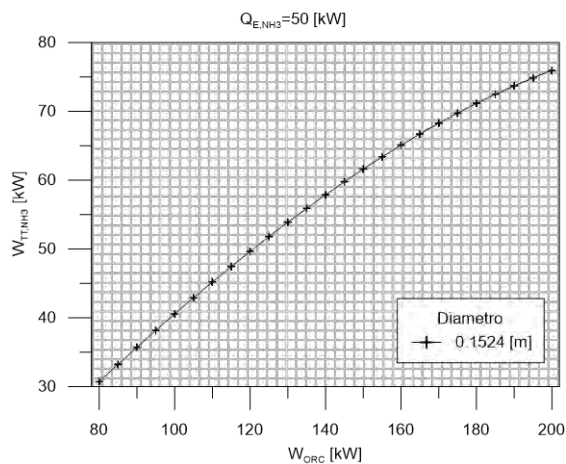
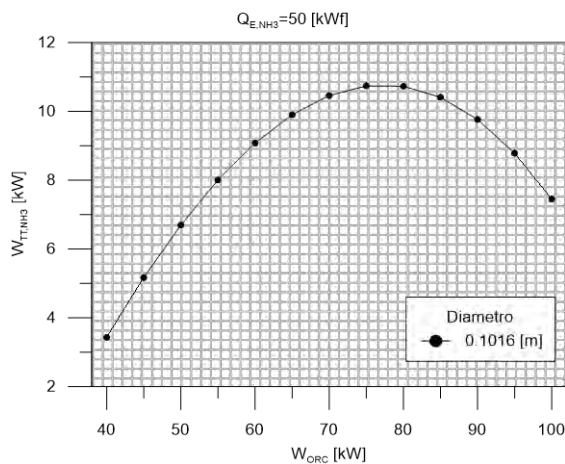


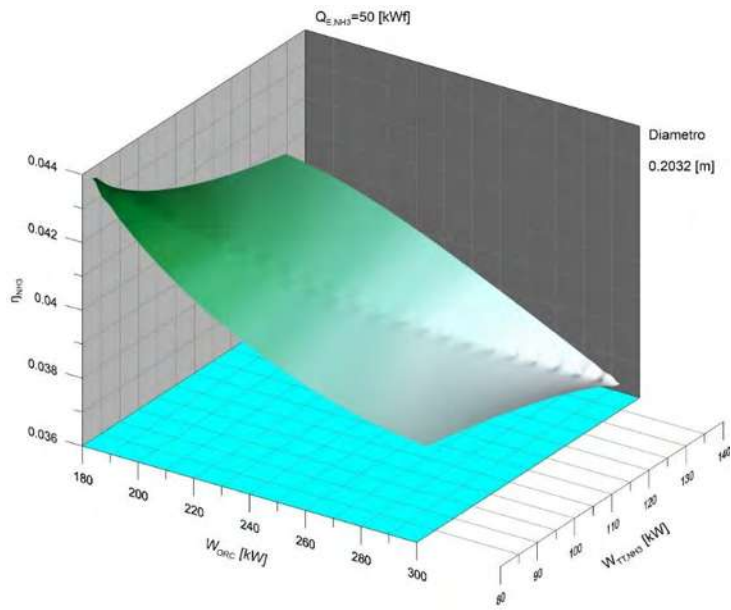
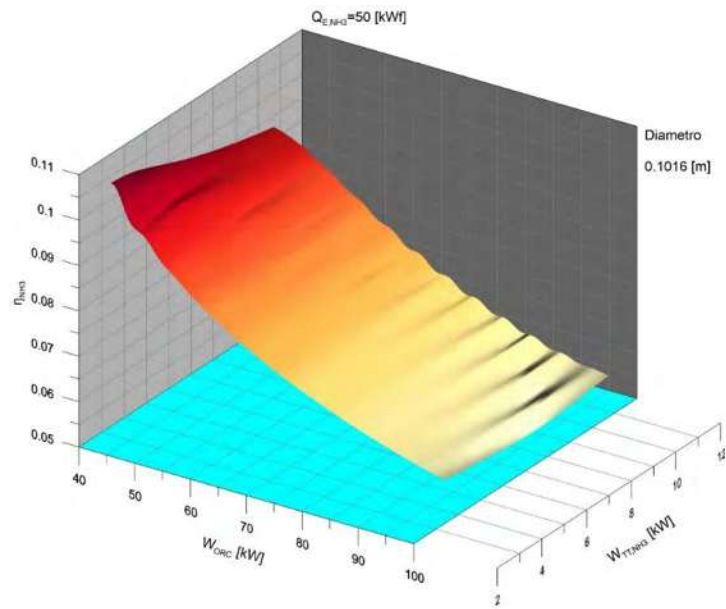
Sistema H₂O/NH₃ con capacidad de 40 kWf de enfriamiento



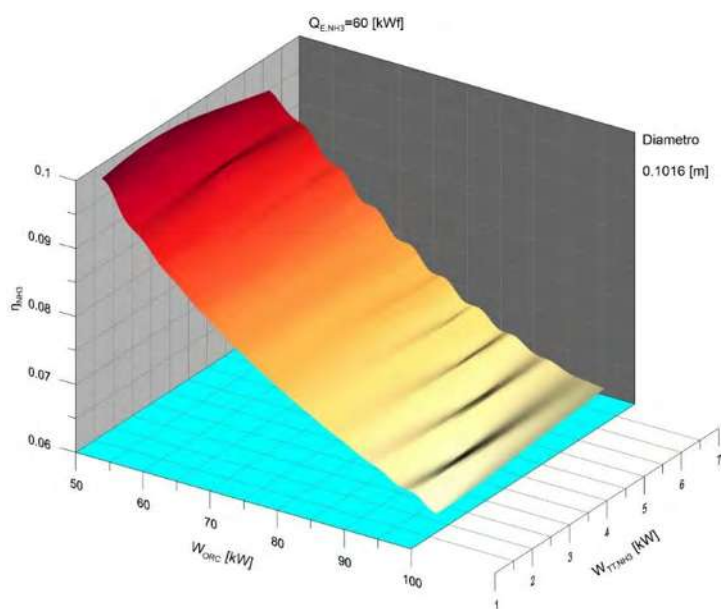
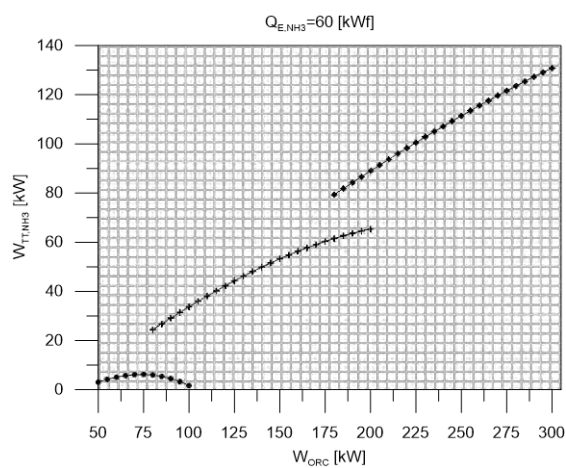
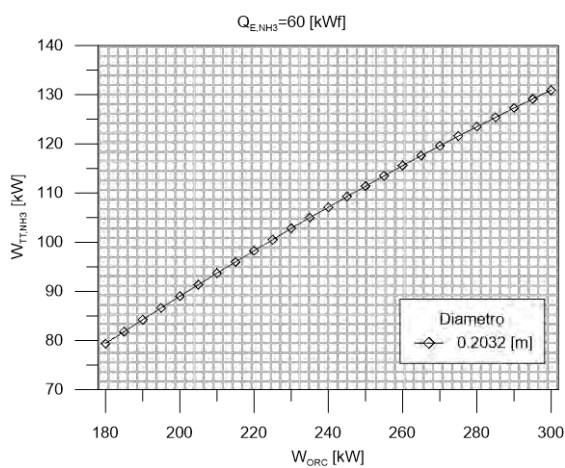
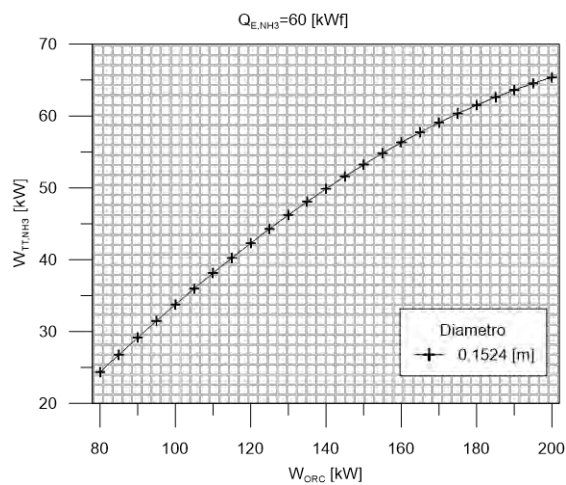
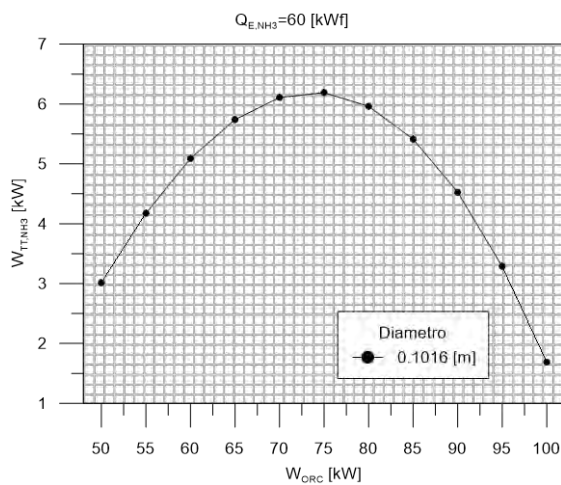


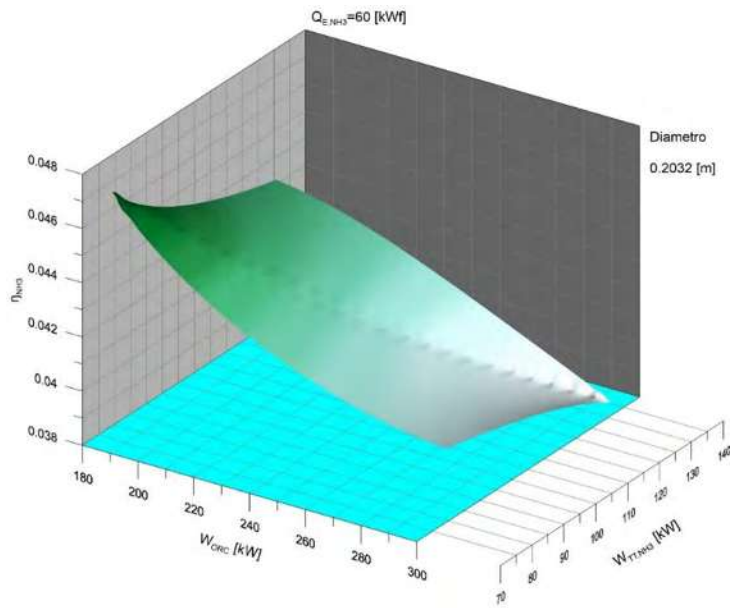
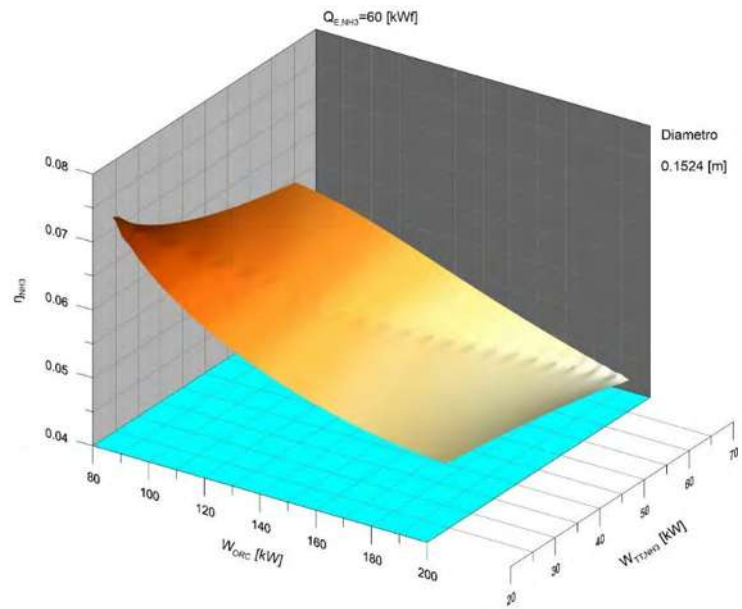
Sistema H₂O/NH₃ con capacidad de 50 kWf de enfriamiento



