



PROYECTO FINAL

“INSTALACIÓN DE PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN”

Alumnas	Legajos
del Blanco, Lucía	05-25699-1
Firpo, Arianna	05-25545-3



ÍNDICE

Fundamentación	10
Objetivo general	12
Objetivos específicos	12
Alcance	12
Desarrollo	14
1. Estudio de mercado	14
1.1. Situación energética en Argentina	14
1.2. Situación de energía renovable en Argentina	18
1.3. Situación de energía solar térmica de concentración en el mundo	25
1.4. Barreras	28
1.5. Oportunidades	32
1.6. Descripción del mercado	32
1.6.1. Tamaño del mercado	32
1.6.2. Público objetivo	32
1.6.3. Público objetivo – alternativa para licitación	37
1.6.4. Competidores	37
1.7. Estudio econométrico	41
2. Tecnología utilizada	44
2.1. Equipamiento para generación de energía	44
2.1.1. Funcionamiento	45
2.1.2. Diseño	60
2.2. Factores climáticos y demográficos	64
2.3. Mano de obra especializada	65
2.3.1. De planta	65
2.3.2. De mantenimiento	66
3. Localización	66
3.1. Según factores demográficos	71
3.2. Según factores climáticos	71



3.3. Según cercanía a la red	72
3.4. Según reglamentaciones.....	77
3.5. Según accesibilidad y disponibilidad	77
4. Estudio técnico	78
4.1. Tamaño del proyecto.....	78
4.1.1. Capacidad operativa.....	80
4.1.2. Análisis de riesgos	80
4.2. Descripción del proceso	86
4.2.1. Tiempos operativos	99
4.2.2. Alternativas del servicio	99
4.2.3. Planificación de la distribución	100
4.2.4. Diagrama de flujo	101
4.2.5. Equipos claves.....	102
4.2.6. Estrategia de servicio.....	116
4.2.7. Volumen de generación.....	118
4.2.8. Personal y roles.....	119
4.3. Layout de la central termosolar.....	122
4.4. Servicios auxiliares y mantenimiento.....	123
4.5. Estudio legal	125
4.5.1. Legislación.....	125
4.5.2. Radicación industrial	126
4.6. Disposición y control de contaminantes	127
4.6.1. Residuos.....	127
4.6.2. Tratamientos de agua de proceso	128
4.6.3. Seguridad e higiene de trabajo.....	135
4.6.4. Evaluación del impacto ambiental.....	139
5. Montaje.....	142
5.1. Planificación y programación	142
5.2. Construcción de las instalaciones	143
5.3. Conexión a la red de distribución.....	146



5.4. Plan de contingencias en caso de fallas.....	148
5.5. Instalación de equipos.....	150
5.6. Prueba de planta.....	152
5.7. Puesta en marcha.....	153
6. Evaluación económica financiera.....	154
6.1. Mercado	154
6.2. Inversión.....	157
6.3. Detalle de inversión en maquinarias y equipamiento	160
6.4. Datos de generación.....	170
6.5. Producción y costos.....	171
6.6. Capital de trabajo. Estado de situación patrimonial proyectado	173
6.7. Mano de obra.....	174
6.8. Gastos generales y de administración.....	175
6.9. Cálculo de IVA.....	176
6.10. Proyección y evaluación	178
6.10.1. Fuentes de financiamiento	178
6.11. Análisis FODA	179
6.12. Estructura del capital	181
6.12.1. Cuadro de resultados.....	181
6.12.2. Free Cash Flow y Capital Cash Flow.....	182
6.12.3. CAPM	183
6.12.4. Flujo de fondos, VAN y TIR.....	185
ANEXO – diagrama de equipamiento y características	187



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Porcentajes de representación de energía según el sector.	15
Figura 2. Distribución de la potencia instalada según tecnología, diciembre 2018.....	17
Figura 3. Evolución de la potencia instalada a través de los años	18
Figura 4. Participación de energía renovable en la demanda	19
Figura 5. Generación eléctrica por fuente, agosto 2016	22
Figura 6. Generación de energía por fuente. Septiembre 2018	24
Figura 7. Energía Renovable en porcentaje Figura 8. Energía Solar generada	25
Figura 9. Evolución de la energía solar térmica de concentración	27
Figura 10. Generación de Energías Renovables histórica en el MEM.....	34
Figura 11. Fuentes de energías renovables 2018.....	35
Figura 12. Proyección de la participación de las compras conjuntas.....	36
Figura 13. Participación de las provincias	39
Figura 14. Evolución de la Demanda GWh 2007 – 2018.....	42
Figura 15. Relación crecimiento energías renovables y participación del proyecto en el mercado. 79	
Figura 16. Ciclo Rankine representado en simulador Pro II	94
Figura 17. Participación en el mercado potencial en el tiempo respecto del porcentaje de renovables hasta 2025	156
Figura 18. Relación entre la potencia eléctrica de la planta en el	164
Figura 19. Gráfico de los diferentes vectores que intervienen	165



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Generación de Energía Renovable histórica en el MEM.	34
Tabla 2. Contratos de Renovables y potencias respectivas	35
Tabla 3. Costo medio MEM de la energía entregada y representación porcentual en el abastecimiento de la demanda	36
Tabla 4. Porcentajes de participación de cada provincia	39
Tabla 5. Regresores – Estudio econométrico	41
Tabla 6. Pruebas T de Student, Fisher-Snedecor, Bondad del ajuste	42
Tabla 7. Estudio econométrico.....	43
Tabla 8. Participación del proyecto en el mercado según a la variación establecida por Ley hasta el año 2025.....	44
Tabla 9. Costos de la mano de obra	65
Tabla 10. Tabla comparativa de características	67
Tabla 11. Tabla comparativa numéricamente evaluativa	67
Tabla 12. Referencias de las líneas de distribución SADI	76
Tabla 13. Participación del proyecto en el mercado potencial.....	79
Tabla 14. Estados reales obtenidos con simulador Pro II.....	94
Tabla 15. Nuevos datos obtenidos con simulador Pro II sobre el ciclo Rankine del proyecto.....	95
Tabla 16. Costos por año de personal, durante la construcción e instalación.....	121
Tabla 17. Costo total de personal durante el funcionamiento	122
Tabla 18. Requerimientos del agua tratada	129
Tabla 19. Porcentaje de participación según tecnología de generación	154
Tabla 20. Porcentaje de participación según tecnologías de generación renovables	155
Tabla 21. Participación en el mercado potencial en el tiempo.....	155
Tabla 22. Proyección de la generación a 10 años a partir de la nueva participación	156
Tabla 23. Activos fijos y nominales para la inversión.....	158
Tabla 24. Inversión total con IVA incluido.....	159
Tabla 25. Período de amortización para cada activo	159
Tabla 26. Cuadro de amortizaciones.....	160
Tabla 27. Coste de la inversión del campo solar	161
Tabla 28. Cálculo del coste de heliostatos	161
Tabla 29. Coste de cableado y equipos	162
Tabla 30. Cálculo del costo del terreno.....	162
Tabla 31. Cálculo del costo de la obra civil.....	163
Tabla 32. Costo de instrumentación y control	166
Tabla 33. Coste de la inversión del almacenamiento de sales.....	166
Tabla 34. Cálculo del costo de depósitos	167
Tabla 35. Costo del generador de vapor	167
Tabla 36. Cálculo del compuesto sódico	169



Tabla 37. Coste del ciclo de potencia	169
Tabla 38. Cálculo del costo de equipos mecánicos	169
Tabla 39. Coste de equipos eléctricos	170
Tabla 40. Coste de la obra civil	170
Tabla 41. Datos de generación	171
Tabla 42. Precio de generación en USD/MWh	171
Tabla 43. Generación anual de energía	171
Tabla 44. Ingreso por venta de generación	172
Tabla 45. Cantidad de sales necesarias para producir por año	172
Tabla 46. Costo de materias primas y mano de obra	172
Tabla 47. Costos directos de generación	172
Tabla 48. IVA de costos directos	173
Tabla 49. Cuadro de capital de trabajo	173
Tabla 50. IVA capital de trabajo	173
Tabla 51. Cantidad de personal y turnos	174
Tabla 52. Pagos correspondientes al personal	174
Tabla 53. Porcentajes de cargas sociales	175
Tabla 54. Cálculo mano de obra	175
Tabla 55. Mano de obra	175
Tabla 56. Cálculo de gastos generales y de administración	176
Tabla 57. IVA compras	177
Tabla 58. IVA ventas	177
Tabla 59. Posición técnica del IVA	177
Tabla 60. IVA recupero	178
Tabla 61. Datos de financiamiento Banco Nación	178
Tabla 62. Cálculo de financiamiento	179
Tabla 63. Estructura del capital	179
Tabla 64. Cuadro de resultados	182
Tabla 65. Rentabilidad – Equity cash flow	182
Tabla 66. Rentabilidad – Free cash flow	182
Tabla 67. Cálculo de la varianza	184
Tabla 68. Cálculo de la covarianza	184
Tabla 69. Beta del proyecto, KE y WACC	184
Tabla 70. Flujo de fondos	185
Tabla 71. TIR accionista, TIR proyecto, WACC, VAN	185



ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Central Gemasolar de Sevilla.....	11
Ilustración 2. Cinturón Solar en el mundo	28
Ilustración 3. Radiación Solar Argentina - enero.....	40
Ilustración 4. Esquema de representación de la radiación generada por los espejos, hacia la torre central.	47
Ilustración 5. Esquema de funcionamiento de la central PS10, España	51
Ilustración 6. Sistema con almacenamiento de sales fundidas.....	54
Ilustración 7. Vistas superior y frontal de tanques de almacenamiento de energía	55
Ilustración 8. Lana de roca utilizada como aislante para los tanques de almacenamiento.....	56
Ilustración 9. Imagen real de tanques de almacenamiento de sales fundidas	56
Ilustración 10. Diagrama esquemático de ciclo Rankine y Diagrama T-s.....	58
Ilustración 11. Mecanismo de transmisión cenital	61
Ilustración 12. Mecanismo de transmisión azimutal	61
Ilustración 13. Diagrama de receptor cilíndrico de tubo externo.....	62
Ilustración 14. Esquema de torre de hormigón armado.....	63
Ilustración 15. Ejemplo de ascensores instalados en torres	63
Ilustración 16. Esquema de disposición de equipos del ciclo de potencia	64
Ilustración 17. Radiación solar en Argentina – Enero	68
Ilustración 18. Radiación solar en Argentina – Junio	69
Ilustración 19. Localización Central Termosolar de Torre Central	70
Ilustración 20. Radiación solar Argentina - Diciembre.....	70
Ilustración 21. . Líneas de distribución de energía San Juan.....	75
Ilustración 22. Diagrama del efecto coseno.....	81
Ilustración 23. Diagramas de sombras y bloqueos.....	82
Ilustración 24. Diagrama de transmisión a través de la atmósfera	83
Ilustración 25. Flujo de viento sobre heliostatos a través de rejillas porosas.	85
Ilustración 26. Esquema de planta	87
Ilustración 27. Esquema de principales componentes de la planta.....	97
Ilustración 28. Diagrama de flujo	101
Ilustración 30. Heliostato	102
Ilustración 31. Torre con receptor cilíndrico externo	107
Ilustración 32. Turbina de vapor de carcasa simple SST-300	109
Ilustración 33. Ejemplo de condensador.....	110
Ilustración 34. Ejemplares de aerofriadores	112
Ilustración 35. Ejemplo de intercambiador de calor industrial	113
Ilustración 36. Ejemplo de comanda de sistema de control	115
Ilustración 37. Layout de central termosolar de torre central.....	122
Ilustración 38. Limpieza de heliostatos, llevado a cabo por Abengoa Solar	124



Ilustración 39. Diagrama de ósmosis inversa industrial.....	132
Ilustración 40. Perfil de heliostato	145
Ilustración 41. Limpieza de heliostatos.....	150



Instalación de planta de Energía Solar Térmica de Concentración.

Fundamentación

Cada vez es mayor la cantidad de países comprometidos en las energías renovables y la eficiencia energética. Durante el año 2015, ha subido la capacidad de energía y la participación en la generación de las mismas. Esto demuestra un gran aumento en el empleo de ellas y en la cantidad de trabajo, directo e indirecto, para la población.

Los últimos años han sido notables para la energía renovable, ya que se ha contado con la incorporación de capacidad, pero con la persistencia de desafíos en el sector eléctrico. Algunos factores han influido en las energías renovables, como es el caso de la disminución de los combustibles fósiles, disminución sustancial de precios contratados a largo plazo de energía renovable, aumento significativo de atención en la acumulación de energía, aumento de rentabilidad de tecnologías renovables, iniciativas de política aplicada, mejor acceso al financiamiento, seguridad energética y cuestiones de medio ambiente, demanda creciente de energía en distintas economías, entre otros.

En base a la Ley 27.191 de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía, destinada a la Producción de Energía Eléctrica, se puede observar cómo es que debe estar la situación energética en el año 2025, donde el porcentaje de energía renovable debe ser del 20%.

Dentro de las fuentes de energía renovable, se encuentra un pool de tecnologías conformado por Biomasa, Eólica, Hidráulica y Solar, siendo esta última Fotovoltaica o Térmica de Concentración.