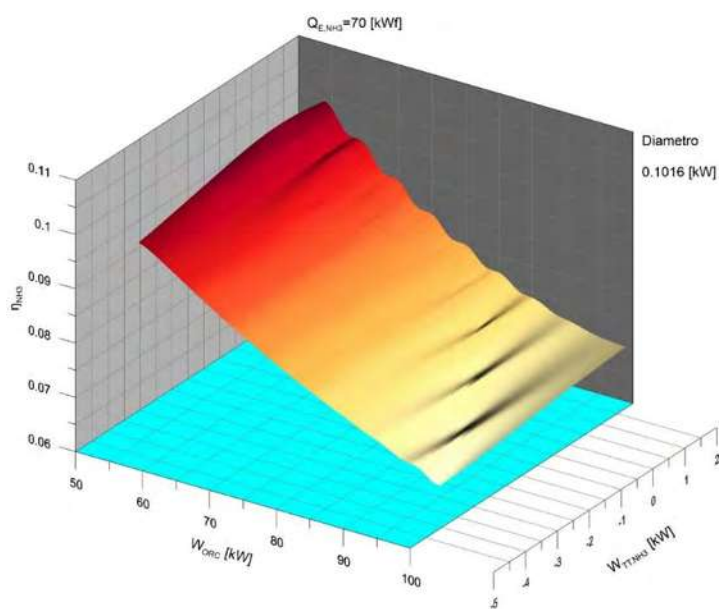
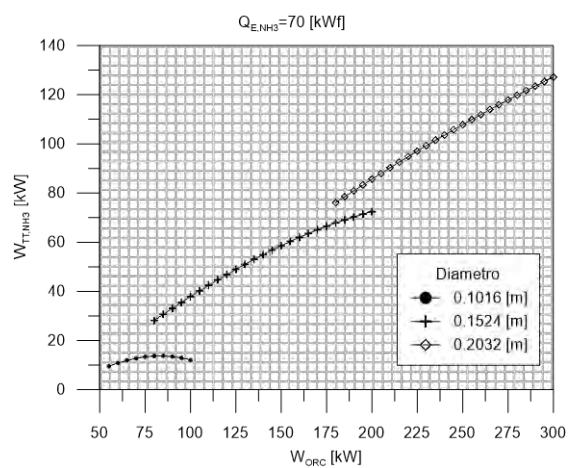
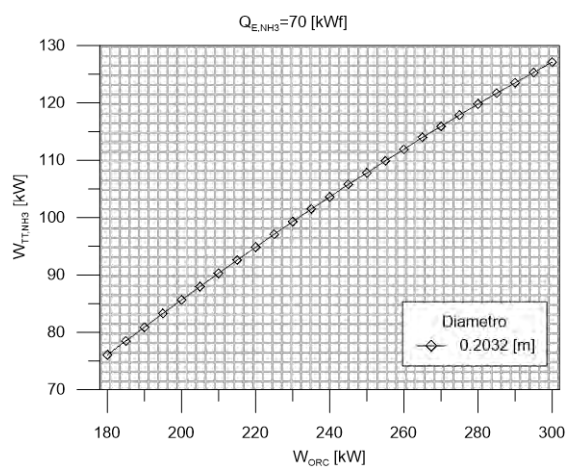
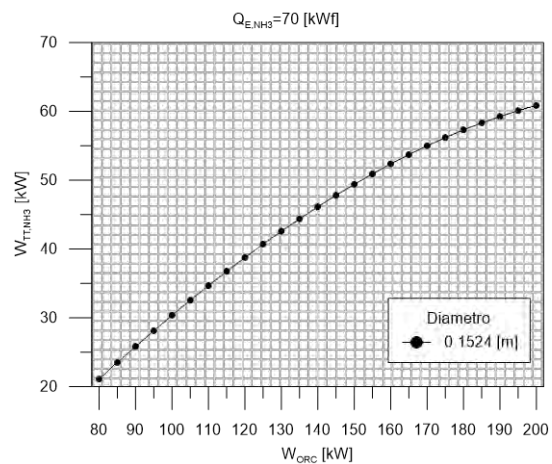
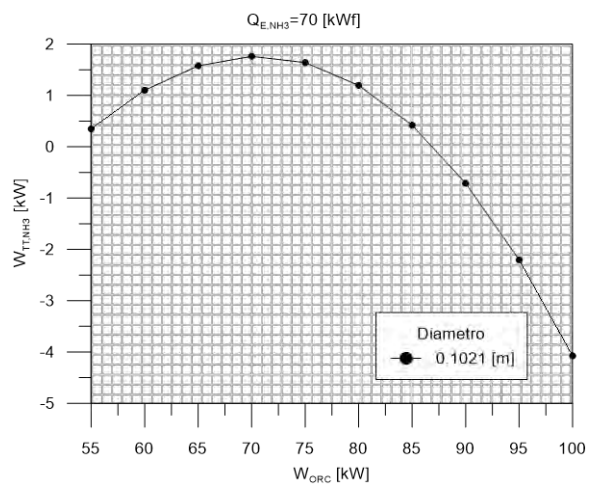


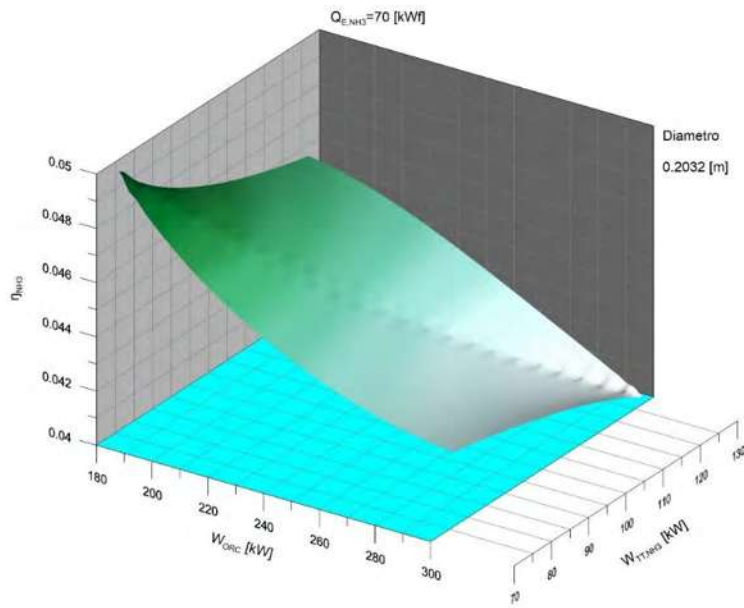
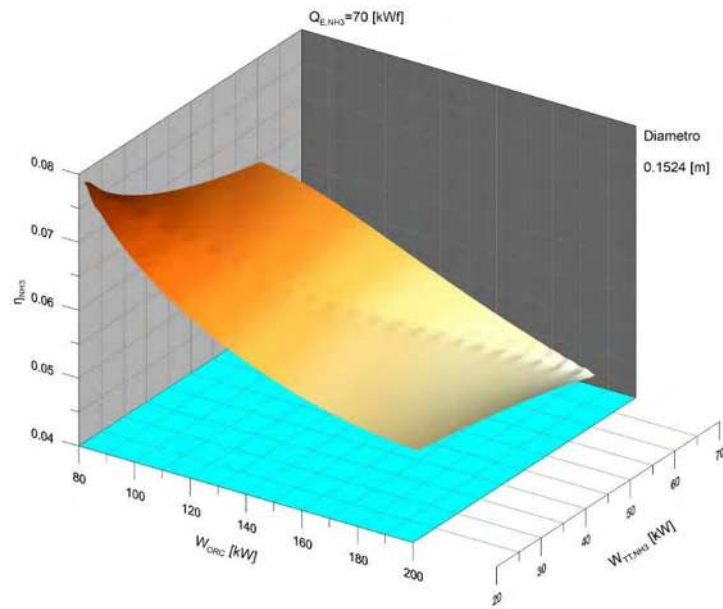
Sistema H₂O/NH₃ con capacidad de 60 kWf de enfriamiento



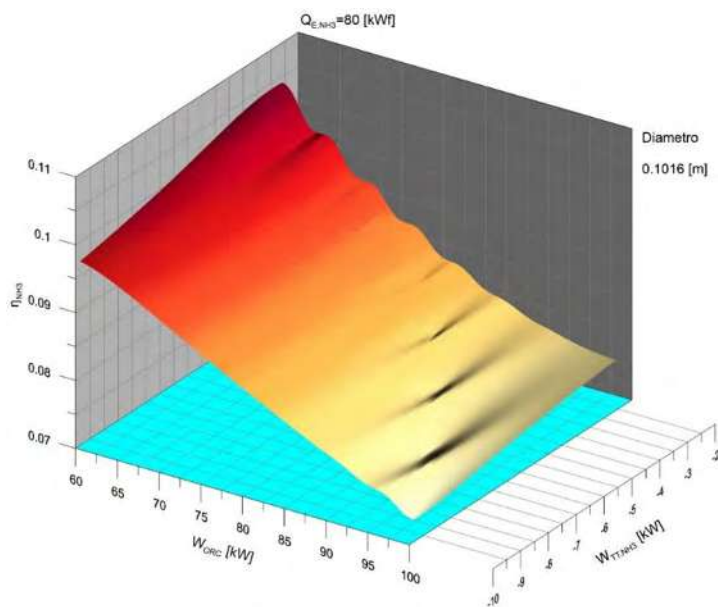
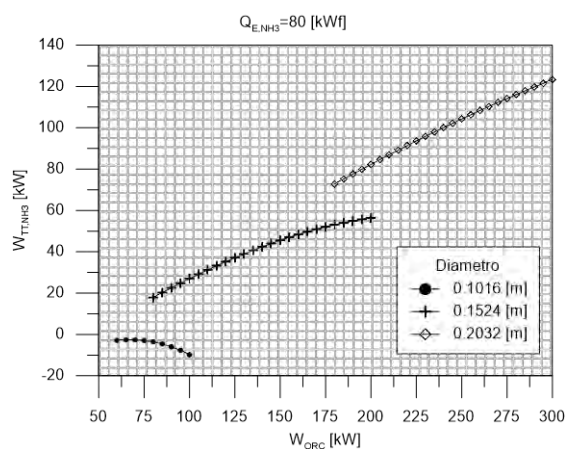
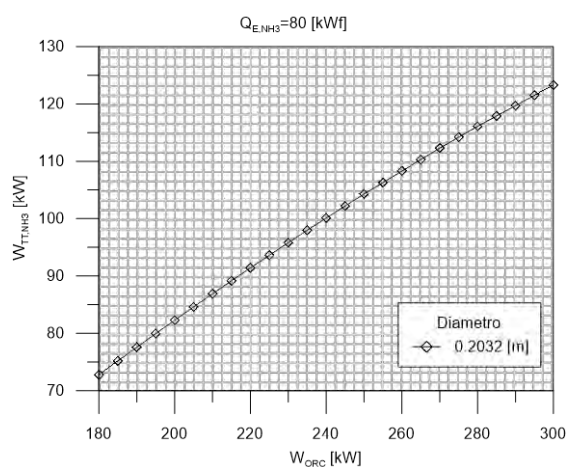
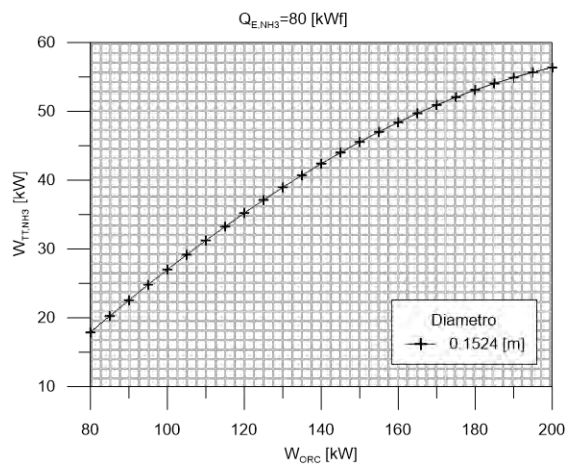
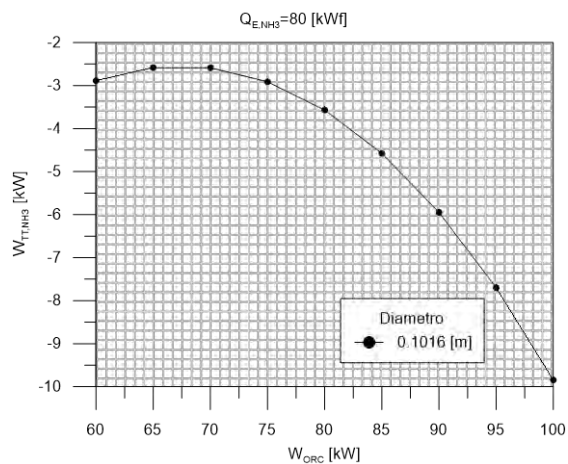


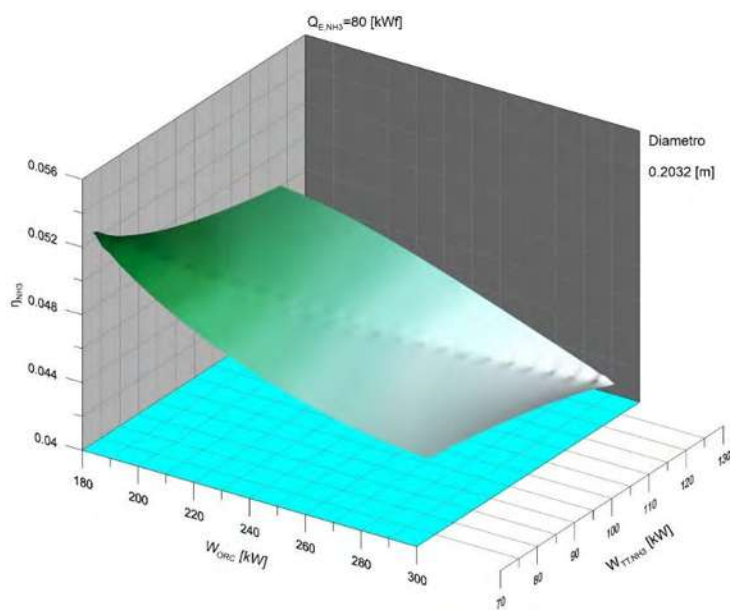
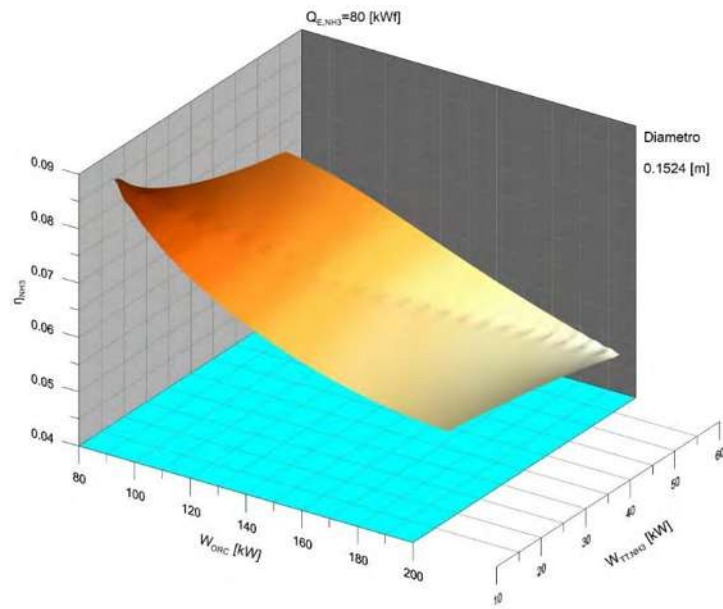
Sistema H₂O/NH₃ con capacidad de 70 kWf de enfriamiento