En este proyecto se llevará a cabo la generación de *Energía Solar Térmica de Concentración*, debido a que se espera elevar el 8% de generación renovable

actual al porcentaje estipulado por la Ley para el año 2025, y así satisfacer la demanda de los grandes consumidores en función al requerimiento legal.

La ventaja principal es que pueden reemplazar a las centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles, permitiendo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que provocan el cambio climático. La mayoría de los materiales empleados pueden ser reciclados y utilizados de nuevo para otras centrales

Es una de las líneas de aprovechamiento de la Energía Solar en el campo de las energías renovables más moderna y con mayor eficiencia en el mercado internacional. Sus principales beneficios radican en el alto rendimiento, el aprovechamiento como fuente de energía durante la noche, y los materiales existentes en el mercado mundial.



Ilustración 1. Central Gemasolar de Sevilla



Objetivos del proyecto

Objetivo general

Instalar una planta de energía solar térmica de concentración, para la generación e inyección de energía eléctrica a la red, en el partido de Ullum, San Juan.

Objetivos específicos

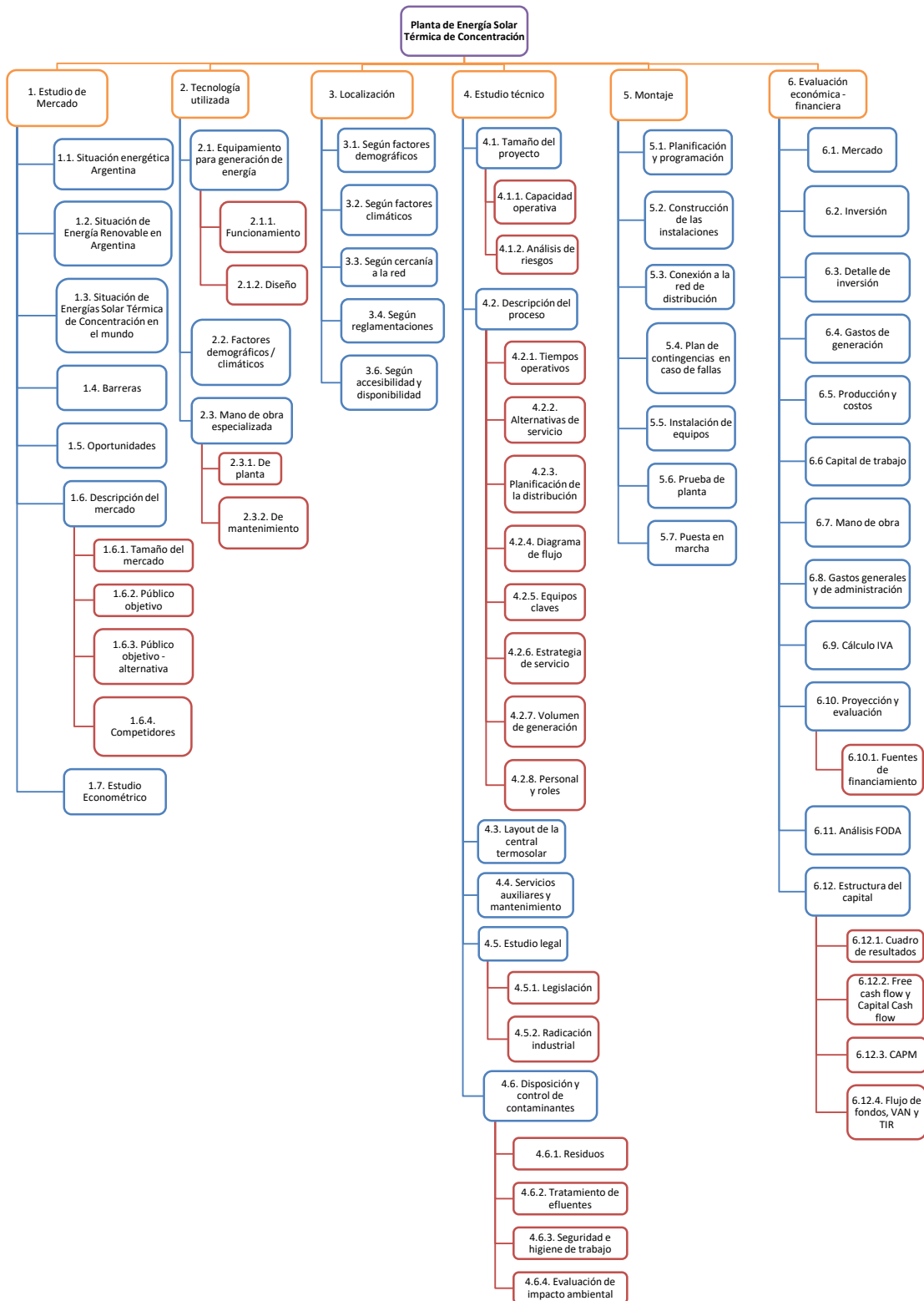
- Aumentar la producción de energía eléctrica generada por fuentes renovables;
- Suministrar la energía generada a las redes de transmisión de energía nacional;

Alcance

Para lograr la finalidad del proyecto, se llevará a cabo un análisis de mercado de generación de energía eléctrica a través de energías renovables, tratando de conocer el estado actual de la demanda a nivel nacional e internacional, y que esto sirva como historial para el análisis; analizar la localización de la planta de forma tal que sea la más satisfactoria para el alcance del rendimiento esperado, teniendo en cuenta las zonas más desérticas del país; planificar la instalación y ejecución de la planta y estudiar la conexión con la red de distribución; hacer estudio de tecnología y equipamientos a utilizar en la instalación, preferentemente utilizando tecnología de punta y mano de obra especializada para su correcto manejo; buscar actores involucrados y materiales que se necesitarán para llevar a cabo el trabajo; seguimiento y verificación del correcto funcionamiento de los equipos instalados y de la planta; estudiar la viabilidad económico financiera del proyecto.



Estructura desagregada de trabajo





Desarrollo

La *Energía Solar Térmica de Concentración* es un tipo de energía que utiliza espejos o lentes para concentrar una gran cantidad de luz solar sobre una superficie pequeña. Esta energía se produce cuando la luz impulsa un motor térmico, turbina de vapor, conectado a un generador de electricidad. Para esto se necesita un tipo de horno solar que usa una torre para recibir luz solar concentrada, un conjunto de espejos planos móviles (heliostatos) para enfocar los rayos de sol sobre una torre colectora. El calor se convierte en energía eléctrica mediante el calentamiento de un material fundido, normalmente sal.

1. Estudio de mercado

1.1. Situación energética en Argentina

La República Argentina cuenta con 43,42 millones de habitantes de acuerdo a lo contabilizado hasta el año 2015, el PBI/habitante del país es 13.432 USD, con una fuerte participación del sector de servicios (67,9% aproximadamente). El consumo de energía final per cápita fue de 1.208 toneladas equivalente de petróleo (Tep) en el año 2014, y cada habitante consumió en promedio, 3.093 kWh.

En el sector residencial, la fuente energética más importante es el gas natural con el 62% del total consumido, seguida por la electricidad con el 26%, mientras que en el comercial es la energía eléctrica la primera fuente de consumo (58%) y en el agro el gas oíl (91%).

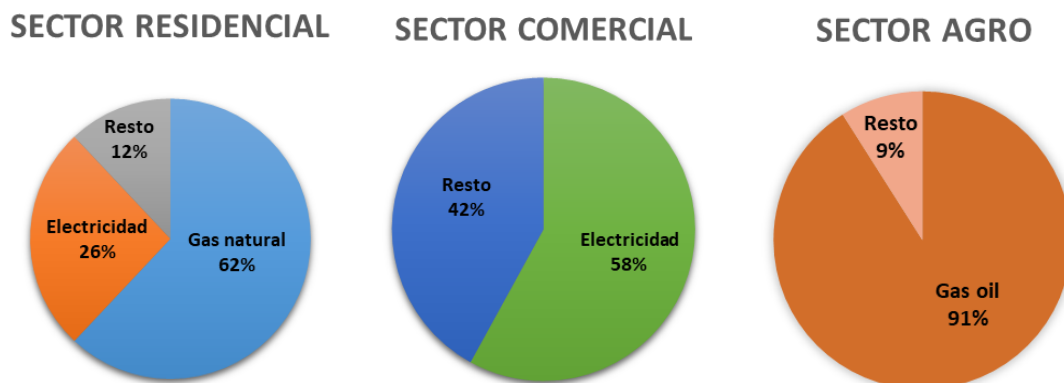


Figura 1. Porcentajes de representación de energía según el sector.¹

En el sector transporte el gas oíl representa el 42% del total consumido en este sector, las naftas el 32%, la energía eléctrica el 14% (sistema ferroviario y subterráneos, esencialmente) y los aerocombustibles el 7%. Finalmente la industria, consume gas natural en un 48%, y energía eléctrica en un 28%.²

Los combustibles fósiles contribuyen más del 90% a la matriz energética argentina, y su generación eléctrica se basa principalmente en energía térmica (fósil), hidráulica y nuclear.

Durante el año 2015, a valores medios de potencia, la demanda de energía presentó un crecimiento alrededor del 4.5 %, mayor al crecimiento alcanzado en el año 2014 que se había ubicado en 1.0%. La demanda pudo ser abastecida sin mayores dificultades a lo largo del año; no obstante, en algunas oportunidades debido a las altas exigencias debió requerirse el despacho de la totalidad del parque con una operación ajustada.

La disponibilidad del parque térmico fue algo superior a los últimos períodos, resultó en el orden del 80%. La generación ingresante durante el año estuvo alrededor de los 2200 MW, según informe anual de CAMMESA del año 2017.

¹ Elaboración propia

² Según Reporte de Sustainable Energy For All, publicado en enero de 2013, Buenos Aires, Argentina.



El precio de la energía, determinado según las Res. SE 240/03, que supone abastecimiento de gas sin límites para todo el parque generador que lo pueda consumir y con un tope de 120 \$/MWh en enero 2017, se incrementó a 240 \$/MWh en diciembre del mismo año. El precio monómico representativo de costos total de operación del *Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)*, incluyendo los cargos de potencia y sus servicios asociados, los sobrecostos debido a la utilización de combustibles, los cargos a la demanda excedente de los Grandes Usuarios (GU) y los Contratos de Abastecimiento MEM, alcanzó una media del orden de los 1.173,4 \$/MWh, frente a los 1.054,9 \$/MWh del año anterior.³

La potencia instalada en Argentina en diciembre del año 2018 llegó a los 38.538 MW. La demanda, en esa altura del año, presentó decrecimientos de hasta 10%, llegando a 10.808 GWh respecto de los 12.025 GWh de diciembre del año anterior. En general, todos los tipos de consumo presentaron bajas. La demanda de distribución, que incluye a los grandes usuarios, decreció también alrededor del 10%, al igual que la gran demanda (GU compra directa al MEM).

La participación de la importación fue baja a la hora de satisfacer la demanda; se importó 191 GWh para diciembre 2018, prácticamente de origen renovable o excedentes hidráulicos, frente a 9 GWh importados en diciembre 2017.

A partir de diciembre 2016, en línea con la Ley de Energías Renovables N° 27.191 del 2015, las hidráulicas menores a 50 MW se clasifican como renovables. Hoy por hoy la energía renovable representa algo más del 4% de la potencia total instalada.

El costo monómico medio de generación del mes alcanzó los 2.543 \$/MWh, frente a los 1.203 \$/MWh de igual mes del año anterior. Para el Año Móvil, o sea para el año 2018, el costo medio cerró en 2.118 \$/MWh.

³ Según informe anual de Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), año 2017.



El precio monómico estacional alcanzó los 1347 \$/MWh según los nuevos precios en vigencia de la Disposición SSEE N° 75/2018, frente a los 810 \$/MWh medios vigentes en diciembre 2017 según la Resolución MEyM N°1091/2017.

En el siguiente esquema, se desglosa el porcentaje de participación de cada tecnología que conformaron la potencia instalada hasta el mes de diciembre de 2018.

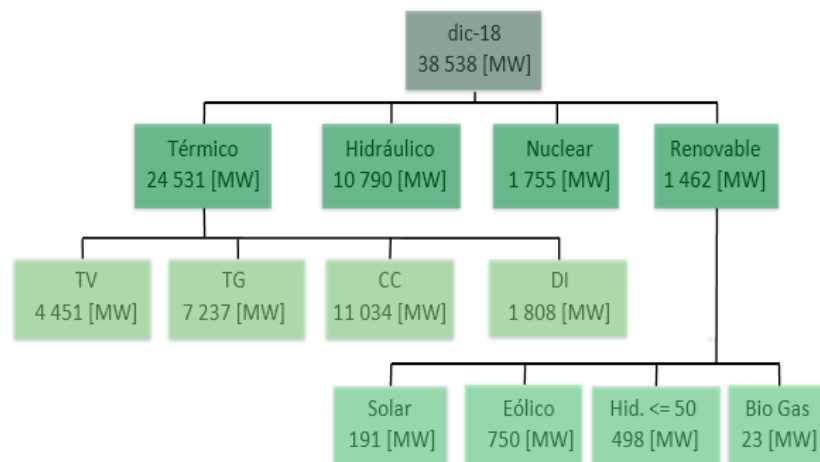


Figura 2. Distribución de la potencia instalada según tecnología, diciembre 2018

En lo que respecta a lo que va del año 2019, la potencia instalada hasta el momento es de 38.922 MW. La demanda, hasta el mes de abril de 2019, presentó un decrecimiento de aproximadamente el 9%, siendo 9.574 GWh de este mes respecto de 10.493 GWh de abril del año anterior.

La participación de la importación a la hora de satisfacer la demanda sigue siendo baja; se importó 152 GWh para abril 2019, prácticamente de origen renovable o excedentes hidráulicos.

La generación hidráulica y térmica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, aunque se observa una mayor participación de las energías renovables.



En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la potencia instalada de manera anual.

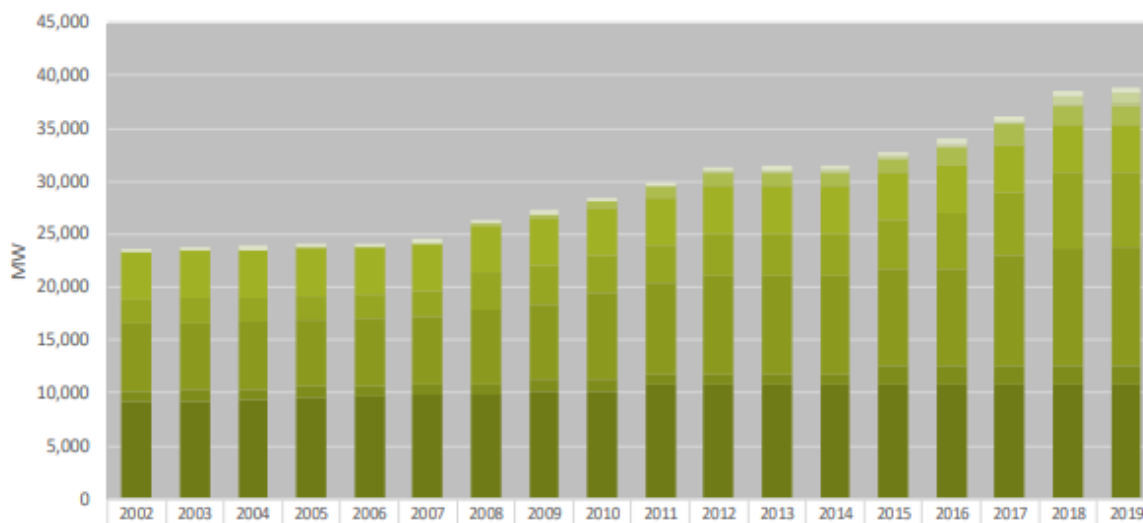


Figura 3. Evolución de la potencia instalada a través de los años

1.2. Situación de energía renovable en Argentina

Las energías renovables representan en el balance energético nacional, alrededor del 11% de la oferta de energía primaria.⁴

Hasta el año 2012, se habían instalado 5000 sistemas solares fotovoltaicos para proyectos, que representan 887 KW de potencia instalada, los cuales han producido anualmente 1.133 MWh, evitando una emisión anual de 950 toneladas de dióxido de carbono (CO₂).⁵

Se han realizado intentos para incentivar la participación de las energías renovables en la matriz energética del país, con avances que han permitido duplicar la energía proveniente de estas fuentes en los últimos seis años.⁶

⁴ Según Reporte de Sustainable Energy For All

⁵ Crónica ONU, una revista trimestral publicada por el Departamento de Información Pública desde 1946.

⁶ Según Reporte de Sustainable Energy For All



La sanción de la Ley 26.190 propuso como objetivo que en el año 2016 el 8% de la energía eléctrica generada proviniera de fuentes renovables, lo cual ha sido un paso importante.⁷

Finalmente, la ley 27.191 tiene por objetivo la contribución de fuentes renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional para el 2018, y 20% para el 2025. Se propone así alcanzar los 10 mil megavatios renovables en 10 años.⁸

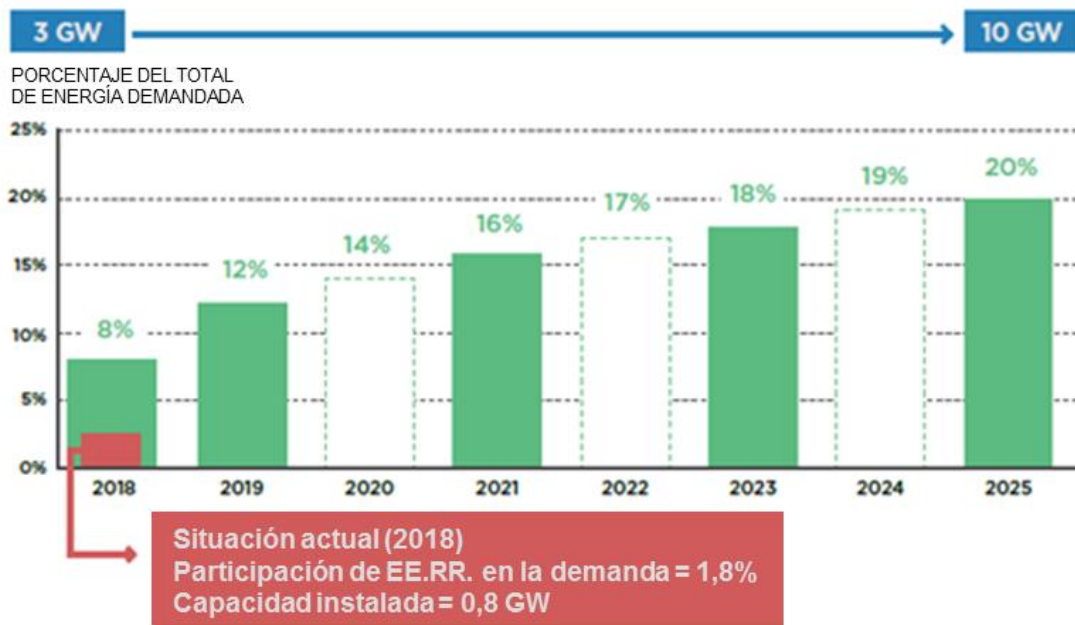


Figura 4. Participación de energía renovable en la demanda⁹

Energía Argentina S.A. (ENARSA) lanzó el programa **GENREN** mediante el cual espera incorporar en los próximos años cerca de 800 MW de potencia al sistema proveniente de recursos renovables no convencionales.

Para poder avanzar en las metas establecidas, se diseñaron elementos contractuales denominados Contratos de Abastecimiento a partir de Fuentes

⁷ Según Reporte de Sustainable Energy For All

⁸ Según RenovAr, Plan de Energías Renovables

⁹ Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables, Secretaría de Energía Eléctrica, Ministerio de Energía y Minería (MINEM)



Renovables (Resolución 712/2009), a realizarse entre el **MEM** (Mercado de Energía Mayorista) representado por la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) y ofertas de generación presentados por la empresa ENARSA. Hasta la fecha, se adjudicaron por este mecanismo 895 MW de potencia: Eólica 754 MW; Térmica con Biocombustibles 110,4 MW; pequeños aprovechamientos Hidroeléctricos 10,6 MW; Solar Fotovoltaica 20 MW.

Suponiendo que todos los proyectos estuvieron operativos en el año 2016, y considerando un crecimiento de la demanda en el **MEM** del 4% anual, la generación proveniente de las Centrales de energía renovable sería cercana a los 3.500 GWh/año. Se alcanzaría con esta producción de electricidad cubrir el 3,5% del total de energía eléctrica necesaria para cubrir la demanda del año 2016, a mitad de camino del objetivo del 8% establecido por la ley 26.190.

Existen barreras institucionales para el cumplimiento de los objetivos que pueden ser superadas fortaleciendo las acciones orientadas a la coordinación y capacitación de los recursos humanos que trabajan en el ámbito de las energías renovables y de la eficiencia energética.

Nuestro país es uno de los países con más potencial para las energías renovables. Si Argentina se lo propone, podría suplir la totalidad de su consumo eléctrico con energías de fuentes limpias y renovables, e incluso podría llegar a ser exportadora neta.

Se realizaron estudios y mapas para conocer el potencial de energías renovables en cada provincia con la mayor exactitud posible y en el año 2009 se reglamentó la ley por decreto presidencial. Ese mismo año, el gobierno nacional, junto con **ENARSA**, la empresa pública de energía, lanzaron el programa **GENREN**, que ofrecía comprar 1.000 MW de energías renovables mediante contratos fijos a 15 años.



Las licitaciones tuvieron buena respuesta por parte de empresas privadas: se presentaron 22 ofertas por 49 proyectos que ascendían a un total de 1461 MW, superando las estimaciones oficiales en un 46 por ciento.

En junio de 2010, luego de un exhaustivo análisis, se conocieron los ganadores y se aprobaron un total de 895 MW. La mayoría de las ofertas fueron por energía eólica, una de las que requiere menos inversión y menores riesgos financieros.

Las licitaciones se lanzan para que finalmente la Argentina figure en el mapa de las energías renovables, cumpliendo con las leyes promulgadas en los últimos años y ahora deben reglamentarse; la meta es llegar al 20% de energía renovable en 2025, 8% para diciembre de 2017.

Hoy la generación por energías renovables representa menos del 2% del total de la matriz energética, es decir, bastante menos de lo que pretendía la 26.190 a través de su programa **GENREN**.

Durante el mes de agosto de 2016, la generación total de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista disminuyó un 7,9% comparado con el mes anterior y un 3,1% al evaluarlo contra agosto de 2015, totalizando 11.121 GWh (de acuerdo a datos provisorios de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico).

Esta generación fue realizada principalmente con generación térmica (70%). La hidroelectricidad dio cuenta del 24%, mientras que la nuclear fue el 4% del total. Las energías renovables, por su parte, aportaron el 1.8%, tal como indica el gráfico que se presenta a continuación. A fines de 2015, se mostró un incremento de este porcentaje hasta el 2,7%.

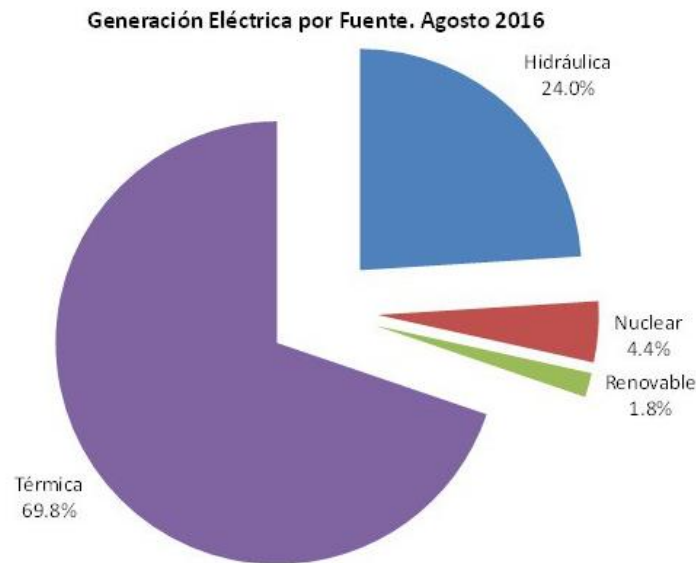


Figura 5. Generación eléctrica por fuente, agosto 2016 ¹⁰

La Argentina, en particular, ofrece condiciones atractivas para los desarrollos de ingeniería en pos de la producción de energía sustentable; tiene condiciones increíbles para los desarrollos de la producción de energía sustentable, por lo que como mínimo, debería producir el 20% de la energía que consume a través de fuentes renovables.

El Proyecto **PERMER** (*Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales*) es uno de los programas más exitosos encarados por el Gobierno argentino para poder suministrar energía eléctrica a usuarios residenciales aislados de la red interconectada con energías renovables.

Este proyecto tiene como objetivo principal el abastecimiento de electricidad a un significativo número de personas que viven en hogares rurales, y aproximadamente a 6.000 servicios públicos de todo tipo (escuelas, salas de emergencia médica, destacamentos policiales, etc.) que se encuentran fuera del alcance de los centros de distribución de energía; tiene alto contenido social, cuyos objetivos son atender al mejoramiento de la calidad de vida de las

¹⁰ Artículo de Energía Estratégica, noviembre 2016



comunidades rurales dispersas, contribuyendo al alivio de la pobreza en las mismas.

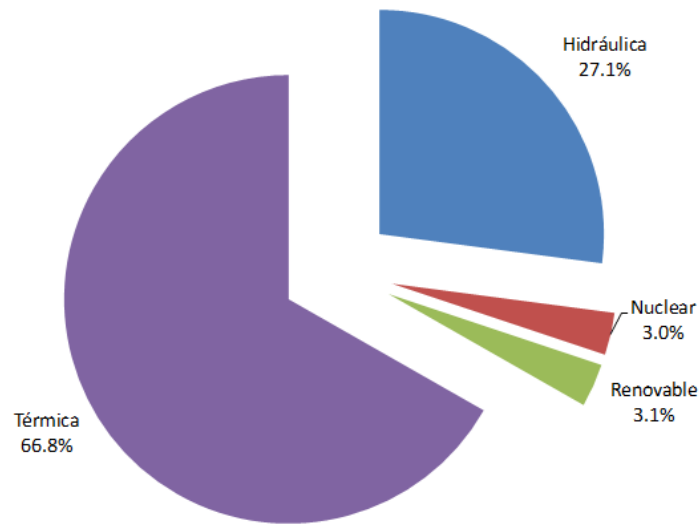
Este es financiado con un préstamo del Banco Mundial (USD 30 Millones), más una donación del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (USD 10 Millones), por Fondos Eléctricos u otros fondos Provinciales; y por aportes de los Concesionarios provinciales y de beneficiarios. La inversión total estimada del **PERMER** es de aproximadamente USD 58,2 millones.