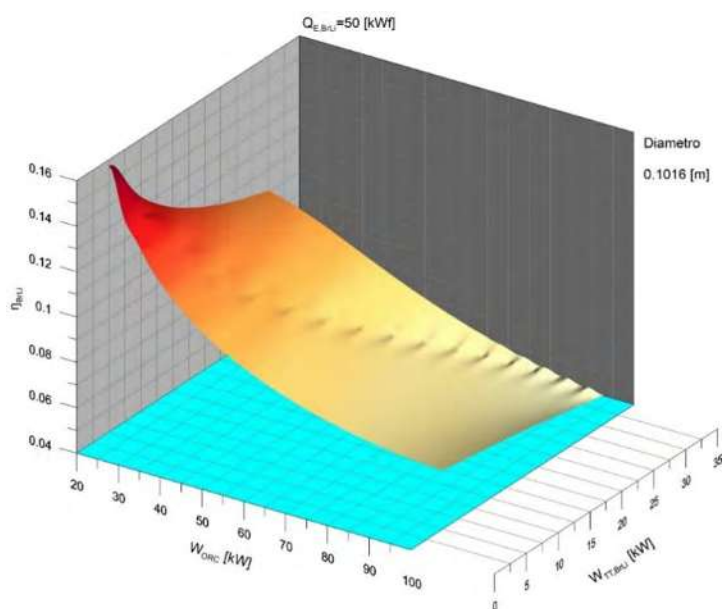
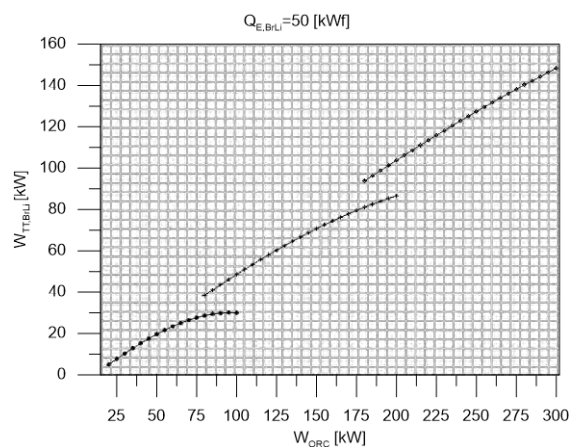
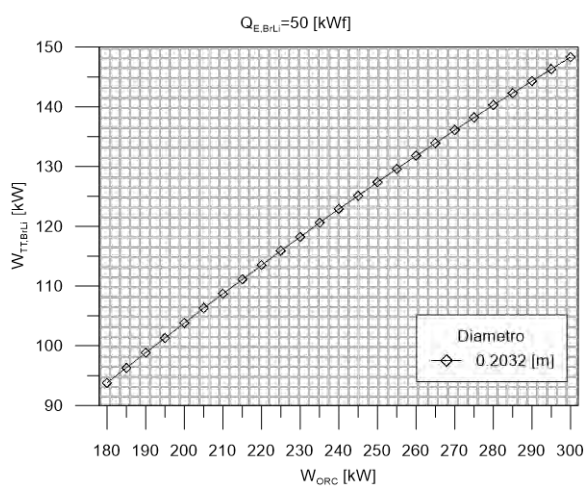
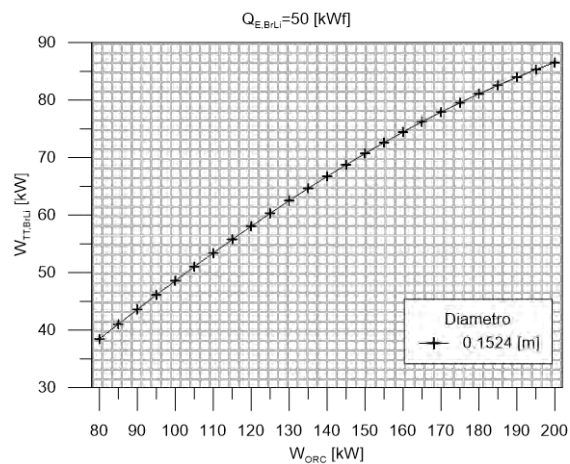
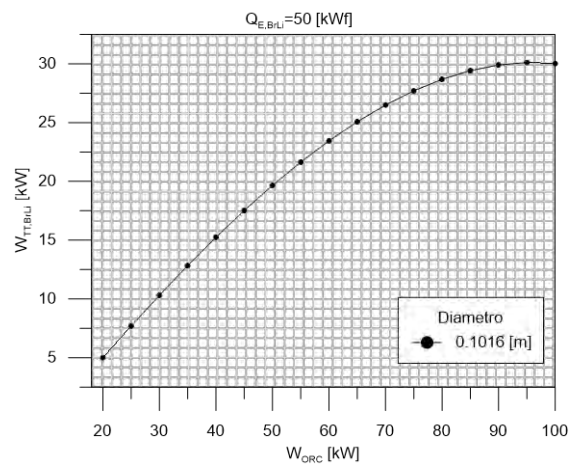


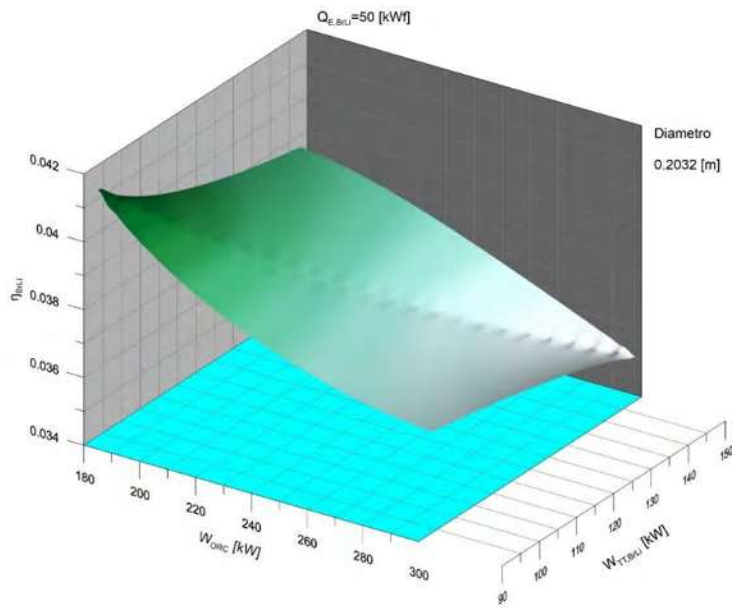
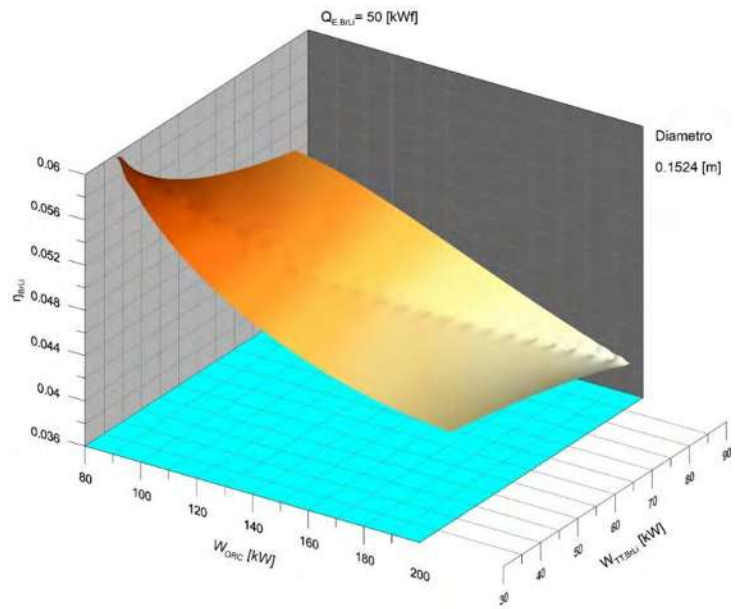
Sistema H₂O/NH₃ con capacidad de 80 kWf de enfriamiento



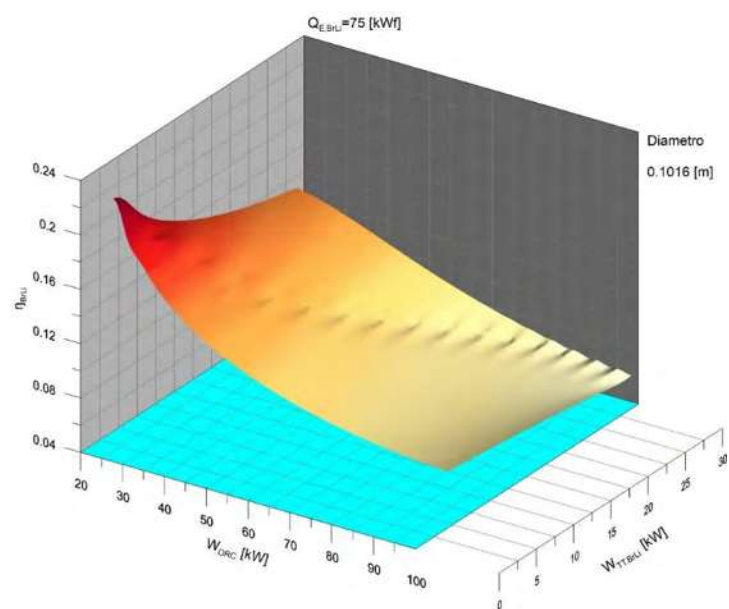
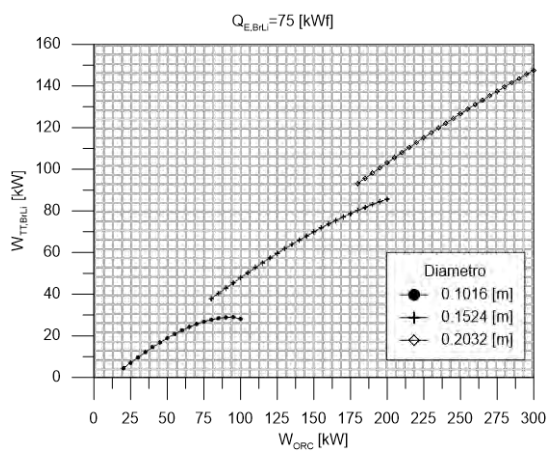
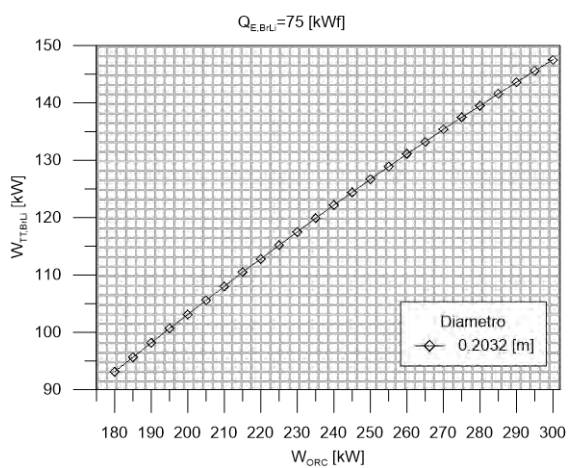
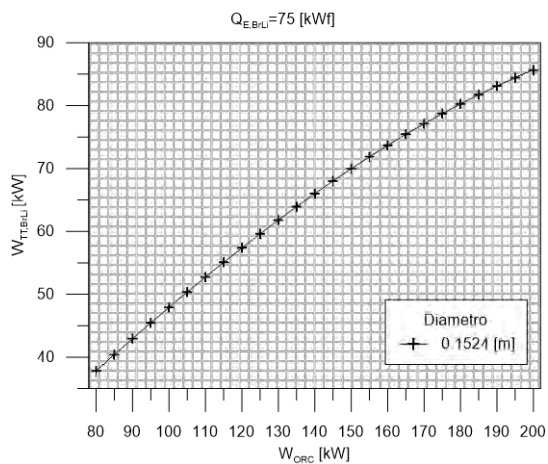
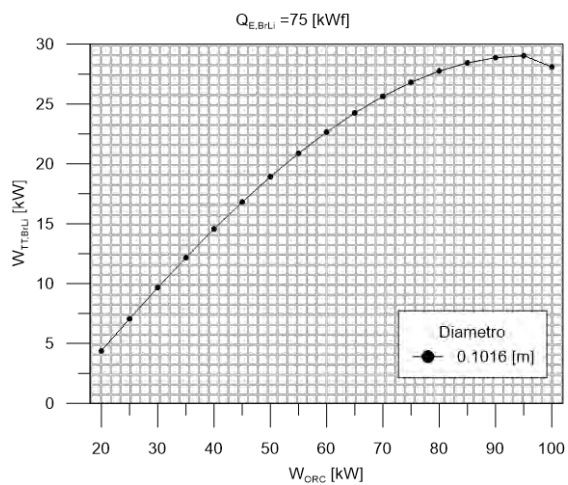


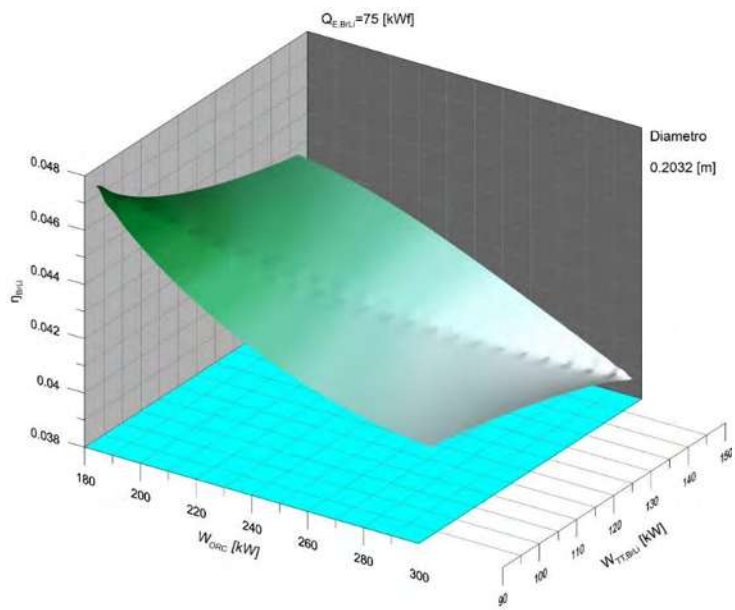
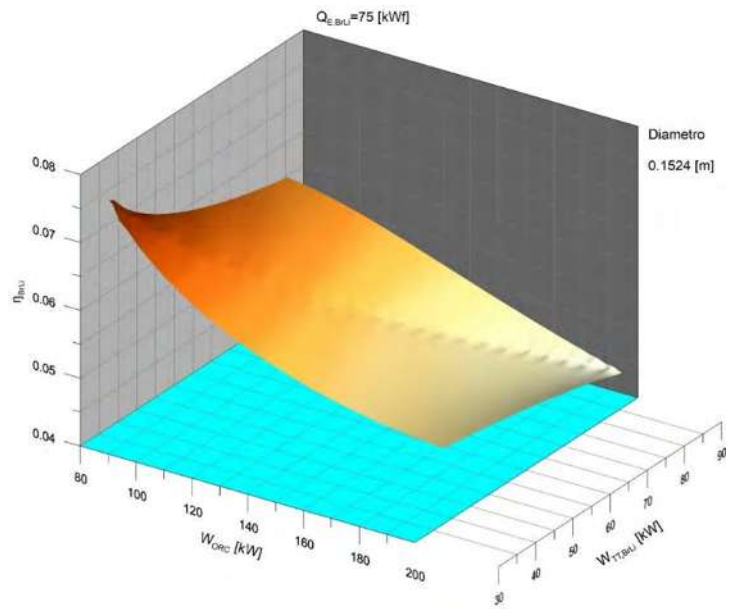
Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 50 kWf de enfriamiento.