Los resultados alcanzados por el **PERMER** a diciembre de 2010 fueron los siguientes: 4.932 viviendas con energía solar, 1.615 viviendas con energía eólica, 1.377 escuelas y 200 establecimientos de servicios públicos con energía solar. También se desarrollaron 21 proyectos de mini redes que prestan el servicio eléctrico a aproximadamente 1.840 viviendas. Mediante la componente térmica del proyecto, se instalaron 257 sistemas termo solares en escuelas y servicios públicos que se utilizan para la cocción de alimentos y para agua caliente sanitaria.¹¹

Por otro lado, durante el mes de septiembre de 2018, la generación de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) disminuyó un 15,4% comparado con agosto. Al evaluarla contra septiembre de 2017, se verifica una caída del 4,2%, totalizando 10.237 GWh (de acuerdo a datos provisorios de CAMMESA). Esta generación fue realizada principalmente con máquinas térmicas (67%). La hidroelectricidad dio cuenta del 27% mientras que la nuclear fue el 3% del total.¹²

¹¹ Según Reporte de Sustainable Energy For All, enero 2013, Buenos Aires, Argentina.

¹² Gráfico extraído de <http://www.economiadelaenergia.com.ar/>



13

Figura 6. Generación de energía por fuente. Septiembre 2018

Las energías renovables representaron, en septiembre de 2018, un 3,1% de la oferta total, es decir 317,34 GWh, marcando un nuevo récord de penetración en el Mercado Mayorista. Este aumento se debió a la incorporación de varios parques eólicos en los últimos meses (PE Rawson 3, PE Corti, PE La Castellana, PE Achiras y PE Manantiales Behr) así como también 2 centrales solares fotovoltaicas (PSF Caldenes del Oeste y PSF La Cumbre). Asimismo, debido a una baja en la generación de Atucha 2, la generación renovable volvió a superar a la nuclear (ya había ocurrido algo similar en mayo de 2017).

¹³ Gráfico extraído de <http://www.economiadelaenergia.com.ar/>

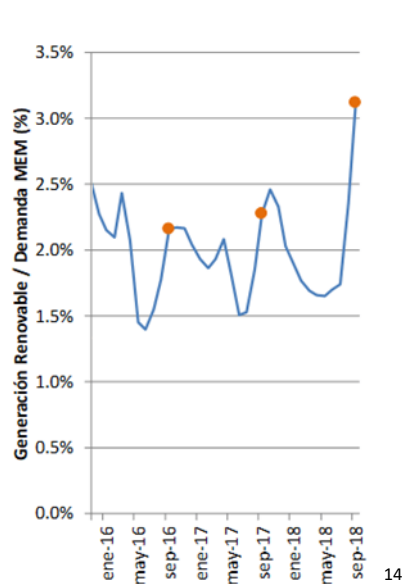


Figura 7. Energía Renovable en porcentaje

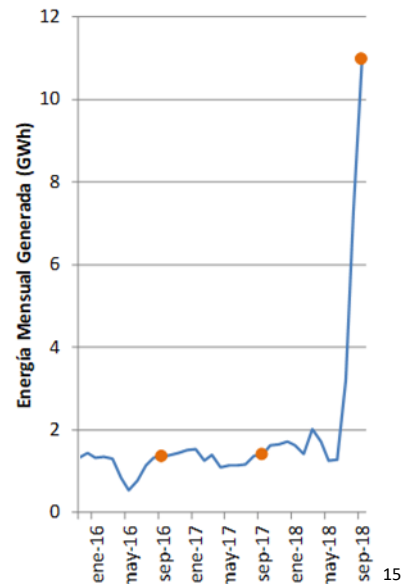


Figura 8. Energía Solar generada

Por otro lado, al considerar sólo la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables (y no teniendo en cuenta el porcentaje del total), ésta aumentó 12,1% contra agosto de 2018 y 31,5% al compararla con septiembre de 2017.

1.3. Situación de energía solar térmica de concentración en el mundo

La energía solar térmica de concentración podría suministrar el 6% de la demanda de electricidad global en 2030 y alcanzar el 12% en 2050, si se dan las condiciones adecuadas. Esto sólo será posible con una firme des carbonización del sector energético y un mayor incremento del consumo de energía renovable.¹⁶

La energía solar termoeléctrica permite un mayor equilibrio a menor costo, como la eólica. Es capaz de satisfacer tanto la demanda pico como la carga base.

¹⁴ Gráfico extraído de <http://www.economiadelaenergia.com.ar/>

¹⁵ Gráfico extraído de <http://www.economiadelaenergia.com.ar/>

¹⁶ Información basada en Greenpeace España



Es una fuente de electricidad que no emite gases efecto invernadero y se adapta perfectamente a diversas zonas del mundo con fuerte irradiación solar

En los últimos diez años, este tipo de energía solar se ha expandido rápidamente convirtiéndose en una de las soluciones más fiables de generación de energía. El volumen anual del mercado de generación solar termoeléctrica fue de alrededor de 3.000 millones de dólares en 2015. Y mientras en 2006 la capacidad instalada era de solo 0,5 GW ahora es de casi 5 GW. El sector termoeléctrico apunta a capacidades instaladas de dos dígitos en los próximos cinco años.¹⁷

Se observa un vacío en normativa y falta de incentivos para promover la utilización de la energía solar térmica que tiene un potencial importante, esencialmente en viviendas sociales y establecimientos públicos educativos y centros de salud en todo el interior del país.

El estudio encontró que la energía solar de concentración podría satisfacer hasta el 25% de las necesidades de energía mundiales para el año 2050. El incremento de la inversión en ese tiempo sería desde 2 mil millones de euros hasta 92,5 mil millones de euros.

Como se puede observar en el siguiente gráfico, desde el año 2007 aproximadamente, la energía solar térmica de concentración ha ido evolucionando, lo cual deja en evidencia el fuerte crecimiento que se comenzaría a notar en los años posteriores, donde actualmente nos encontramos.

¹⁷ En base a información extraída de REN 21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Global Status Report

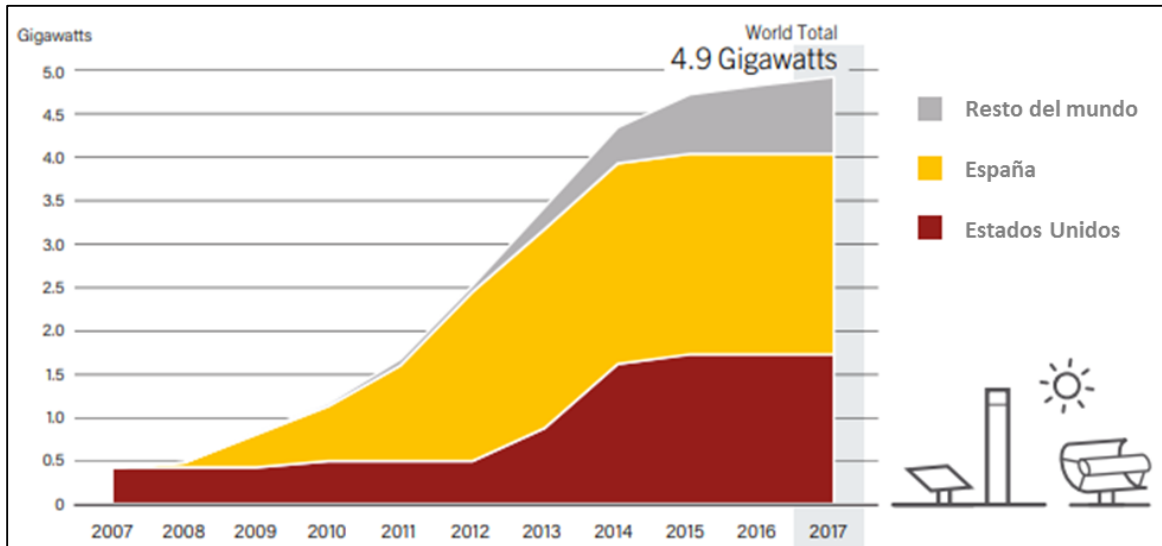


Figura 9. Evolución de la energía solar térmica de concentración ¹⁸

Para que los países puedan desarrollar este tipo de energía, se deben encontrar dentro del “cinturón solar”. Este nombre se le adjudica a una región geográfica que abarca del ecuador a 35 grados al norte y sur del planeta, en la cual se encuentran los niveles más altos de radiación solar al año.

Los países más importantes que se encuentran en dicho cinturón solar son: China, India, Sudáfrica, Brasil y México, entre otros 148 que lo conforman.

¹⁸ Información extraída de Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Global status report 2018.

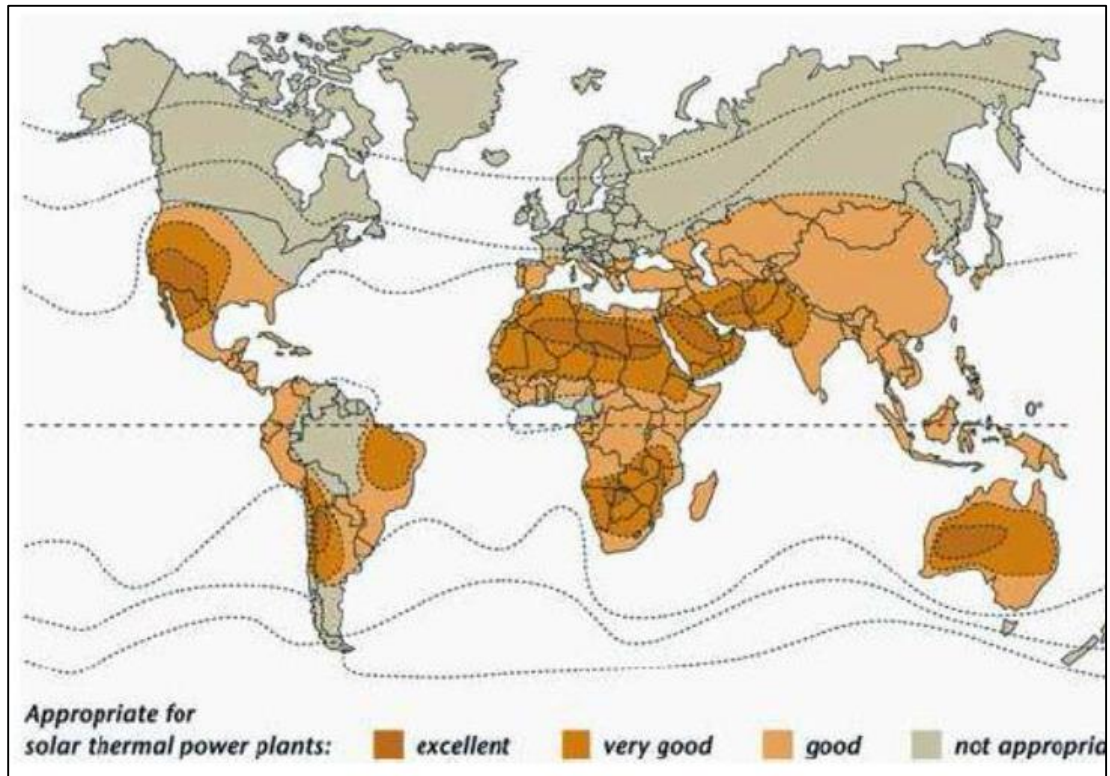


Ilustración 2. Cinturón Solar en el mundo¹⁹

1.4. Barreras

- Disponibilidad de recurso y generación de proyectos: es necesario evaluar y asegurar la disponibilidad del recurso. La seguridad de acceso es crucial para el desarrollo del proyecto. Además, la correcta cuantificación del mismo incidirá directamente en la proyección de energía generada.
- Falta de capacidades para evaluar el recurso: la evaluación del recurso energético asociado a una fuente renovable requiere capacidades técnicas específicas que no existen en cantidad suficiente, o son inexistentes. Aunque exista un potencial importante de recursos renovables, la falta de capacidades hace que el proceso de evaluación sea más lento, atrasando el desarrollo de estas energías.

¹⁹ Gráfico elaborado por Solar Millennium, Alemania



- Falta de información de base sobre recursos: no existen registros de recursos para generación con fuentes renovables particulares, sino que son genéricos, y en algunos casos solo permite una aproximación de gran escala. La falta de información incluye recursos, la propiedad y localización de terrenos. A esto se le suma la complejidad del sistema eléctrico, lo cual dificulta la entrada a los nuevos actores. La falta de información incurre en costos adicionales.

- Diseño e Ingeniería: es necesario asegurar la calidad del diseño y la ingeniería, mediante la búsqueda de las capacidades adecuadas, de lo contrario, es posible que la cantidad de energía proyectada no sea la que se produzca en la realidad y por lo tanto redunde en un sobre o sub dimensionamiento de la planta, con el consecuente costo financiero y comercial asociado. Los costos de los estudios no son proporcionales al tamaño de la planta. Además, los costos de una buena ingeniería, aún para proyectos de menor escala, son significativamente altos pudiendo alcanzar y superar el millón de dólares.

- Permisos: dependiendo del tipo de proyecto, existen diferentes permisos que requieren ser tramitados: permisos ambientales, permisos sectoriales, solicitudes de conexión, solicitudes de servidumbre, permisos de construcción. En alguno de estos permisos no están establecidos los tiempos de respuesta de las instituciones que los otorgan, lo que genera atrasos que afectan la ejecución del proyecto. El número de permisos que debe presentar un proyecto es el mismo independiente de su tamaño, generando una carga proporcionalmente mucho mayor para los proyectos pequeños. Esto es algo complejo, debido a la falta de capacidad técnica en las instituciones a nivel local y a la falta de información sistemática que guía los procesos de tramitación.

- Acceso al financiamiento: un proyecto de este tipo, aun siendo pequeño en tamaño, tiene requerimientos financieros altos, al menos para las capacidades de muchos de los nuevos actores en el mercado. La poca experiencia del sector financiero en este nicho de negocio ha resultado en dificultades para que los



desarrolladores accedan al financiamiento. En general, la banca solo financia contra garantías reales fuera del proyecto, muy por encima de los montos solicitados.

- Falta de madurez de mercado financiero: ésta refleja que los mercados financieros nacionales no están adecuados a la realidad de las energías renovables. Prevalece el financiamiento vinculado a las capacidades financieras del cliente. En el caso de los nuevos actores, esta situación añade barreras adicionales como la falta de historia financiera del desarrollador y su falta de patrimonio para respaldar una operación compleja y de alta inversión.

- Falta de mecanismos de mitigación de riesgo: Los dos mayores riesgos asociados a los proyectos son el riesgo de construcción, por sobre plazos o sobre costos; y el riesgo precio. Este último se ha visto acentuado en los últimos años por la alta volatilidad de los precios eléctricos.

- Riesgo de tipo de cambio: La economía del mercado eléctrico está hecha sobre la base del dólar. Con la alta variabilidad que ha tenido la moneda en los últimos años, los proyectos enfrentan incertidumbre a la hora de asumir contratos, particularmente en suministro de equipos o en financiamiento. Este asunto puede perjudicar o favorecer a un proyecto dependiendo de los precios relativos al momento de asumir compromisos y al momento de cumplirlos.

- Falta de capacidades de construcción: estos proyectos son complejos desde el punto de vista de construcción, incluyendo obras civiles y equipamientos electromecánicos. La falta de capacidades se traduce en costos para industrias emergentes. La falta de experiencia de la ingeniería nacional en tecnologías no maduras dentro del país se traduce en plazos y costos para los proyectos, particularmente los primeros en entrar en un mercado específico.

- Dificultad de conexión del proyecto a las redes eléctricas: los proyectos de energías renovables se sitúan donde está el recurso, lo cual impone una rigidez en



la localización. El acceso a las redes de transmisión y/o distribución, si bien está garantizado por ley, puede constituirse en una barrera particularmente difícil de superar para la materialización del proyecto. En el caso del sistema de transmisión troncal, la gran distancia que separa la generación de la transmisión, en muchos casos varias decenas de kilómetros, hace inviable económicamente el proyecto en forma individual. En el caso de las redes de distribución, la falta de un reglamento que defina una metodología adecuada para ponderar los costos y beneficios de la conexión de una central a ese nivel, mantiene una situación de asimetría en los poderes de negociación entre las distribuidoras y los desarrolladores, imponiendo plazos y/o condiciones de conexión desfavorables para los desarrolladores de proyecto, con la consiguiente pérdida de beneficio económico para el desarrollador. Esta barrera es una de las más significativas.

- Falta de claridad reglamentaria en materias de conexión: a pesar de las mejoras regulatorias y la obligación de las empresas distribuidoras de dar acceso a las redes, la legislación es interpretable, lo que deja espacio para una negociación asimétrica entre ambos actores. No hay metodología de cálculo de pérdidas, por lo cual los beneficios de estabilización de redes que entrega la generación en las puntas y las menores pérdidas por transmisión, no son capturados por el desarrollador que posibilita dicho beneficio.

- Dificultades para la comercialización de la energía: el mercado eléctrico es complejo, por los atributos de seguridad y calidad esperados sobre dicho bien, y por el comportamiento de la demanda. La imposibilidad de almacenar energía eléctrica en grandes cantidades, impone al sistema la restricción de que la generación debe igualar en cada instante al consumo. Las centrales de energías renovables, sea por su tamaño, por los factores de planta relativamente bajos, no están en condiciones de asegurar un suministro estable o de garantizar el nivel de servicio para un cliente, por lo que las posibilidades de comercialización se restringen.



1.5. Oportunidades

El nuevo marco legal permite planificar el desarrollo del mercado a largo plazo proporcionando previsibilidad para inversiones. Adapta y mejora el marco regulatorio para aumentar la participación de las energías renovables y diversificar la matriz energética nacional y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

Las metas nacionales que se establecen ahora, son obligatorias para el 100% de la demanda, debiendo cumplir un porcentaje definido de consumo de energías renovables. Esto instruye al *Ministerio de Energía y Minería* para que pueda establecer los mecanismos de contratación para cumplir con las metas y así promover la diversificación tecnológica y geográfica en el desarrollo del sector. Además, se habilita a los usuarios grandes (>300 kW) a que pueden contratar en forma directa desde los generadores en el **MATER** (Mercado a Término).

1.6. Descripción del mercado

1.6.1. Tamaño del mercado

En nuestro proyecto, el mercado al cual haremos referencia es a la red de distribución nacional, en la cual se inyectará la energía generada. La red de transporte de energía es aquella que está constituida por todos los elementos que se requieran para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía generada por diferentes fuentes. Para que efectivamente se lleve a cabo la transmisión de energía, se utilizan líneas de transporte, que son el medio físico para unir las grandes distancias.

1.6.2. Público objetivo²⁰

Nuestro principal cliente será el Mercado a Término de Energías Renovables (**MATER**). Este mercado es regulado por la nueva Resolución 281/2017 de la Ley N° 27.191, que garantiza el derecho de los grandes usuarios

²⁰ La información fue extraída del Informe Mensual de agosto 2018 de CAMMESA.



de electricidad a elegir su proveedor de energía renovable y negociar libremente las condiciones del suministro, a generadores y comercializadores. Por lo tanto, pueden asegurarse hasta el 100% de su consumo eléctrico de fuentes renovables si así lo desean. Pueden, también, adquirir únicamente los escalones mínimos exigidos por la Ley, que son del 8% en este 2018 para alcanzar el 20% en el año 2025.

En agosto de 2018, el Ministerio de Energía informó que en el marco del régimen del Mercado a Término de Energías renovables (**MATER**), se seleccionaron por **CAMMESA**, 17 proyectos (5 eólicos y 12 solares) para recibir la asignación de prioridad de despacho por 364, 33 MW de potencia instalada.

Los 12 proyectos solares a los que se les asignó prioridad de despacho por 135,38 MW de potencia instalada se localizan en Centro-Cuyo-NOA; los 5 proyectos eólicos seleccionados por 228,95 MW se ubican en Comahue-Patagonia-Provincia de Buenos Aires.

El régimen **MATER** suma 44 proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con prioridad de despacho asignada por **CAMMESA** por 1080, 46 MW de potencia instalada.

MATER tiene como objetivo reglamentar un mecanismo de compra de energía eléctrica que permita la adquisición de energía por libre acuerdo entre las partes, para que los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se adecuen a la Ley 27.191 (Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica) por cuenta propia sin necesidad de comprar conjunta.

En la Resolución 281-E/2017 se considera que el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica ampliada por la Ley N°27.191, previa que al 31 de diciembre de 2017 la participación de las fuentes renovables de energía en la



matriz eléctrica alcance un 8% de los consumos anuales totales, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta un 20% al 31 de diciembre de 2025.

Los valores hasta agosto 2018 e históricos de la generación renovable en el MEM y su participación en el abastecimiento de la demanda se muestran en la siguiente tabla:

ENERGÍA RENOVABLE GENERADA

FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	Total GWh 2018	
BIODIESEL	32.5	170.2	2.2	1.6	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BIOMASA	97.6	127.0	133.9	113.7	154.7	193.0	242.6	10.7	13.6	6.6	6.4	19.7	33.3	33.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	124.3
EOLICO	16.0	348.4	446.9	613.3	593.0	546.8	615.8	56.2	45.7	50.2	59.2	62.8	90.8	91.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	456.4
HIDRO <= 50MW	1255.4	1452.6	1274.0	1456.9	1623.8	1820	1695.9	164.6	140.3	127.6	101.7	85.5	71.2	85.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	775.9
SOLAR	1.76	8.1	15.0	15.7	14.7	14.3	16.4	1.6	1.4	2.0	1.7	1.3	1.3	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.5
BIOGAS	0.0	35.6	108.5	103.0	83.6	57.5	64.1	8.2	6.8	10.1	11.3	12.7	12.4	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	74.1
Total GWh	1403.2	2141.9	1980.6	2304.3	2469.7	2632.5	2634.8	241.3	207.9	196.6	180.3	181.9	209.0	226.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1443.2

DEMANDA MEM vs GEN RENOVABLE	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	AÑO 2018	
Demanda MEM [GWh]	116349	121293	125166	126467	132107	132961	132413	12350	11404	11247	10493	10665	11918	12604	0	0	0	0	0	0	80682
Ren MEM / Dem MEM	1.2%	1.8%	1.6%	1.8%	1.9%	2.0%	2.0%	2.0%	1.8%	1.7%	1.7%	1.7%	1.8%	1.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.8%

Tabla 1. Generación de Energía Renovable histórica en el MEM.²¹

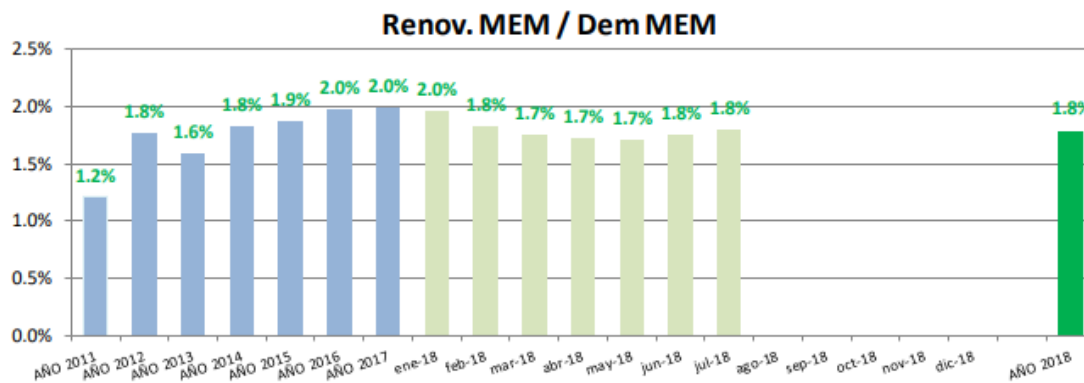


Figura 10. Generación de Energías Renovables histórica en el MEM²²

²¹ Informe Mensual agosto 2018 – CAMMESA

²² Informe Mensual Agosto 2018 – CAMMESA

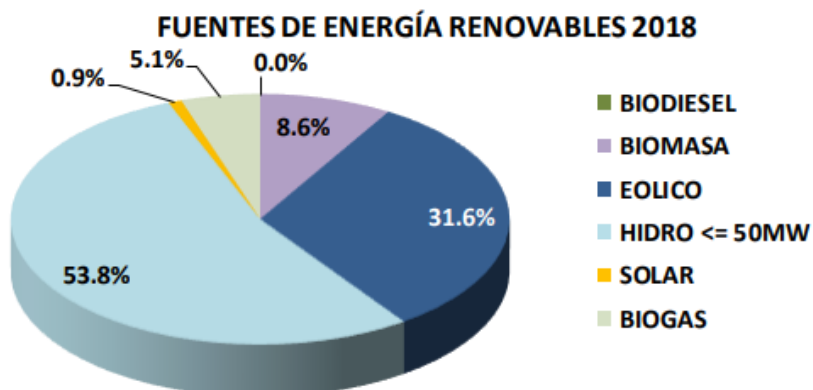


Figura 11. Fuentes de energías renovables 2018²³

Por otro lado, los contratos que forman parte del mecanismo de Compras Conjuntas son aquellos contratos con generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables realizados por **CAMMESA**, con el objetivo de alcanzar los porcentajes de participación mencionados anteriormente.