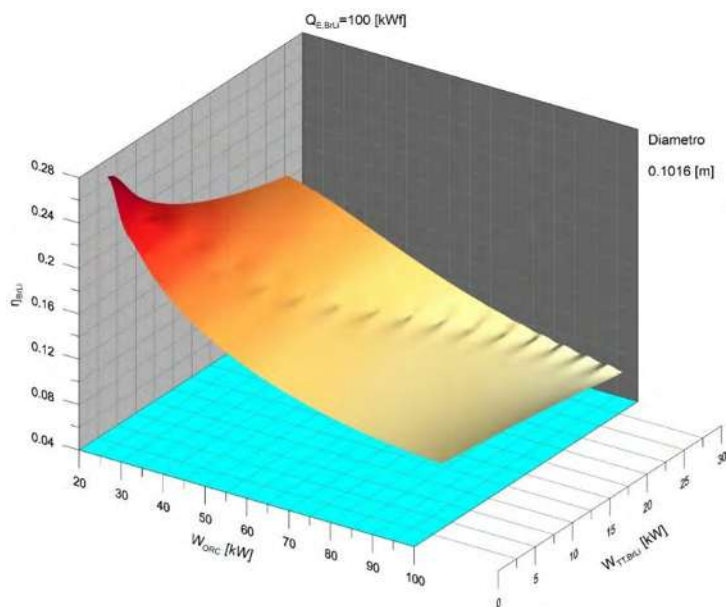
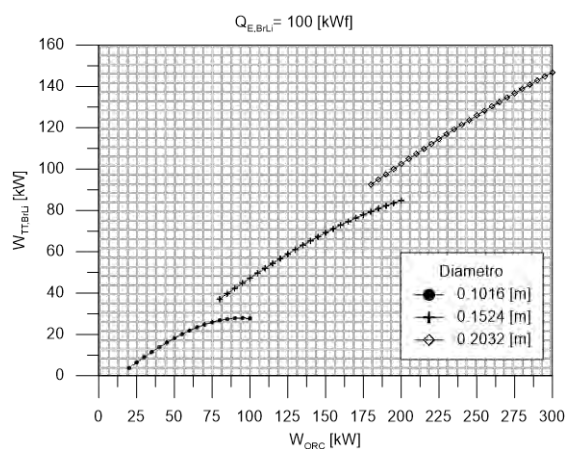
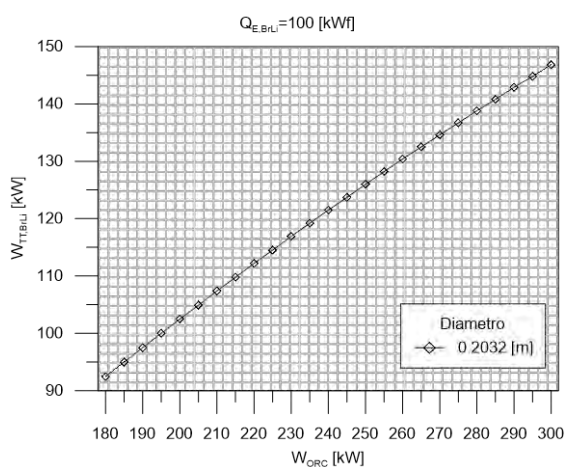
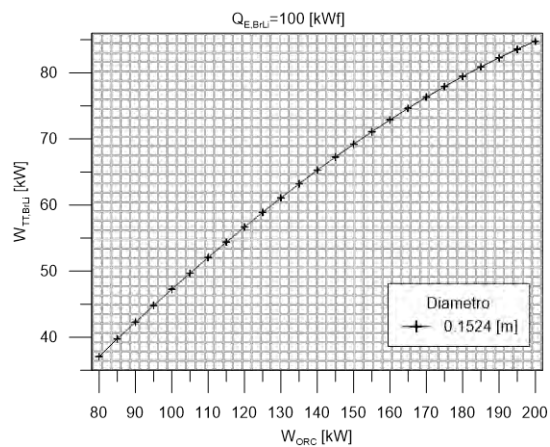
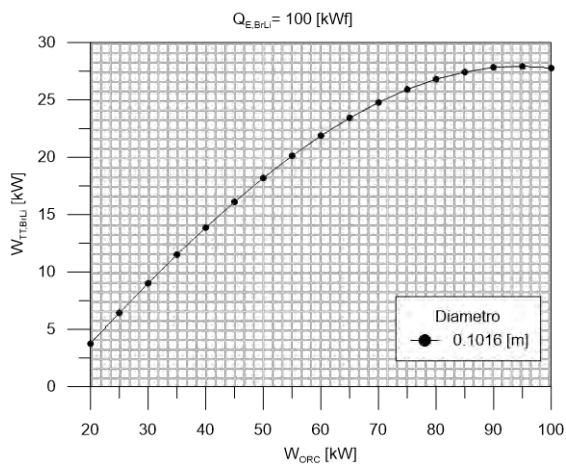


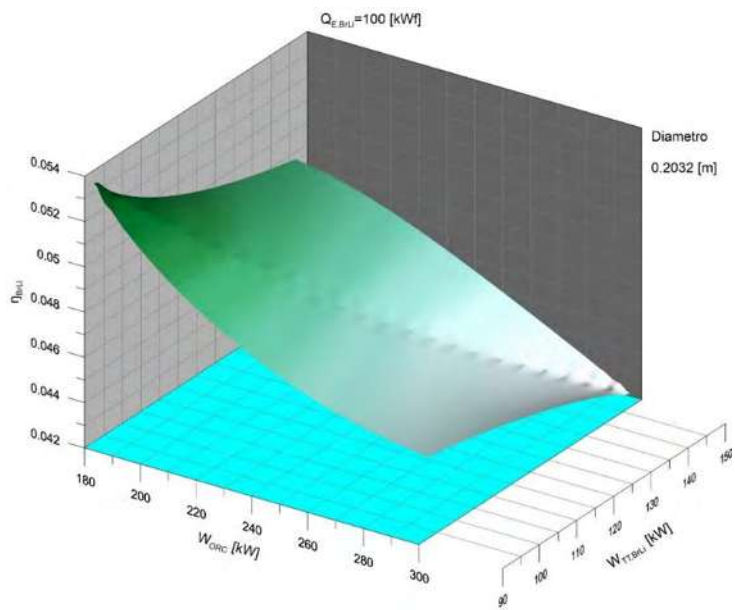
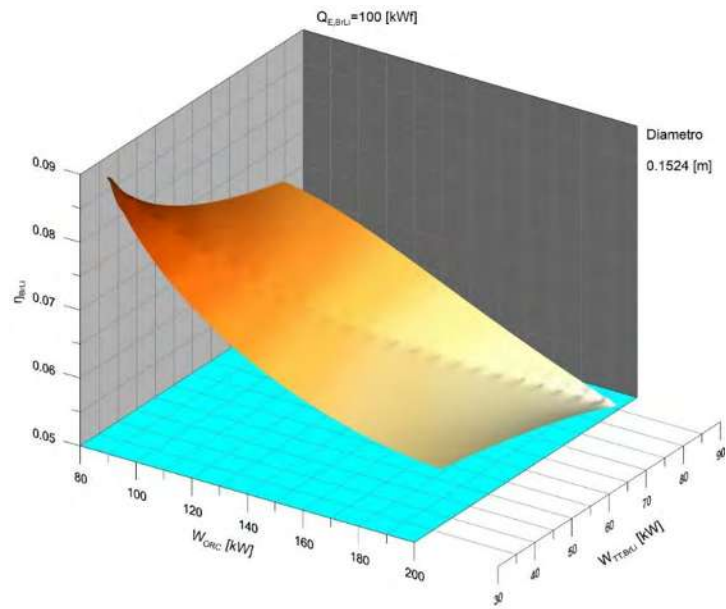
Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 75 kWf de enfriamiento



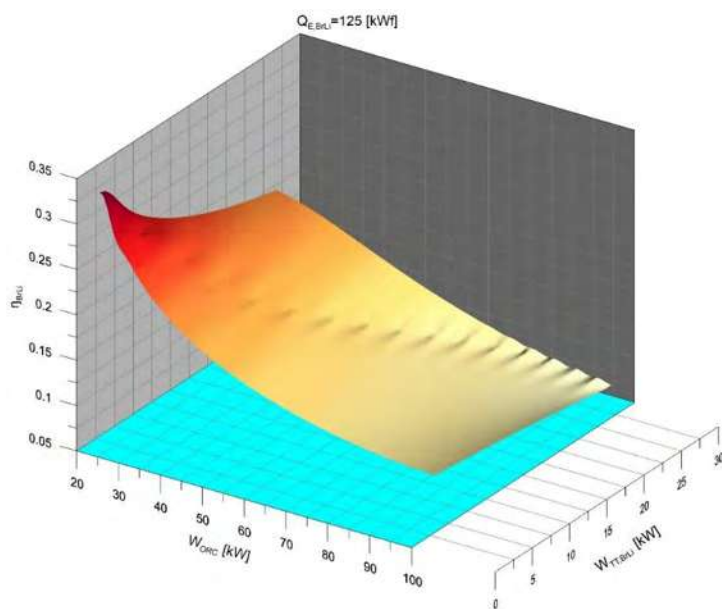
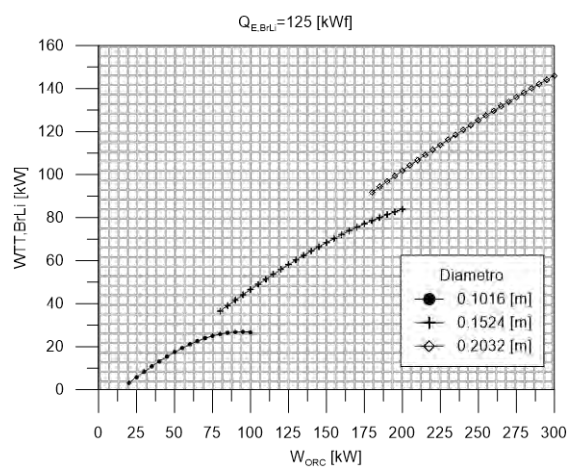
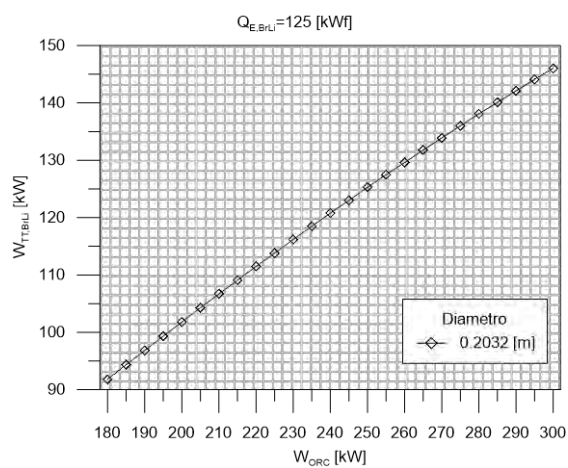
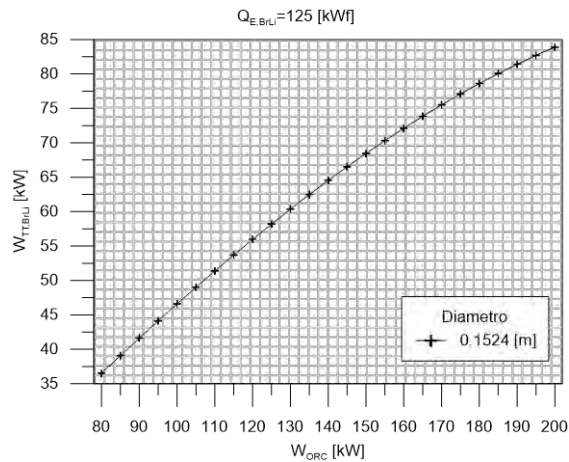
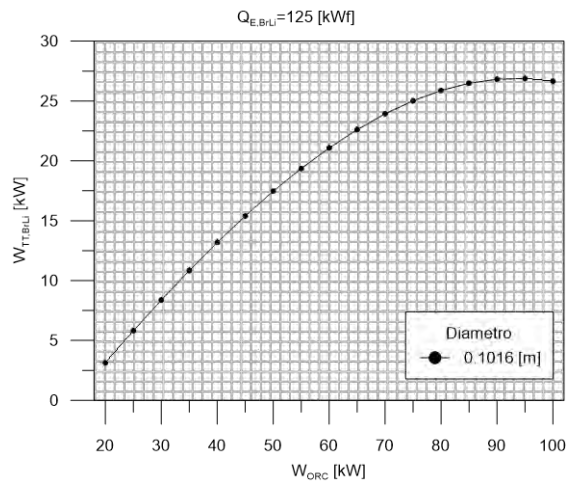


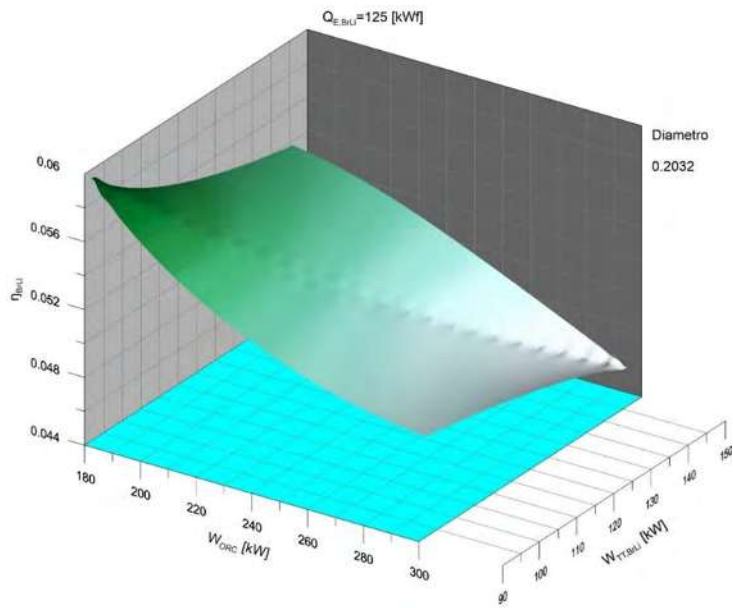
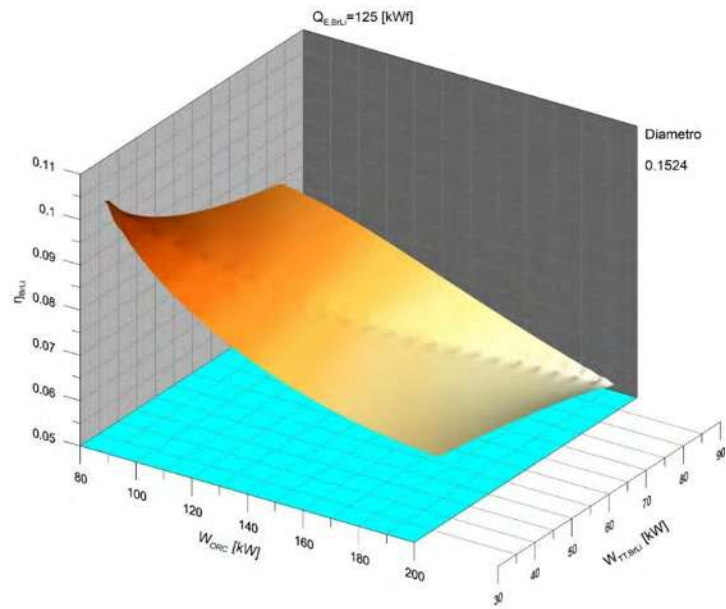
Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 100 kWf de enfriamiento



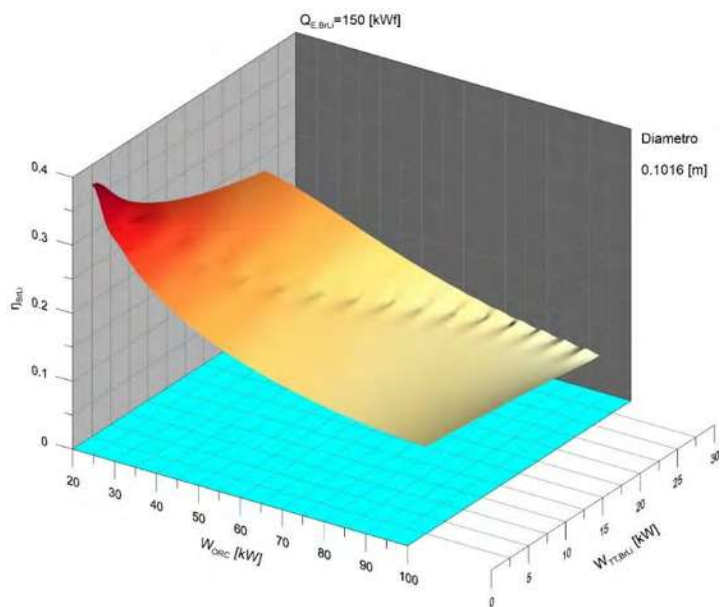
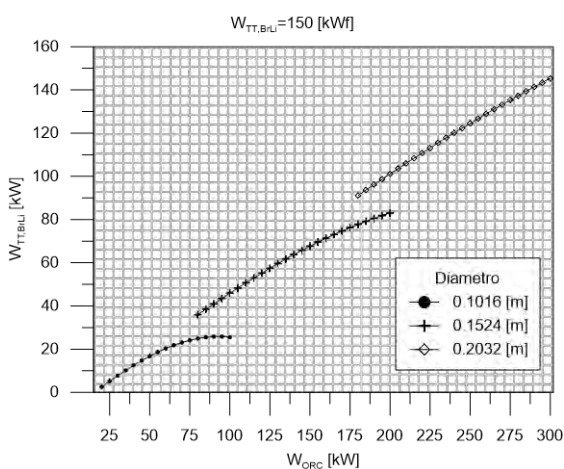
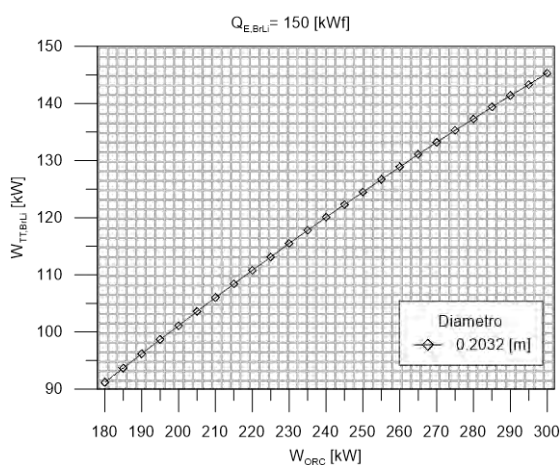
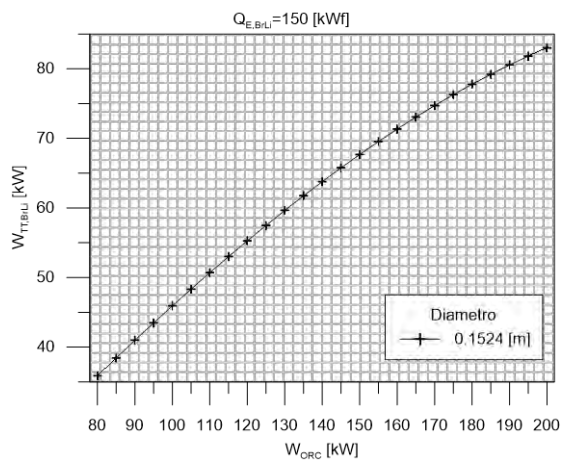
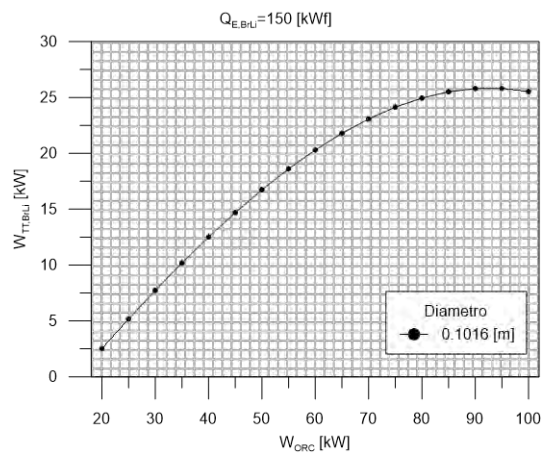


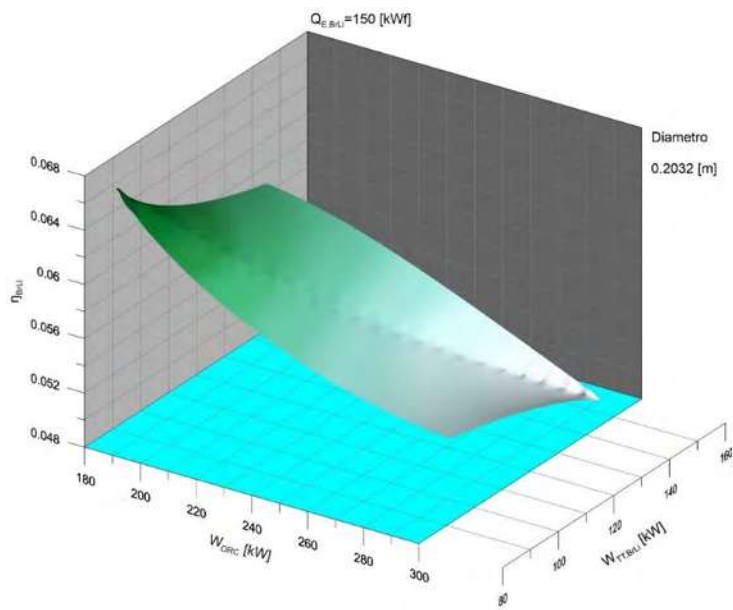
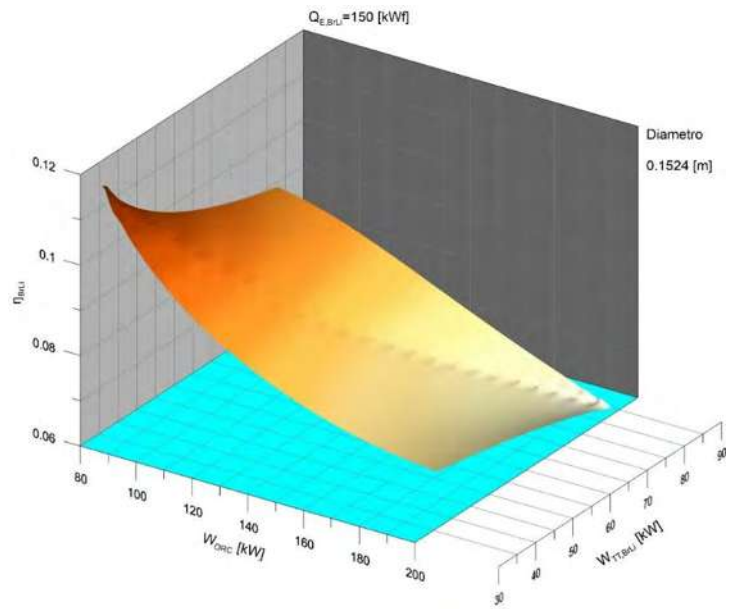
Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 125 kWf de enfriamiento



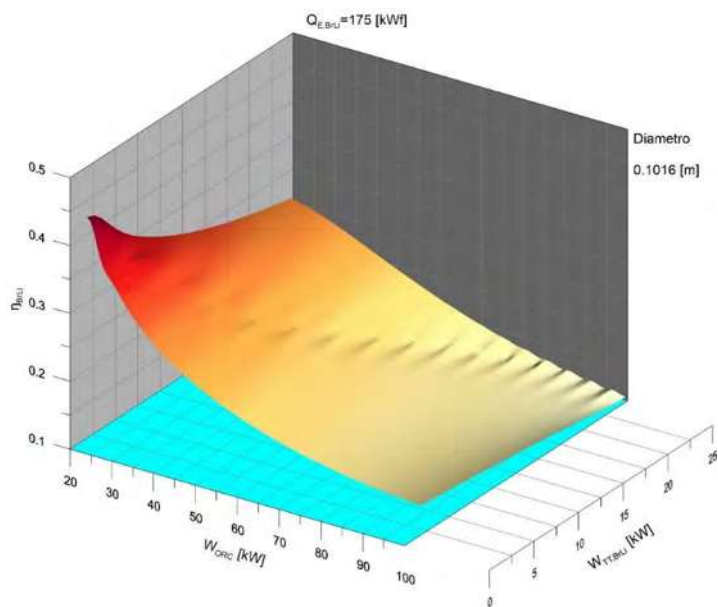
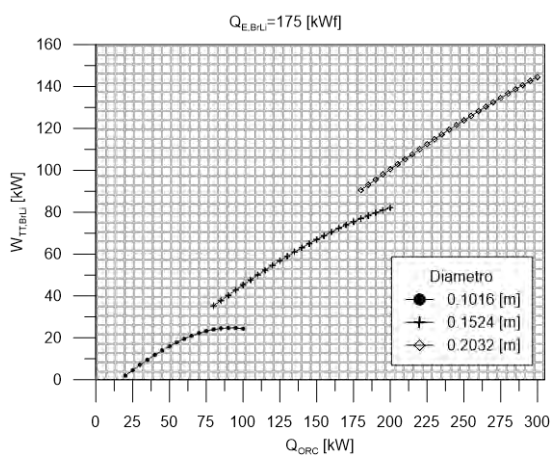
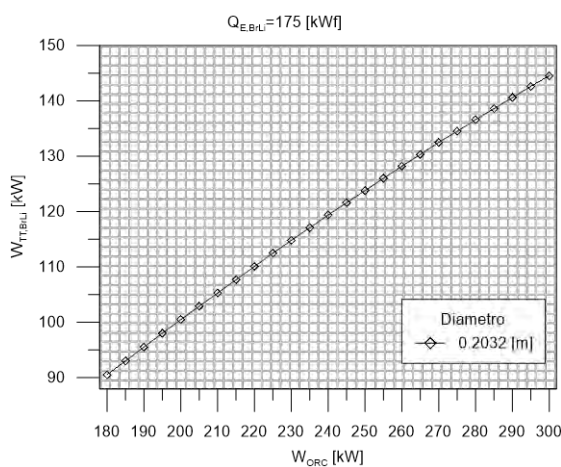
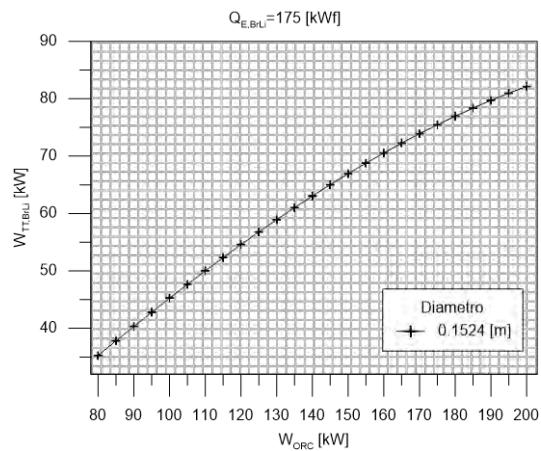
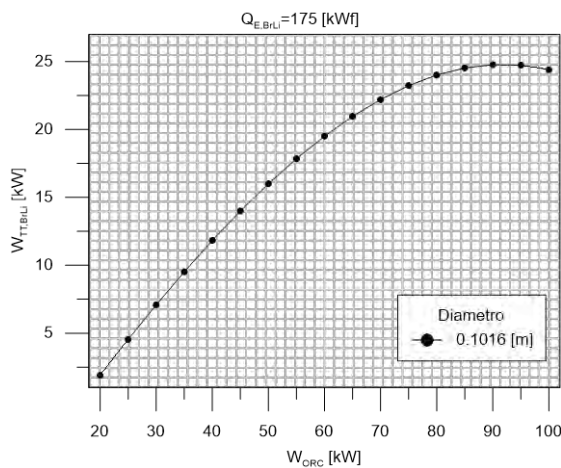


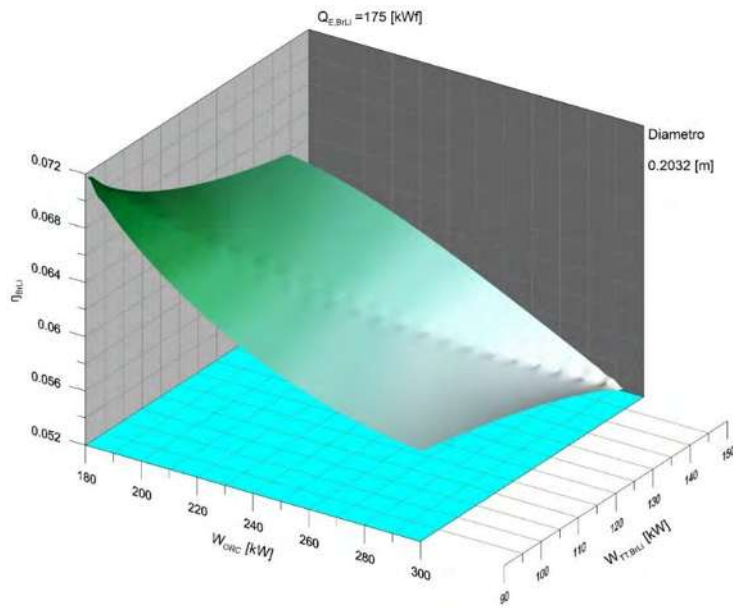
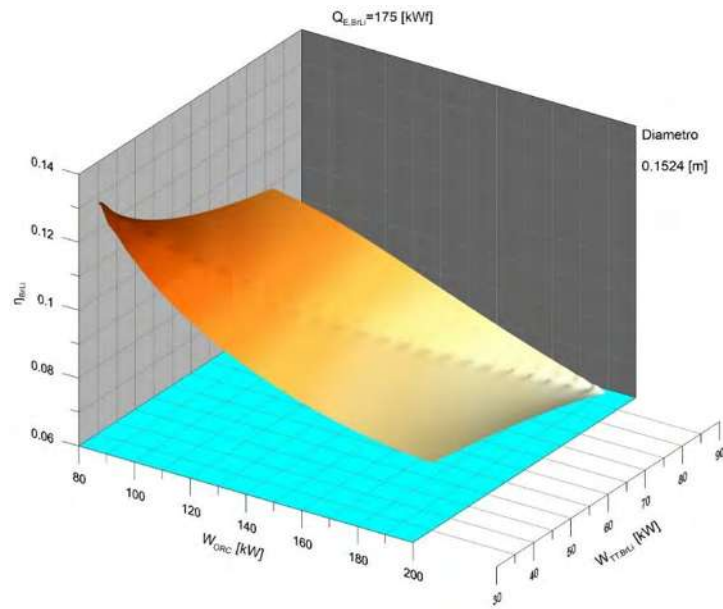
Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 150 kWf de enfriamiento