Los contratos renovables y las potencias adjudicadas:

Contratos en Compras Conjuntas	Totales	Potencia Contratada [MW]	FIRMADOS
Contratos R202	10	500	10
Contratos Renovar 1.0	29	1142	29
Contratos Renovar 1.5	30	1282	30
Contratos Renovar 2 - Fase 1	66	1409	38
Contratos Renovar 2 - Fase 2	22	634	8
Contratos Totales	157	4966	115

Tabla 2. Contratos de Renovables y potencias respectivas²⁴

El costo medio MEM de la energía entregada por estos y el porcentaje que representa esta energía en el abastecimiento de la demanda del MEN:

²³ Informe Mensual Agosto 2018 – CAMMESA

²⁴ Informe Mensual agosto 2018 – CAMMESA



Contratos en Compras Conjuntas Vigentes	# Contratos Vigentes	Energía Entregada [MWh]	Costo MEM [u\$s/MWh]
Contratos R202	0	0	0
Contratos Renovar 1.0	8	36 955	81.9
Contratos Renovar 1.5	1	0	0
Contratos Renovar 2 - Fase 1	1	2 815	155.4
Contratos Renovar 2 - Fase 2	0	0	0
Contratos Totales	10	39 769	87.1
% Compras Conjuntas En Demanda MEM		0.32%	

Tabla 3. Costo medio MEM de la energía entregada y representación porcentual en el abastecimiento de la demanda²⁵

Proyección de la participación de las Compras Conjuntas en el cubrimiento de la demanda del MEM:

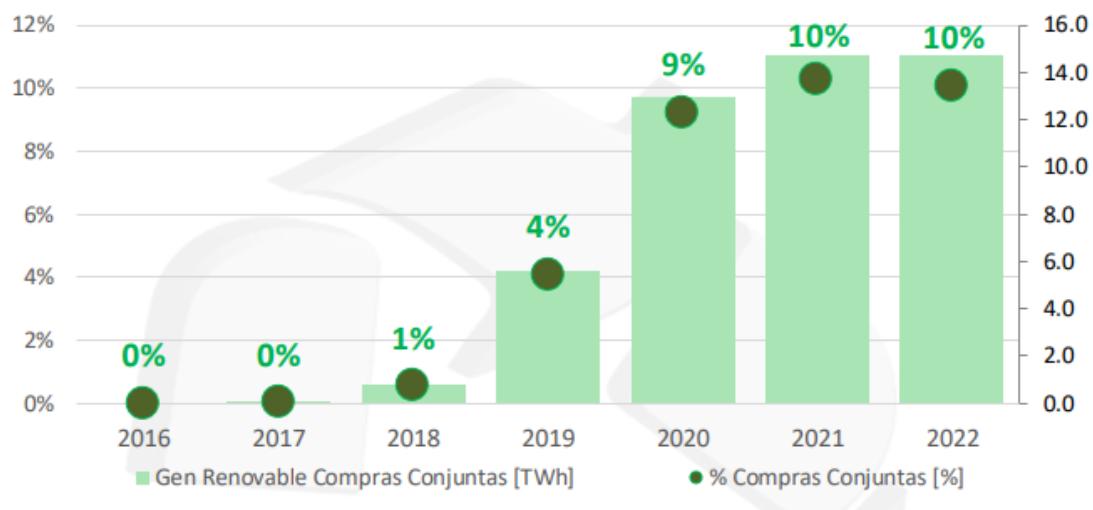


Figura 12. Proyección de la participación de las compras conjuntas²⁶

En la figura anterior, se muestran las compras conjuntas en el eje de las ordenadas mientras que en el eje de las abscisas se detallan los años de proyección.

²⁵ Informe Mensual agosto 2018 – CAMMESA

²⁶ Informe Mensual agosto 2018 – CAMMESA



1.6.3. Público objetivo – alternativa para licitación

Nuestra alternativa de cliente para licitación futura será **CAMMESA**, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, empresa privada argentina sin fines de lucro. Sus objetivos principales comprenden la coordinación de los despachos económico-técnicos desde el Sistema Argentino de Interconexión (**SADI**), la supervisión de la calidad y seguridad de las operaciones del **SADI**, el monitoreo de las transacciones económicas en los mercados spot y futuro, y la gestión de las operaciones de facturación, cobro y finanzas de los fondos de mercado. El 80% de **CAMMESA** está en manos de agentes del mercado mayorista de electricidad, mientras que el 20% restante pertenece al Ministerio de Energía.

1.6.4. Competidores

Los competidores serán todos los generadores de energía tanto solar térmica de concentración y energía solar fotovoltaica (en el caso de que hubiese) como también eléctrica (generación tradicional).

Para evaluar la competencia solo se tiene en cuenta la de la región en la cual se ubicará la planta, como se muestra en el siguiente listado.

Empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica en sectores de la Puna:

- Salta: **EDESA**

EDESA asumió la concesión del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica con exclusividad zonal en el territorio de la provincia de Salta.

Debido a la geografía de la provincia, existen zonas rurales dispersas a las que los sistemas energéticos de **EDESA** no tienen acceso. Es por esto que se creó **ESED S.A.** – Empresa de Sistemas Eléctricos Dispersos- compañía concesionaria controlada por EDESA, encargada de brindar este nuevo servicio público, en forma exclusiva, a todos los habitantes de Salta que lo soliciten.



- Catamarca: **EC SAPEM**

Energía de Catamarca **SAPEM** es el órgano oficial que brinda servicios de energía en la Provincia de Catamarca, República Argentina.

- Jujuy: **EJE SA**

EJE SA es una empresa jujeña que reconoce su origen en 1981 cuando el estado provincial asume la responsabilidad de la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

Como la Empresa de distribución de energía eléctrica de Jujuy, **EJE SA** trabaja bajo los términos de un Contrato de Concesión, suscripto con el Estado Provincial y establecido para prestar el Servicio Público de distribución, comercialización y generación aislada de energía eléctrica dentro del Área asociada al Sistema Interconectado Provincial y al Sistema Aislado La Quiaca, (determinada en el Contrato de Concesión) con Exclusividad zonal.

- La Rioja: **EDELAR**

EDELAR -Empresa Distribuidora de Electricidad de La Rioja S.A.
EDELAR asumió la concesión del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica con exclusividad zonal en el territorio de la provincia de La Rioja.

- San Juan: **ENERGIA SAN JUAN**

Energía San Juan busca contribuir al desarrollo de la provincia de San Juan, prestando el servicio público de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con la normativa vigente.

En el siguiente gráfico se muestra el porcentaje de participación de las empresas eléctricas mencionadas anteriormente, respecto de las demás provincias del país:

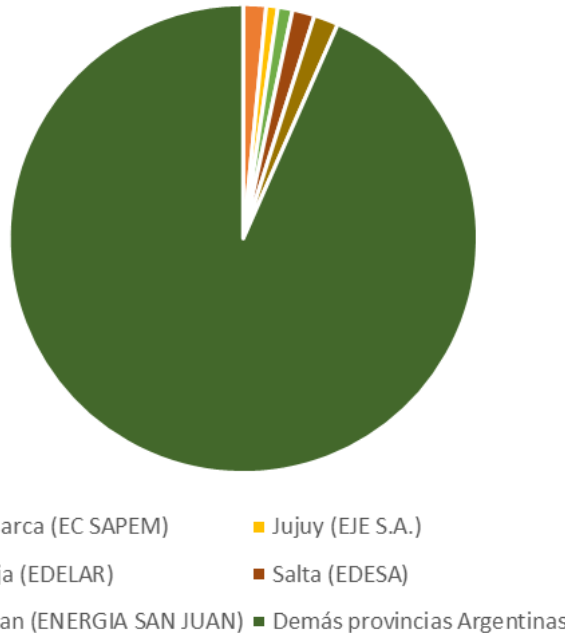


Figura 13. Participación de las provincias

Provincia	Participación
Catamarca (EC SAPEM)	1,57%
Jujuy (EJE S.A.)	0,80%
La Rioja (EDELAR)	1,02%
Salta (EDESA)	1,53%
San Juan (ENERGIA SAN JUAN)	1,69%
Demás provincias Argentinas	93,39%

Tabla 4. Porcentajes de participación de cada provincia²⁷

La Argentina tiene un gran potencial para el desarrollo de la energía solar. Las regiones andinas y subandinas, desde Jujuy hasta Neuquén, poseen un gran potencial para el desarrollo de esta fuente de energía.

La Puna y la Quebrada de Humahuaca también presentan niveles significativos de radiación. Esto llevo a que se evalúen las diferentes provincias que conforman La Puna y Cuyo.

²⁷ Informe estadístico del sector eléctrico, Ministerio de Energía y Minería. <http://www.energia.gob.ar/>

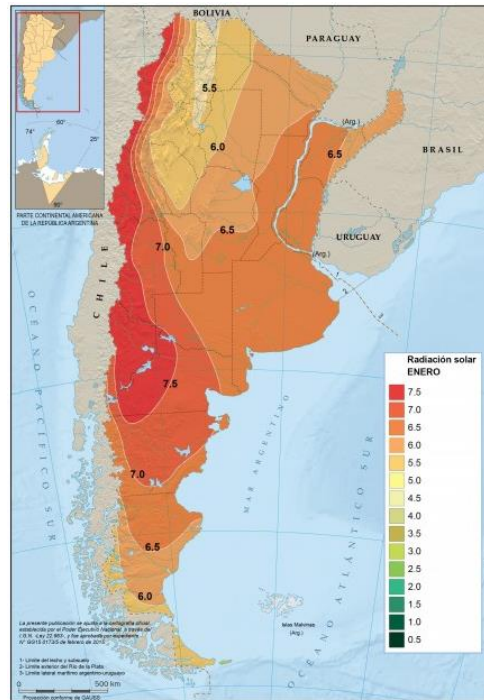


Ilustración 3. Radiación Solar Argentina - enero

Con la ilustración anterior se observa que San Juan posee una radiación solar en enero muy próximo al valor máximo, y durante junio es la provincia con mayor radiación solar.

Es por esto, y sabiendo que es fundamental para obtener energía solar térmica de concentración, disponer de una radiación solar alta, se concluyó que el proyecto se llevara a cabo en San Juan. Los competidores serán todos los generadores de energía tanto solar térmica de concentración como también eléctrica (generación tradicional).

En el caso de San Juan, la competencia directa en cuanto a la generación tradicional (eléctrica) será **Energía San Juan S.A.** Además, allí, se encuentra la *Parques fotovoltaicos Ullum I, II y III, instalaciones de la Estación transformadora Solar San Juan y Línea de Alta Tensión.*



1.7. Estudio econométrico

Para comenzar con el estudio, se investigaron los siguientes datos para utilizar en el modelo, de los cuales se optaron por tomar como regresores: población, precio monómico medio estacional y PBI, debido a que estos son factores relacionados linealmente con la demanda a proyectar.

Año	Población	PBI (MIL MILLONES DE US\$)	Precio Monómico Medio Estacional \$/MWh	Precio Monómico Medio Estacional USD/GWh	1/pbi	Demanda GWh	Demanda Proyectada
2007	39.969.903	287.531	131	0,003	0,00000348	108.482	105.047
2008	40.381.860	361.558	166	0,004	0,00000277	112.383	114.688
2009	40.798.641	332.976	179	0,004	0,00000300	111.333	111.616
2010	41.222.875	423.627	256	0,006	0,00000236	115.734	120.579
2011	41.655.616	530.163	320	0,008	0,00000189	121.232	127.236
2012	42.095.224	545.982	332	0,008	0,00000183	125.805	128.029
2013	42.538.304	552.025	389	0,009	0,00000181	129.819	128.624
2014	42.980.026	526.320	550	0,013	0,00000190	131.205	128.382
2015	43.416.755	594.749	653	0,015	0,00000168	136.870	131.874
2016	43.646.358	554.861	1.055	0,025	0,00000180	138.070	132.594
2017	44.271.041	637.430	1.173	0,028	0,00000157	137.402	136.370
2018	44.419.824	621.494	2.543	0,060	0,00000161	140.452	143.749

Tabla 5. Regresores – Estudio econométrico

El precio monómico se refiere al monto total que equivale a un precio único por concepto de venta o compra de energía y potencia. Es igual al ingreso o costo total por venta o compra de energía y potencia dividido por la energía total vendida o comprada.

Los valores del PBI fueron extraídos del **INDEC**. El precio monómico medio estacional de la energía eléctrica y la demanda se investigaron de la página oficial de **CAMMESA**, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, de los informes anuales correspondientes.

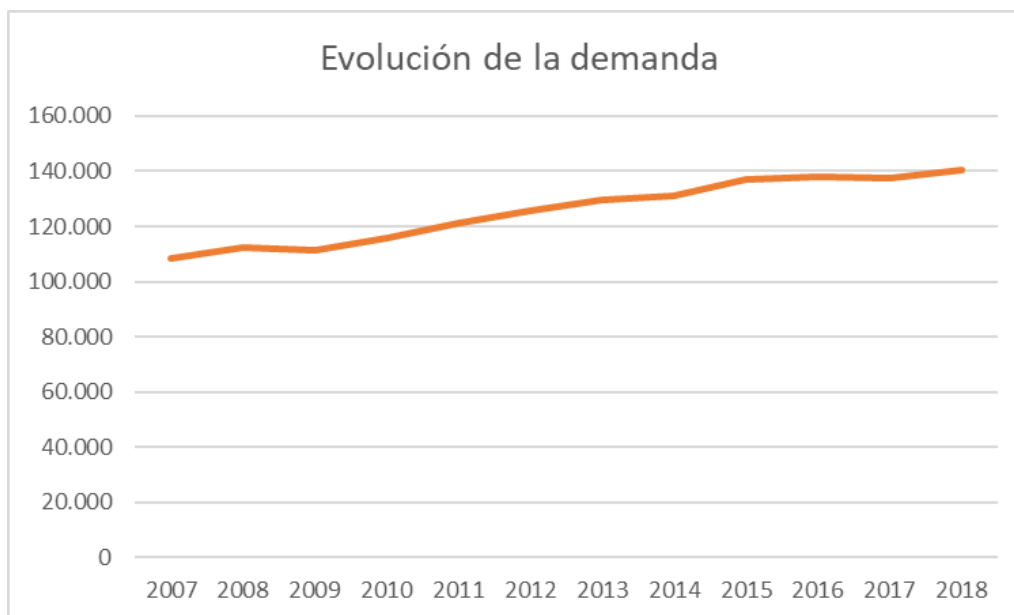


Figura 14. Evolución de la Demanda GWh 2007 – 2018

Posterior a esto, se procedió a realizar las pruebas pertinentes al modelo:

		1/pbi	USD/GWh	Demanda GWh
		-13254399600	259916,459	150387,942
		2464669274	100167,755	6319,36247
	R2	0,893220426	4189,12365	#N/A
distr f	2,61%	37,64289153	9	#N/A
		1321171908	157938812	#N/A
	t	5,377760	2,594812	23,797961
	distr t	0%	3%	0%

Tabla 6. Pruebas T de Student, Fisher-Snedecor, Bondad del ajuste

Los datos de demanda total se calculan a partir de estimación lineal con la información plasmada en la tabla anterior.

Con estos valores podemos verificar la validez de los regresores elegidos para explicar la variable dependiente.

La distribución F de Snedecor dio menor a 0,05 por lo que se prueba la significatividad conjunta de los parámetros estimados.



Los p – valores de la T de Student de cada regresor tienen buena significación individual debido a que son menores a 0,05 también.

Como la R^2 tiene un valor igual a 0,89, se puede decir que la bondad del ajuste es próxima a 1, por lo tanto el modelo tiene buena capacidad de predictibilidad.

A partir de estos datos, se calculó la demanda proyectada del modelo:

Año	Población	PBI (MIL MILLONES DE US\$)	Precio Monómico Medio Estacional \$/MWh	Precio Monómico Medio Estacional USD/GWh	1/pbi	Demanda GWh	Demanda Proyectada
2007	39.969.903	287.531	131	0,003	0,00000348	108.482	105.047
2008	40.381.860	361.558	166	0,004	0,00000277	112.383	114.688
2009	40.798.641	332.976	179	0,004	0,00000300	111.333	111.616
2010	41.222.875	423.627	256	0,006	0,00000236	115.734	120.579
2011	41.655.616	530.163	320	0,008	0,00000189	121.232	127.236
2012	42.095.224	545.982	332	0,008	0,00000183	125.805	128.029
2013	42.538.304	552.025	389	0,009	0,00000181	129.819	128.624
2014	42.980.026	526.320	550	0,013	0,00000190	131.205	128.382
2015	43.416.755	594.749	653	0,015	0,00000168	136.870	131.874
2016	43.646.358	554.861	1.055	0,025	0,00000180	138.070	132.594
2017	44.271.041	637.430	1.173	0,028	0,00000157	137.402	136.370
2018	44.419.824	621.494	2.543	0,060	0,00000161	140.452	143.749
2019	44.881.790	612.172	2.724	0,064	0,00000163		144.467
2020	45.348.561	621.354		0,068	0,00000161		145.888
2021	45.820.186	630.675		0,073	0,00000159		147.382
2022	46.296.716	640.135		0,078	0,00000156		148.953
2023	46.778.202	649.737		0,084	0,00000154		150.608
2024	47.264.695	659.483		0,090	0,00000152		152.353
2025	47.756.248	669.375		0,096	0,00000149		154.194

Tabla 7. Estudio econométrico

Si bien nos encontramos frente a un mercado potencial muy definido, se calculó la demanda total proyectada sobre la cual se aplicaron los porcentajes establecidos por ley para la demanda de Energía Renovable hasta el 2025.

Como la capacidad del proyecto está establecida a partir de su potencia instalada (50 MW), se logró obtener el porcentaje de participación variante que se tendrá en el mercado potencial con esta alternativa de generación de energía. Dicha producción será dirigida a los grandes usuarios habilitados, quienes poseen



la aptitud de elegir entre el consumo de la energía a través de CAMMESA o en el MATER que, en este caso, sería el sector privado como este proyecto.

Año	Demanda Proyectada GWh	% Energía Renovable	Producción renovables GWh	% Participación de Mercado	A producir GWh
2017	136.370	4%	5.454,78	7,23%	394,20
2018	143.749	6%	8.287,16	4,76%	394,20
2019	144.467	8%	11.557,38	3,41%	394,20
2020	145.888	10%	14.588,84	2,70%	394,20
2021	147.382	12%	17.685,82	2,23%	394,20
2022	148.953	14%	20.853,44	1,89%	394,20
2023	150.608	16%	24.097,29	1,64%	394,20
2024	152.353	18%	27.423,53	1,44%	394,20
2025	154.194	20%	30.838,87	1,28%	394,20

Tabla 8. Participación del proyecto en el mercado según a la variación establecida por Ley hasta el año 2025

2. Tecnología utilizada

2.1. Equipamiento para generación de energía

Una central solar de torre central, también conocida como central solar de torre o central de heliostatos, es un tipo de *horno solar* que usa una torre para recibir luz solar concentrada. Usa un conjunto de espejos planos, móviles (llamados heliostatos) para enfocar los rayos del sol sobre una torre colectora (el blanco).

Un *heliostato* es un conjunto de espejos que se mueven sobre dos ejes en montura altazimutal (altura y azimut), permitiendo que con los movimientos apropiados se mantenga el reflejo de los rayos solares que inciden sobre él en todo momento.

Un *horno solar* es una estructura que usa energía solar concentrada para producir altas temperaturas, usualmente para usos industriales. Reflectores parabólicos o heliostatos concentran la luz (de insolación) sobre un punto focal. La temperatura en el punto focal puede alcanzar los 3.500 °C, y este calor puede ser



usado para generar electricidad, fundir acero, fabricar combustible de hidrógeno o nanomateriales.

Los diseños iniciales usaban estos rayos enfocados para calentar agua y utilizaban el vapor resultante para impulsar una turbina. Se han demostrado diseños más nuevos que usan sodio líquido y ahora se encuentran en operación sistemas que usan como fluidos de trabajo sales fundidas (40 % de nitrato de potasio (KNO_3), 60 % de nitrato de sodio (NaNO_3)). Estos fluidos de trabajo tienen una alta capacidad calorífica, que pueden ser usadas para almacenar energía antes de usarla para hacer hervir el agua que producirá vapor utilizado para impulsar las turbinas. Estos diseños también permiten la generación de energía eléctrica incluso cuando el sol no está iluminando.

Una central térmica solar o central termosolar es una instalación industrial en la que, a partir del calentamiento de un fluido mediante radiación solar y su uso en un ciclo termodinámico convencional, se produce la potencia necesaria para mover un alternador para generación de energía eléctrica como en una central termoeléctrica clásica.

Por lo tanto, toda la tecnología de este tipo de energía está basada en la concentración de la radiación solar para calentar fluidos (agua, aceite, sales fundidas) y posteriormente producir electricidad.

2.1.1. Funcionamiento

Consiste en el aprovechamiento térmico de la energía solar para transferirla y almacenarla en un medio portador de calor, generalmente agua. Esta es una de las ventajas de la tecnología CSP, el almacenamiento térmico. La tecnología más comúnmente utilizada para almacenar esta energía son las sales fundidas (nitratos) de almacenamiento térmico. La composición de estas sales es variable, siendo la más utilizada la mezcla de nitrato de potasio, nitrato de sodio y últimamente se ha incorporado el nitrato de calcio. Estas sales fluyen a una tasa



de aproximadamente 21.955 litros por minuto mediante los circuitos receptores, formados por los paneles²⁸. En el caso de la planta en estudio, se utilizarán sales fundidas mezcla de nitrato de potasio y nitrato de sodio.

Constructivamente, es necesario concentrar la radiación solar para que se puedan alcanzar temperaturas elevadas, de 300 °C hasta 1000 °C, y obtener así un rendimiento aceptable en el ciclo termodinámico, que no se podría obtener con temperaturas más bajas. La captación y concentración de los rayos solares se hacen por medio de espejos con orientación automática que apuntan a una torre central donde se calienta el fluido. El conjunto de la superficie reflectante y su dispositivo de orientación se denomina heliostato. En este proyecto se contará con 1.435 heliostatos, ubicados de modo campo norte con respecto a la torre.

Los fluidos y ciclos termodinámicos escogidos en las configuraciones experimentales que se han ensayado, así como los motores que implican, son variados, y van desde el ciclo Rankine (centrales nucleares, térmicas de carbón) hasta el ciclo Brayton (centrales de gas natural) pasando por muchas otras variedades como el motor de Stirling, siendo las más utilizadas las que combinan la energía termosolar con el gas natural. En este caso, se utilizará un ciclo Rankine, conformado por una turbina de vapor, aerofriador, intercambiador de calor, bombas y tanques de almacenamiento de sales fundidas frías y calientes.

Hay virtualmente una provisión ilimitada de energía solar que podemos usar y es una energía renovable. Esto significa que nuestra dependencia de combustibles fósiles se puede reducir en proporción directa a la cantidad de energía solar que producimos. Con el constante incremento en la demanda de fuentes de energía tradicionales y el consiguiente aumento en los costos, la energía solar es cada vez más una necesidad.

La tecnología de torre puede incorporar un almacenamiento de energía de hasta 15 horas, de modo que el sistema puede proporcionar energía aún en

²⁸ Información extraída de Solar Reserve. www.solarreserve.com/

condiciones de nubosidad o de noche. En la actualidad, la solución más utilizada es el uso de un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento. De esta manera puede conseguirse un funcionamiento continuo de la central a lo largo de las 24 horas del día.

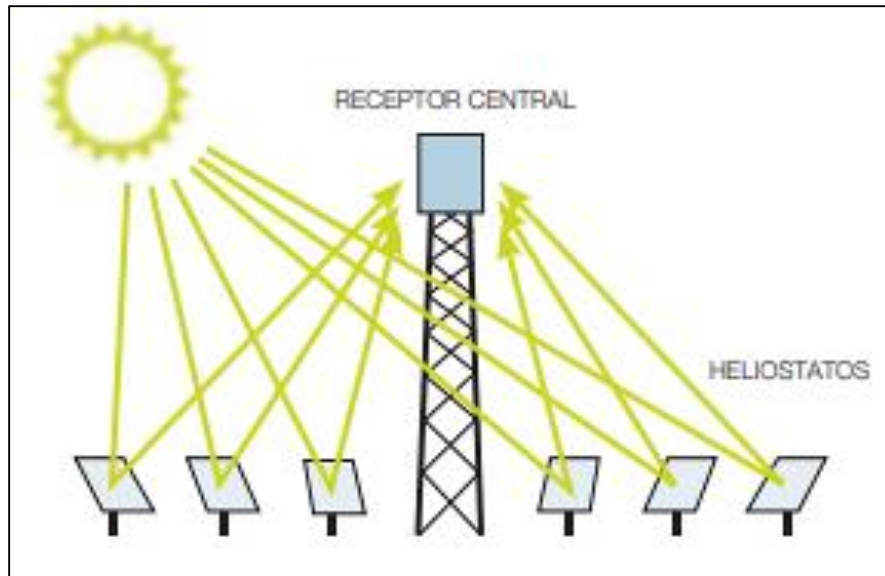


Ilustración 4. Esquema de representación de la radiación generada por los espejos, hacia la torre central.

Los principales componentes de los que consta una central termosolar de receptor central con almacenamiento en sales fundidas para su funcionamiento son:

a. Campo de helióstatos:

Su función es la de centrar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor. Es lo más característico y costoso del sistema, comprende entre el 30-50% del costo total. En general constan de 50 a 150 m² de superficie reflectante, formada por varios espejos. Los más comunes son los fabricados con vidrio o metal, compuesto por una plancha de acero como estructura de soporte, una capa adhesiva, una capa protectora de cobre, una capa de plata reflectora y una gruesa



capa protectora de vidrio. Para esta ocasión, se utilizarán heliostatos de 100 m², formado por 32 espejos de vidrio.

La distribución de los espejos sobre el campo solar requiere de grandes cálculos para su optimización, pero normalmente, las configuraciones se reducen a dos posibilidades: campo norte y campo circular. Las configuraciones se elegirán según la latitud del desplazamiento y el tamaño de la central. Cuanto más lejos se encuentra la central del ecuador, mayor es la eficiencia de un campo norte respecto del circular. Sin embargo, este campo requiere torres más altas para una misma potencia térmica en el receptor aumentando el costo. Como se mencionó anteriormente, la distribución de los heliostatos en la planta será de modo de campo norte, para que la inversión sea menor, pero con posibilidades de expansión hasta formar un campo circular en un futuro.

b. Sistema de seguimiento solar

El receptor es el elemento donde se concentra la energía solar proveniente de los heliostatos para transformarla en energía térmica en el fluido de trabajo. Para que la concentración sea la máxima posible se reducen los efectos de sombras y bloqueos del campo de heliostatos colocando el receptor a cierta altura sobre una torre. Además, sus dimensiones deben permitir un reparto homogéneo del flujo de radiación como para que no se produzcan picos de flujo que perjudicarían a la vida útil del receptor y disminuyendo a su vez el “spillage”, que es el desbordamiento de radiación en los contornos del receptor.