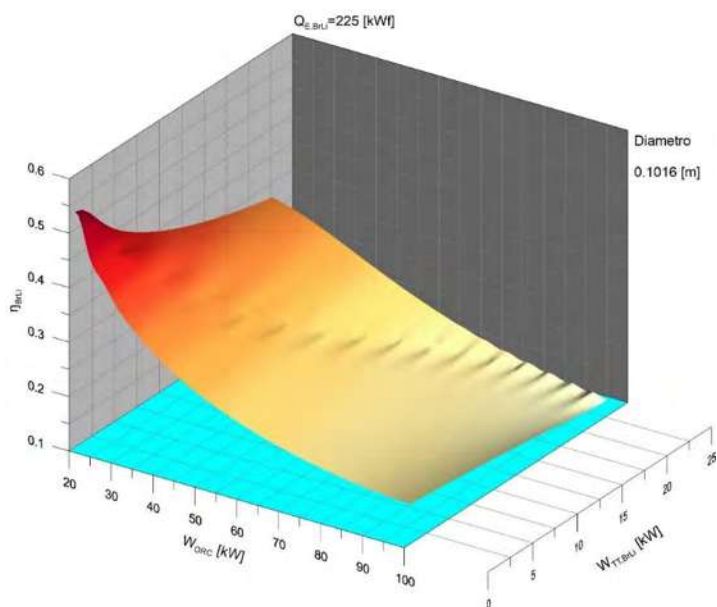
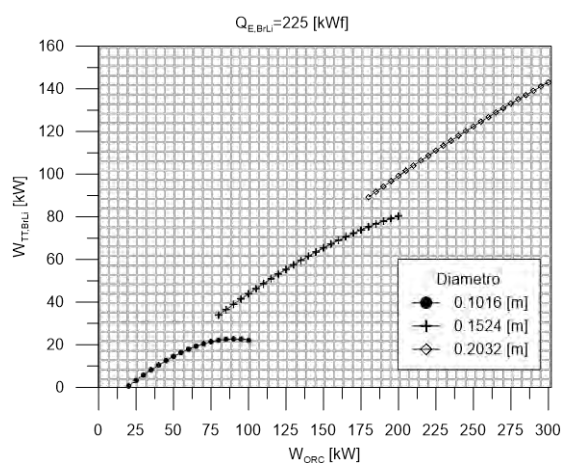
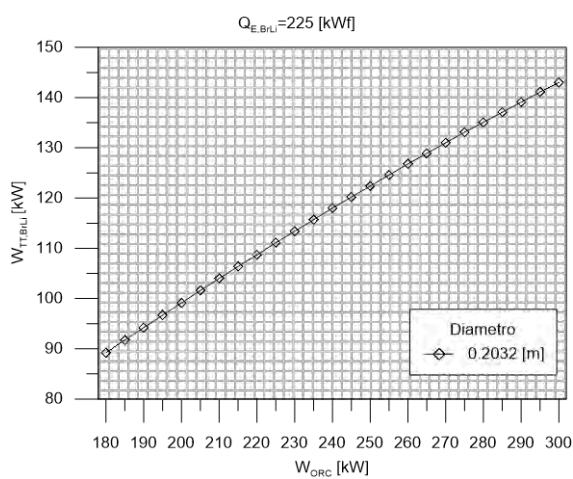
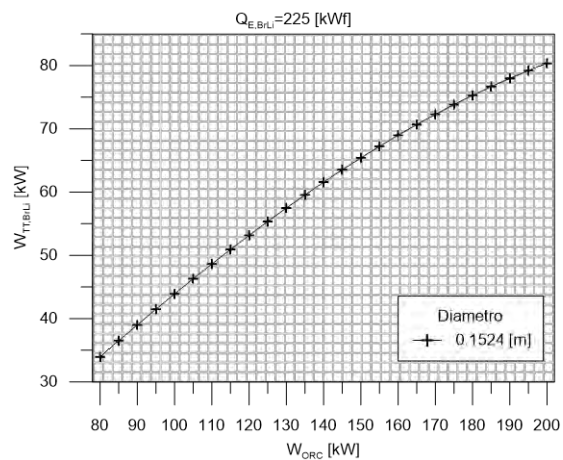
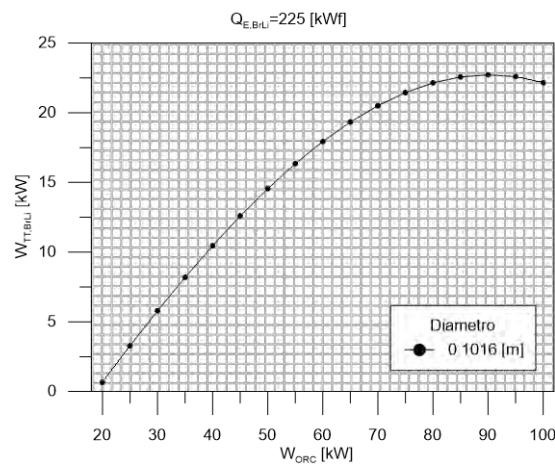


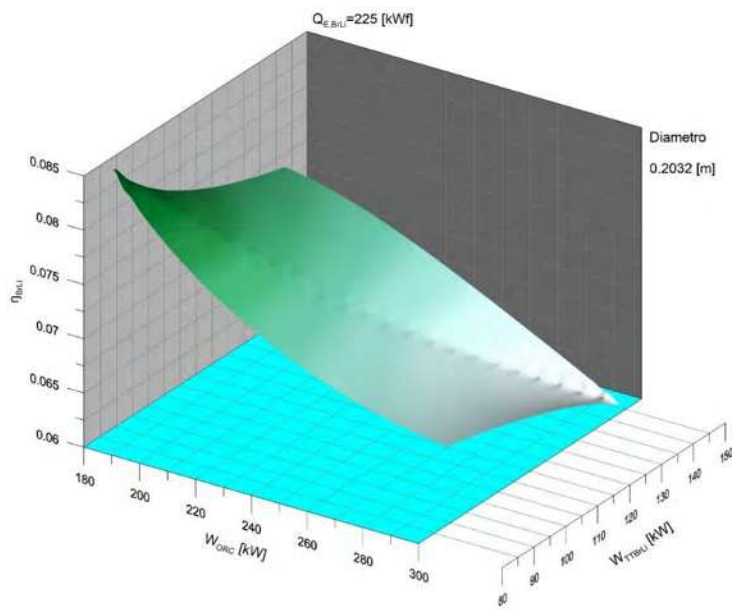
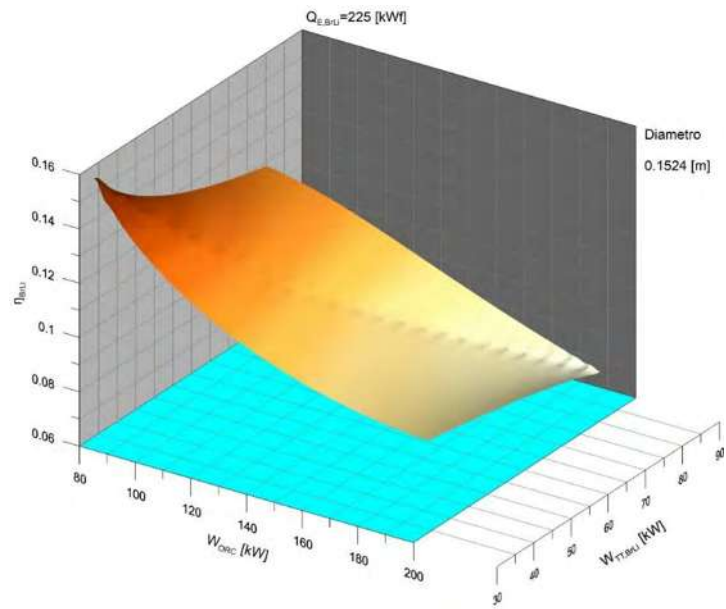
Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 175 kWf de enfriamiento



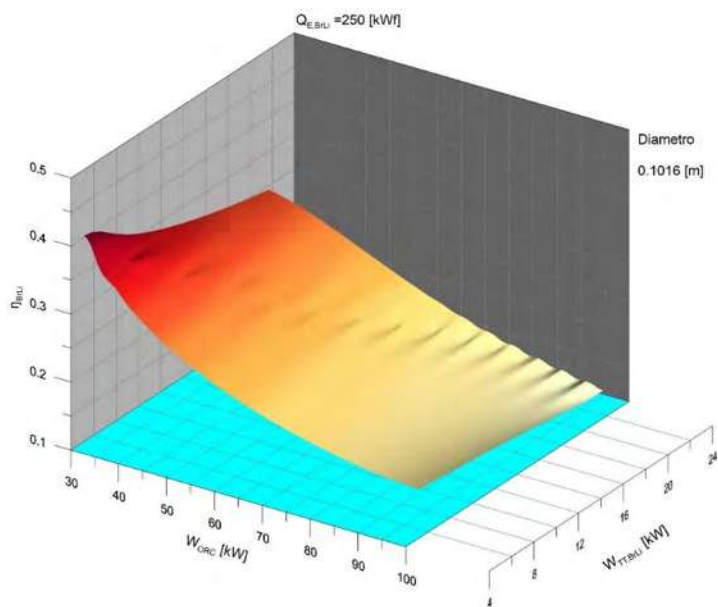
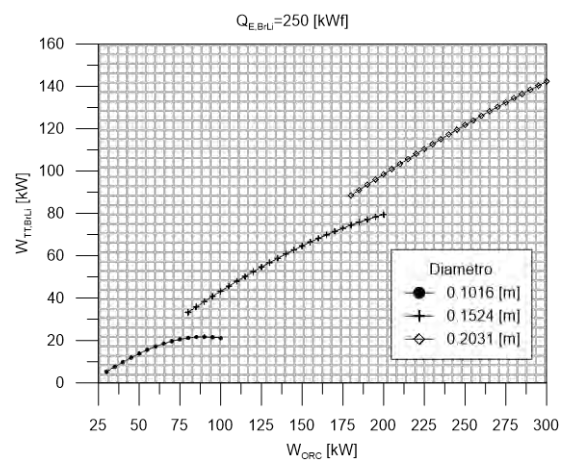
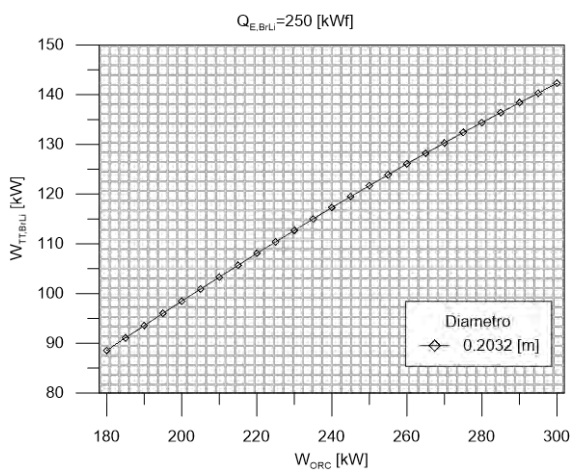
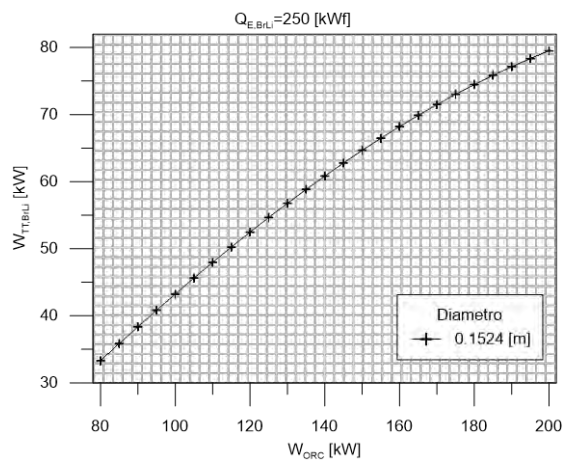
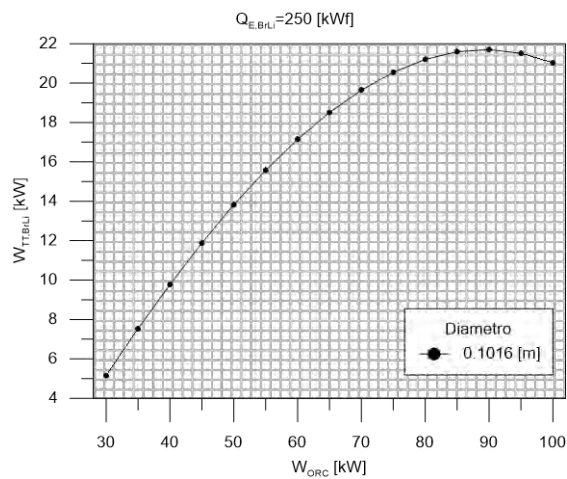


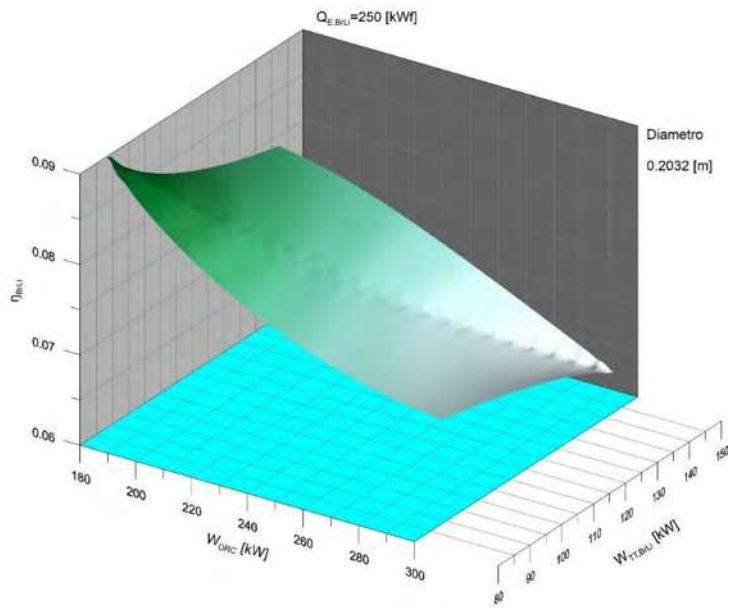
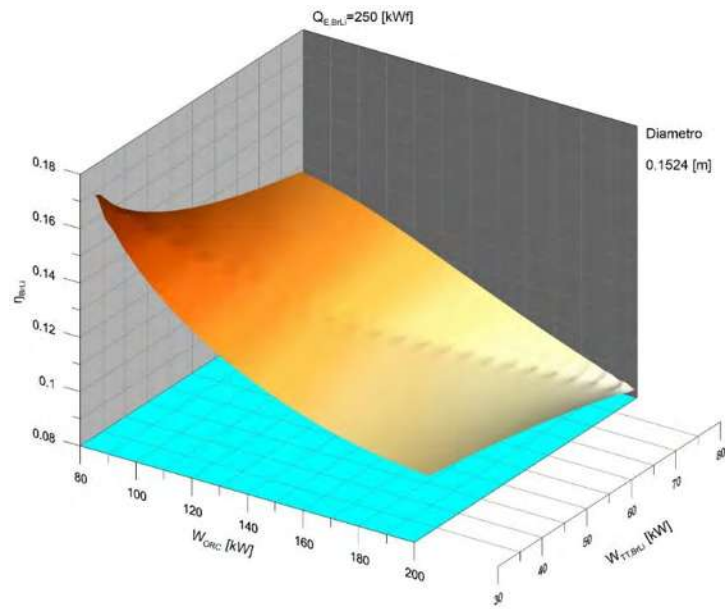
Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 225 kWf de enfriamiento



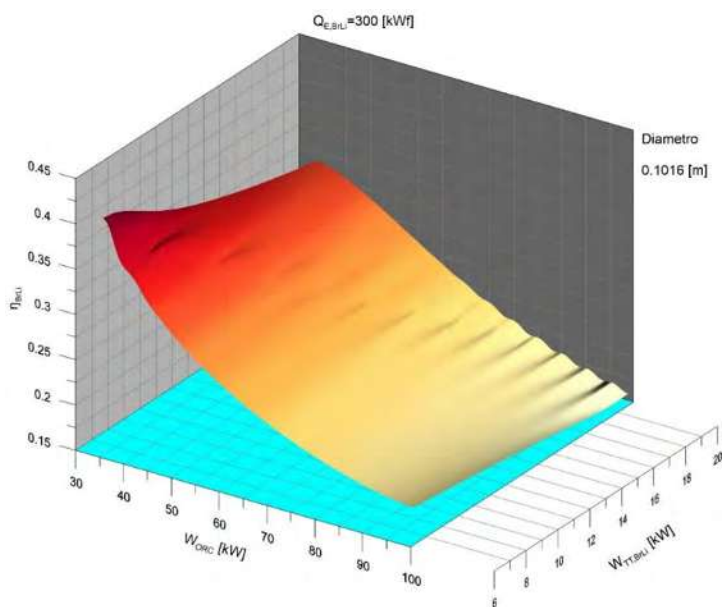
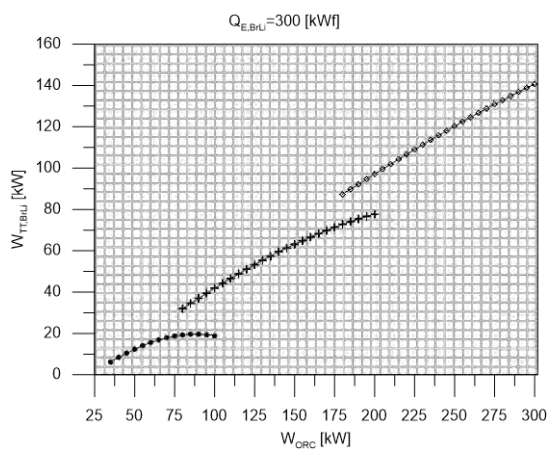
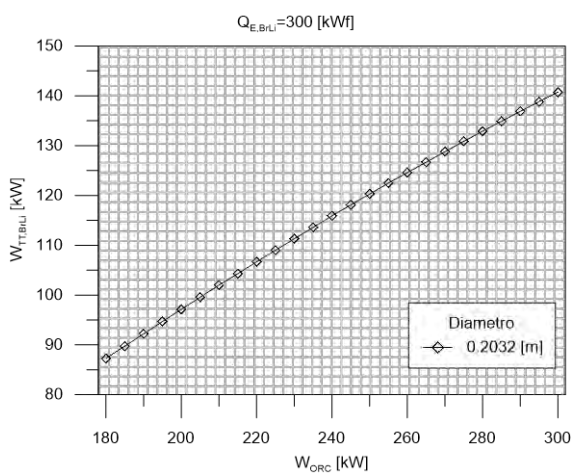
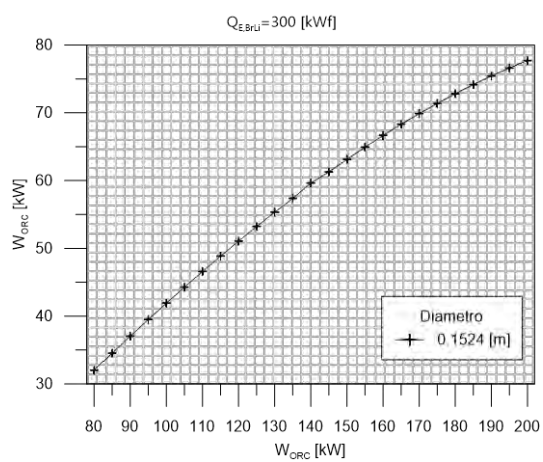
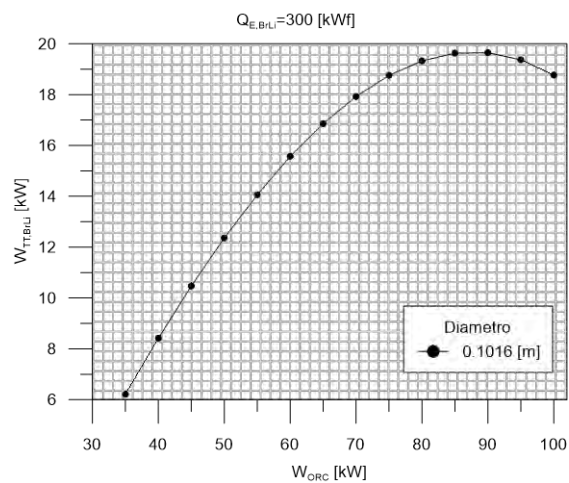


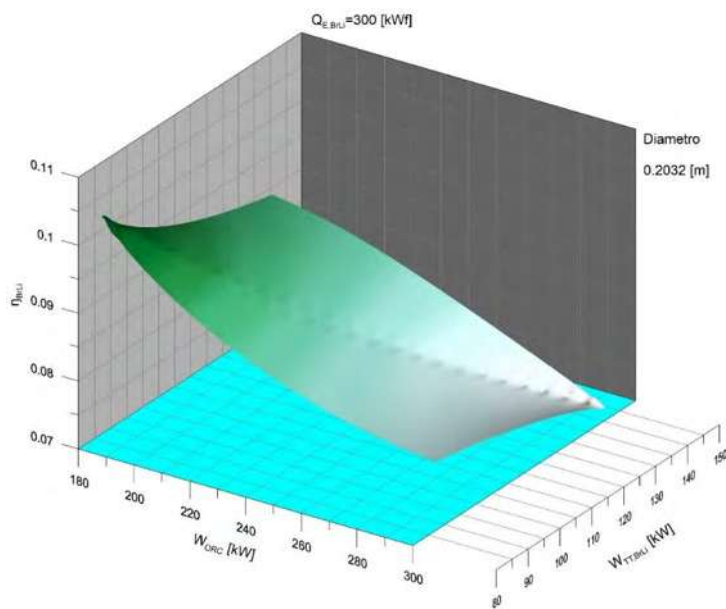
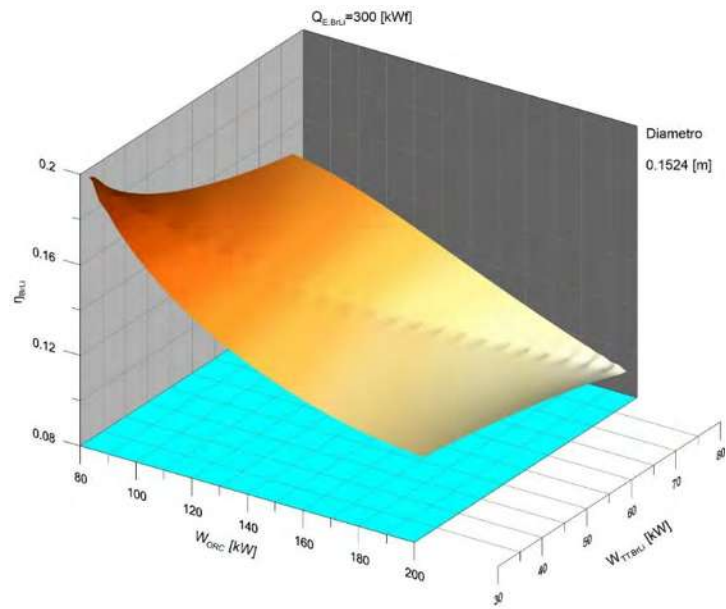
Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 250 kWf de enfriamiento



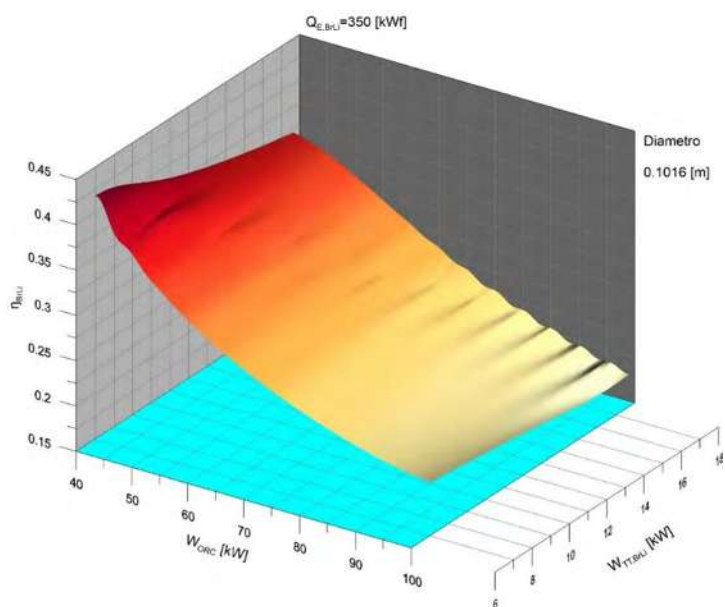
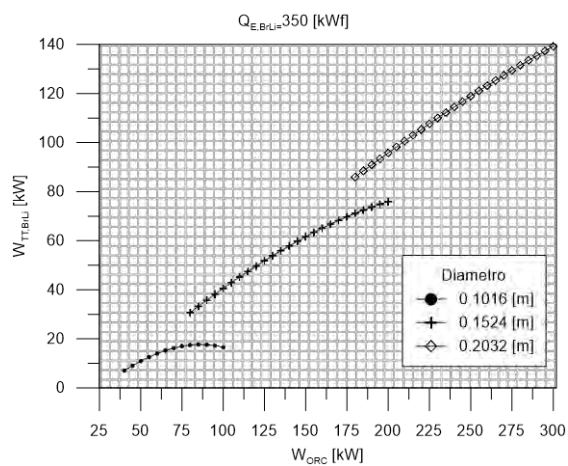
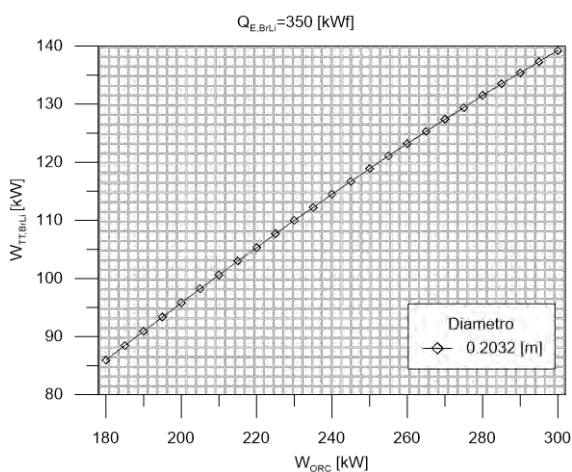
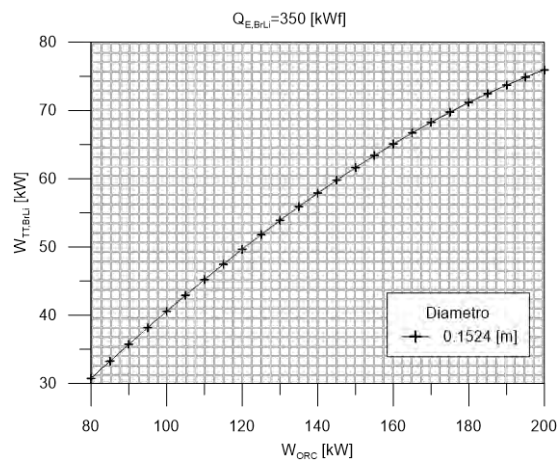
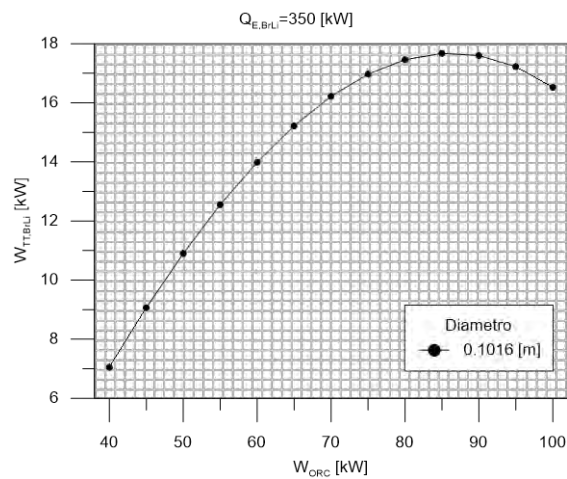


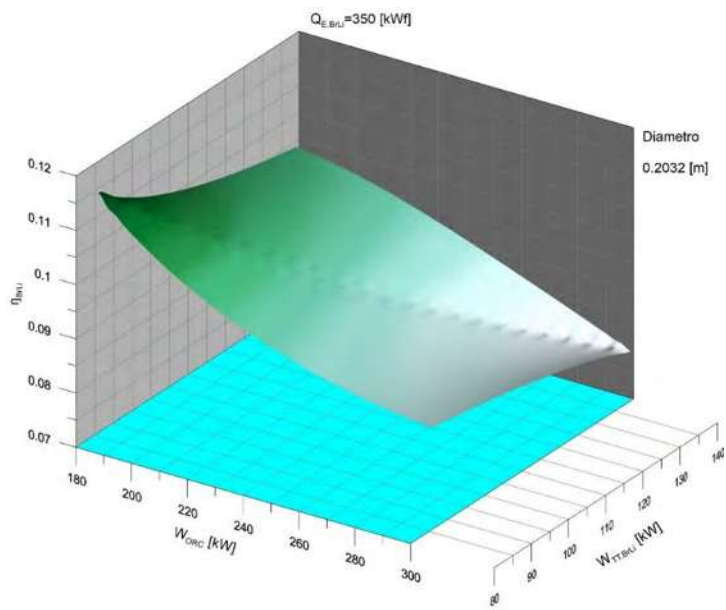
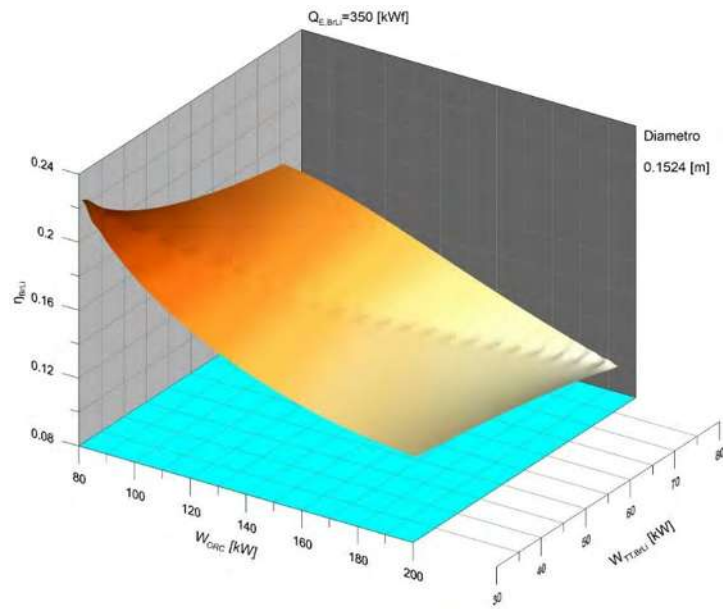
Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 300 kWf de enfriamiento



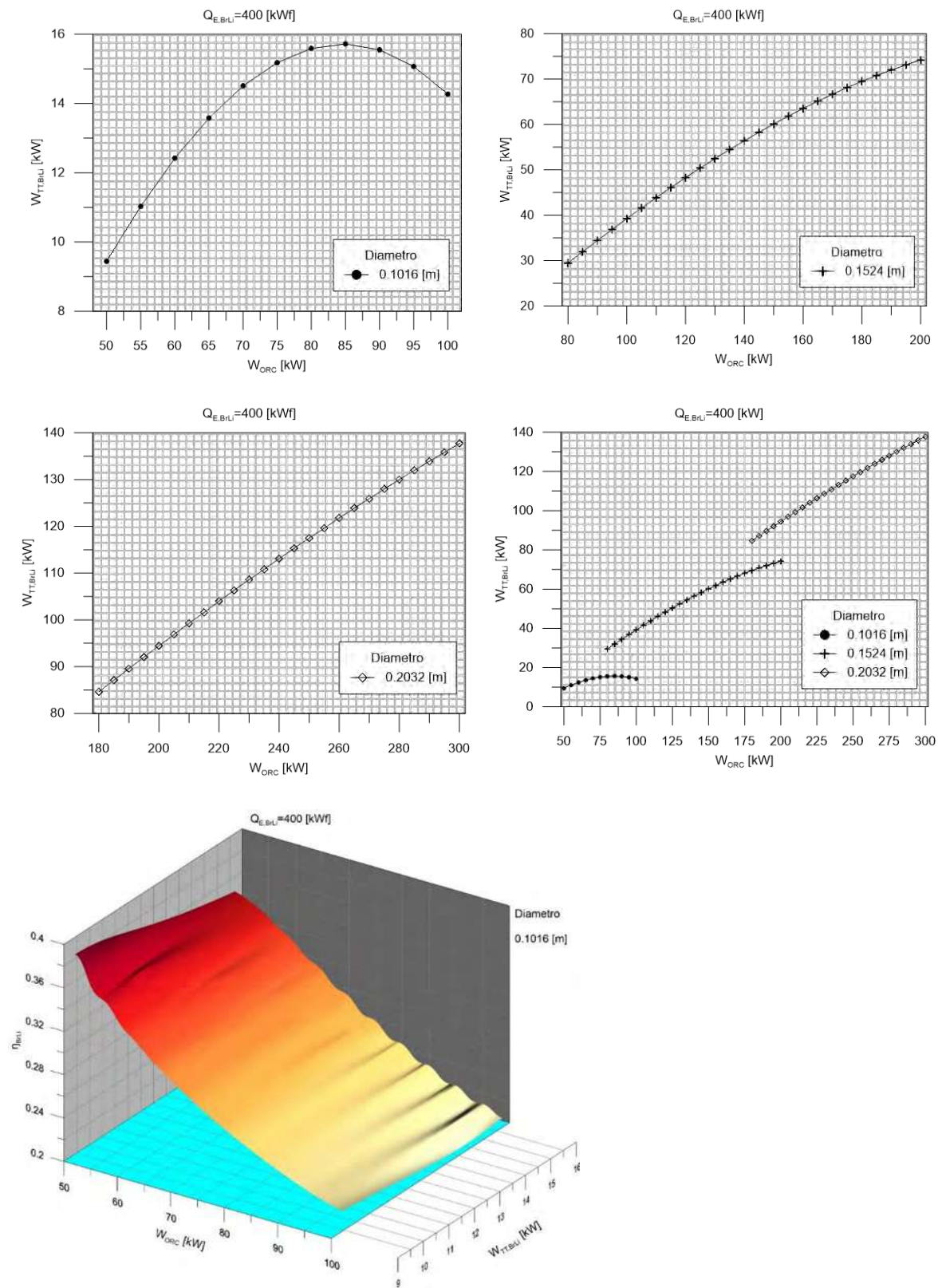


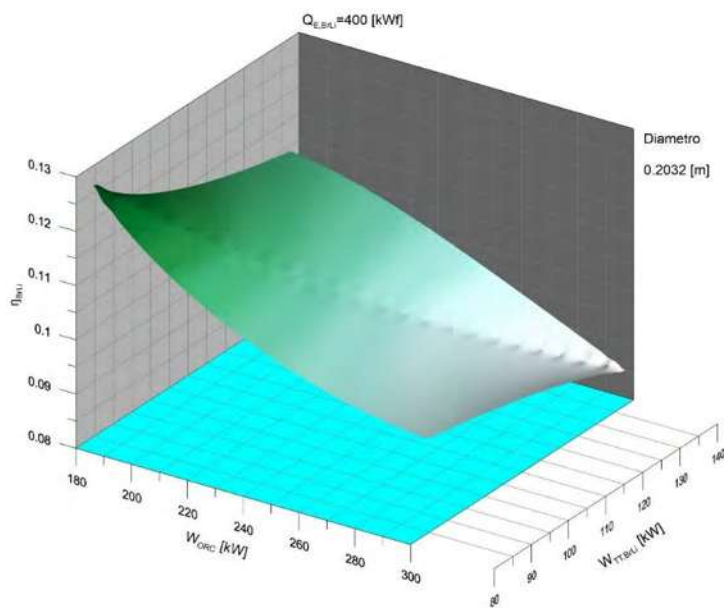
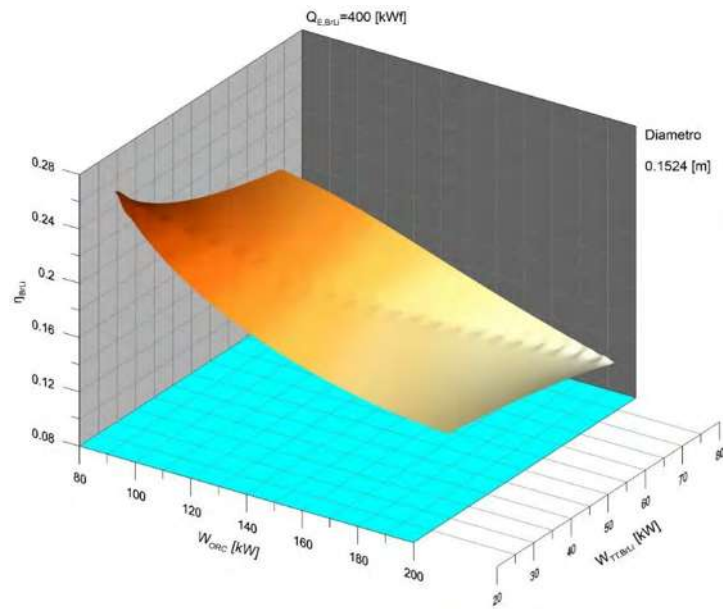
Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 350 kWf de enfriamiento



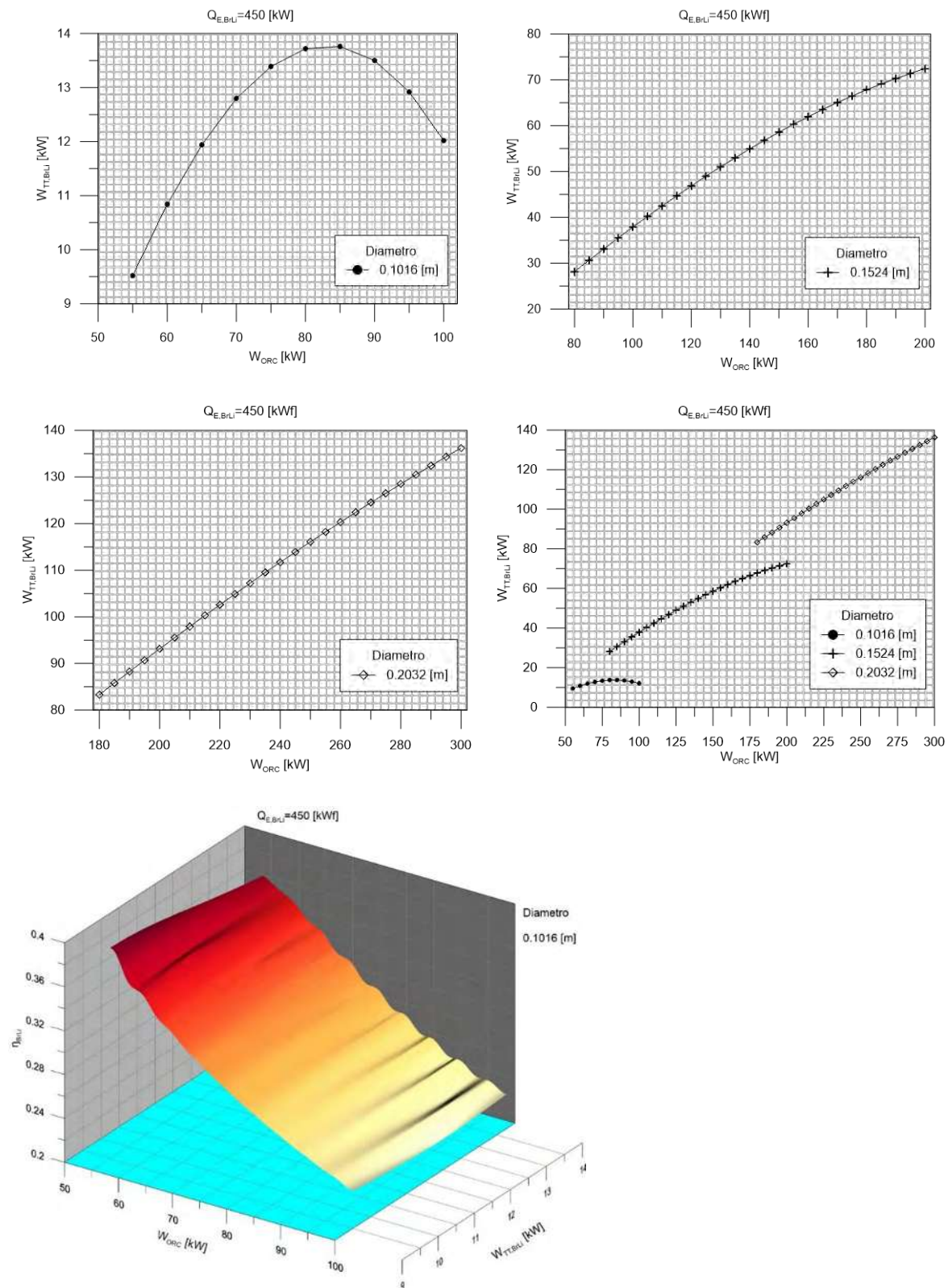


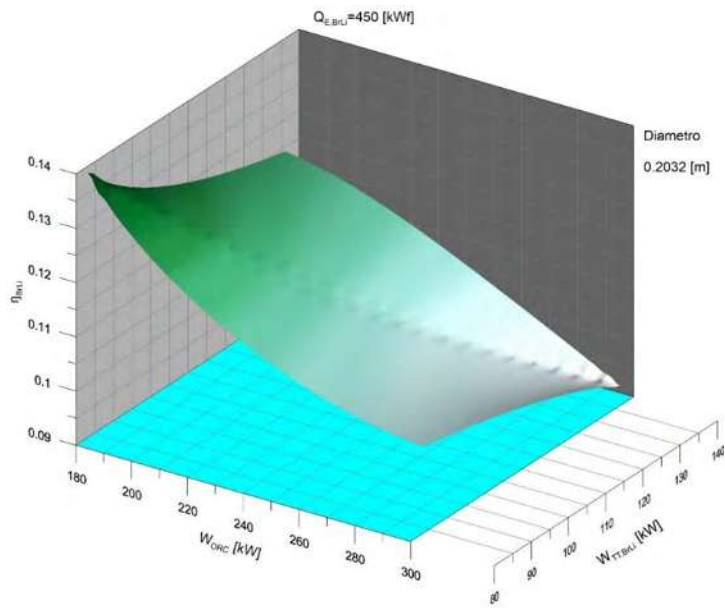
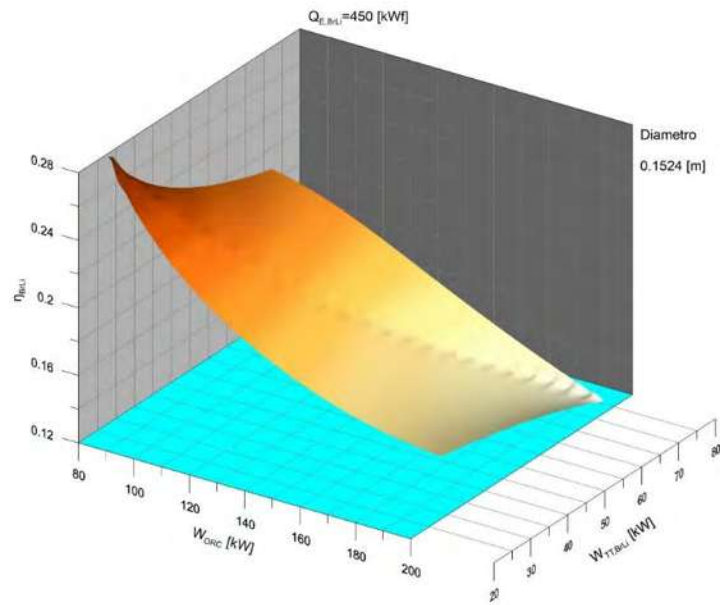
Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 400 kWf de enfriamiento





Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 400 kWf de enfriamiento





Sistema LiBr/H₂O con capacidad de 500 kWf de enfriamiento