La altura de la torre es uno de los parámetros más importantes en el proceso de optimización del campo solar, dado que siempre existe un óptimo técnico a partir del cual, un incremento en la altura de la torre perjudica los rendimientos generales del campo. Puede existir además un óptimo económico que delimite una altura de torre inferior a la determinada por el óptimo técnico, ya que es posible llegar a un punto a partir del cual, el coste añadido a una altura de



torre superior no compense el ahorro provocado por una mejora del rendimiento general del campo.

Existen en la actualidad diversos tipos de receptores cuya elección depende de factores técnico – económicos. En cualquier caso, los receptores buscan cumplir con una serie de puntos comunes: tamaño óptimo para minimizar pérdidas térmicas; alto flujo de radiación incidente; diseño optimizado para trabajar a los límites máximos de temperatura de los componentes metálicos; máxima eficiencia térmica.

Los receptores pueden clasificarse atendiendo a distintos criterios, tanto desde un punto de vista geométrico, como el mecanismo de transferencia de calor o el fluido de trabajo.

b.1. Clasificación según su geometría

Se puede distinguir entre receptores de *cavidad* o *externos*, y estos últimos a su vez pueden ser cilíndricos, semicilíndricos o planos.

Los receptores tipo *cavidad* suelen tener forma de paralelepípedo con una cara abierta y orientada hacia el campo de colectores, que se cierra con una cubierta aislante durante las horas de paro para reducir las pérdidas de calor por convección y radiación y que, en algunos casos, puede incluso protegerse mediante una lámina de cristal de cuarzo. Las caras restantes se aíslan térmicamente. La superficie interior de estas caras, que es la superficie absorbente propiamente dicha, está recorrida por un serpentín por el que circula el fluido térmico.

En cambio, los receptores *externos* están formados por tubos absorbentes que conforman la superficie lateral del receptor y abarcan todo el perímetro de la torre, de forma que las pérdidas térmicas hacia el ambiente son mucho mayores que en los receptores de cavidad. En el ámbito económico, el volumen del receptor, así como el número de componentes y sus costes son mayores para los



de cavidad. Pero, al ser más voluminosos, éstos son más adiabáticos que los externos, reduciéndose de esta forma los transitorios al cambiar las condiciones de contorno. Este es el tipo de receptor que se construirá en la planta termosolar en estudio.

b.2. Clasificación según el mecanismo de transferencia

Por el mecanismo de transferencia de calor se distinguen los receptores de *absorción directa* y de *absorción indirecta*, contando entre éstos con los tubulares, los de placa y los volumétricos, ya sean atmosféricos o presurizados.

En los tubulares la superficie de absorción se compone de paneles de tubos a través de los que circula un fluido de trabajo. En los receptores volumétricos la absorción de calor es tridimensional, donde la radiación solar concentrada calienta el absorbente en todo su volumen y al mismo tiempo un fluido de trabajo circula a través de éste calentándose por convección, evitando así las pérdidas de transmisión de calor asociadas a dicho mecanismo.

b.3. Clasificación según el fluido de trabajo

Por último, en cuanto al fluido de trabajo, el cual transporta el calor desde el receptor hasta el punto de demanda con o sin almacenamiento que adecúe la demanda, los más utilizados son los siguientes:

Agua/vapor. Es el medio de transporte de calor más usado en la industria. La gran ventaja del uso de este fluido de trabajo es que, tras alcanzar las condiciones de diseño en el receptor, el vapor se expande directamente en la turbina sin necesidad del uso de intercambiadores intermedios.

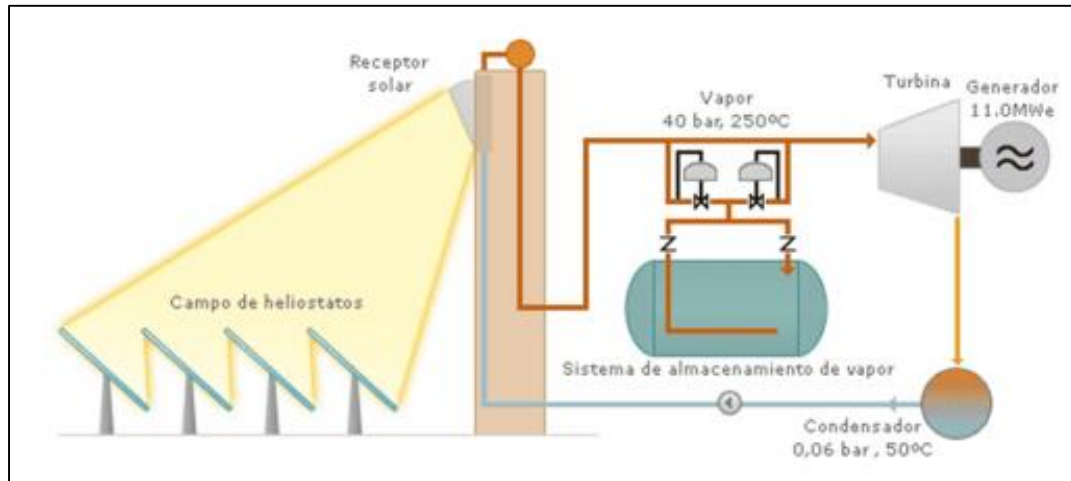


Ilustración 5. Esquema de funcionamiento de la central PS10, España ²⁹

Sales fundidas. Consisten en una mezcla binaria de nitrato de sodio y nitrato de potasio con un punto de fusión apropiado para la generación de vapor. La mezcla, en estado líquido, circula por el circuito primario, normalmente presurizado con nitrógeno, que transporta el calor hasta el circuito secundario, que es el encargado de producir vapor y mover el grupo turboalternador. La ventaja de la mezcla de sales se basa en su elevada conductividad, calor específico elevado y punto de fusión elevado operando a bajas presiones. Es un medio adecuado tanto como fluido de trabajo en el receptor como de almacenamiento térmico, ya que es estable hasta los 565°C aproximadamente y permanecen en estado líquido hasta unos 245°C, debiendo tener en cuenta esta alta temperatura de solidificación para evitar que ésta ocurra en tuberías, intercambiadores y depósito de almacenamiento. Dicho fluido se tendrá en cuenta para el funcionamiento de la planta de energía solar térmica de concentración de este proyecto.

Sodio líquido. Permite alcanzar tasas muy elevadas de flujo de calor, entre 1,2 y 1,75MW/m², lo que permite construir receptores muy compactos y de alto rendimiento. Una dificultad del uso de este fluido es su capacidad de reaccionar

²⁹ Extraído de www.abengoasolar.com



con el agua y el aire siendo el riesgo de explosión o incendio muy elevado y, en consecuencia, las medidas de seguridad han de ser muy estrictas.

Aire. Se utiliza en receptores metálicos perforados por una malla de poros; la radiación reflejada incide sobre la superficie exterior de esta malla y el aire ambiente se hace circular por el interior de los poros y luego se conduce al punto de demanda de calor. Su gran ventaja es la facilidad de operación y mantenimiento de los diferentes equipos, así como la alta temperatura (hasta unos 1200°C) que puede llegar a alcanzar el aire a la salida del receptor.

c. Sistema de almacenamiento de energía térmica

Uno de los grandes inconvenientes de la energía solar es su discontinuidad en el tiempo, pero en el caso de los sistemas de concentración se le añade además una segunda restricción, ya que estos sistemas sólo aprovechan la radiación solar directa. Esta radiación no puede almacenarse, pero sí la energía térmica que transporta el fluido caloportador, lo que permite a la central operar en períodos de ausencia o alta variabilidad de la radiación solar.

Este almacenamiento se puede llevar a cabo mediante tres tipos de sistemas: Sistemas basados en el calor sensible, en el calor latente y en la energía termoquímica.

Los sistemas basados en el calor sensible almacenan la energía térmica captada en el receptor en un medio con buenas propiedades para almacenar el calor sensible en un volumen dado. Los medios más utilizados son: aceites térmicos y sales fundidas y aire (cuando se usan receptores volumétricos). Los sistemas de almacenamiento de sales fundidas se basan en dos tanques, donde el fluido caliente y el frío se almacena en tanques separados y son bombeados hacia el generador de vapor o el receptor respectivamente según se requiera para poder operar en condiciones nominales. Este sistema es el que se utilizará en esta oportunidad.



Sistemas basados en el calor latente: el calor latente asociado a los cambios de fase de una sustancia es otra manera potencial de almacenar calor.

El almacenamiento termoquímico está basado en la acumulación del calor que se produce cuando se dan ciertas reacciones químicas reversibles. Una característica atractiva del almacenamiento termoquímico es la posibilidad de almacenar y transportar los constituyentes del sistema a temperatura ambiente. El sistema basado en el calor sensible suele ser el sistema de almacenamiento más empleado, pudiendo implementarse de dos formas: almacenamiento directo, en el cuál el fluido de trabajo del receptor es el mismo que el medio de almacenamiento, o almacenamiento indirecto, en el que se usan diferentes fluidos de trabajo para el receptor y para el almacenamiento.

Las ventajas del sistema de almacenamiento pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Aumenta la producción de la central: uso de la energía almacenada durante horas en las que existe falta de radiación.
- Elevada eficiencia energética.
- Menor coste relativo por unidad producida.
- Mayor número de horas de operación de la turbina en condiciones nominales, reduciendo el funcionamiento de la turbina a carga parcial.
- Mejora la calidad de la energía: el sistema de almacenamiento absorbe las variaciones de radiación suministrando un calor constante al generador de vapor.
- Estabiliza la operación de la central: los transitorios se ven reducidos y las paradas y arranques también.
- Se evitan los problemas causados a la red de distribución por otras fuentes de energías renovables como la fotovoltaica o la eólica.

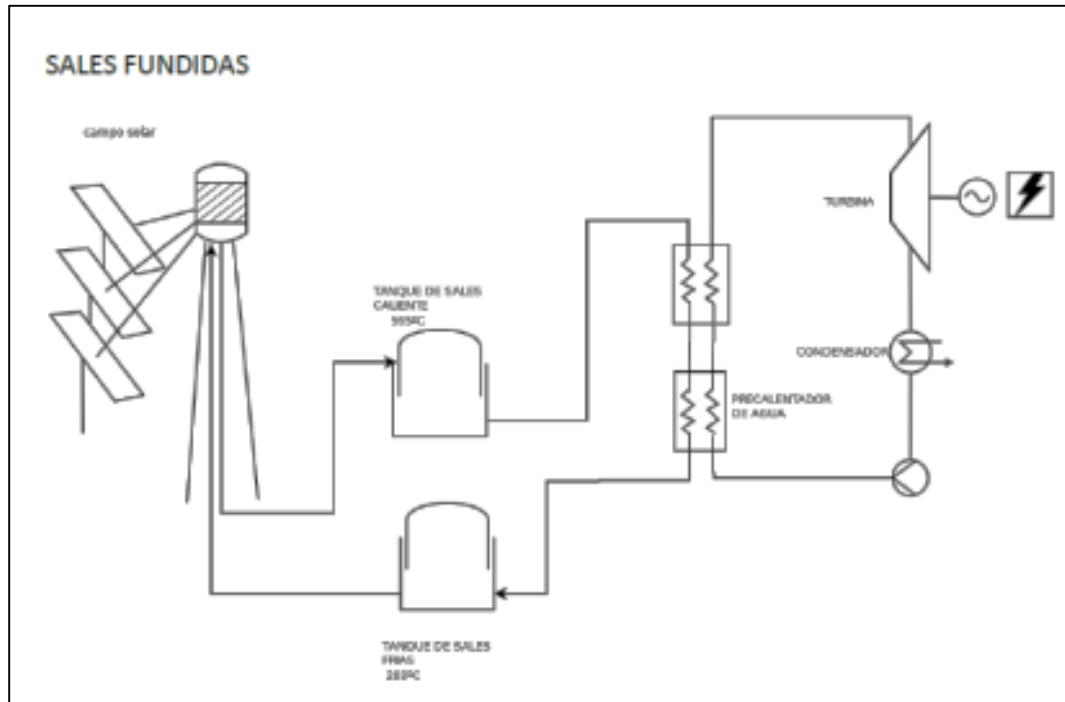


Ilustración 6. Sistema con almacenamiento de sales fundidas

En este proyecto, se cuenta con un sistema de almacenamiento de sales fundidas formado por dos grandes tanques donde se acumulará en frío o en caliente. Dichas sales serán una mezcla de nitrato de potasio y nitrato de sodio. Gracias a esto, la planta funcionará durante la noche o durante períodos de baja radiación solar. Esto garantiza la continua producción de potencia eléctrica.

Las sales fundidas líquidas salen del tanque frío para pasar por el receptor solar, donde se calienta hasta la temperatura indicada. Luego llega al tanque de almacenamiento caliente, donde permanece cierto tiempo hasta que se dirige al generador de vapor.

Los tanques se encuentran conectados por conductos. El tamaño de estos está determinado por la masa de sales fundidas que se precisa acumular para producir la potencia.

El cuerpo principal del tanque caliente es de acero inoxidable debido a los esfuerzos térmicos y la presencia del material de almacenamiento. Si bien el tanque frío podría estar construido en acero al carbono, para permitir que el sistema almacene todas las sales fundidas en un mismo tanque en caso de emergencia, los tanques suelen construirse en acero inoxidable.

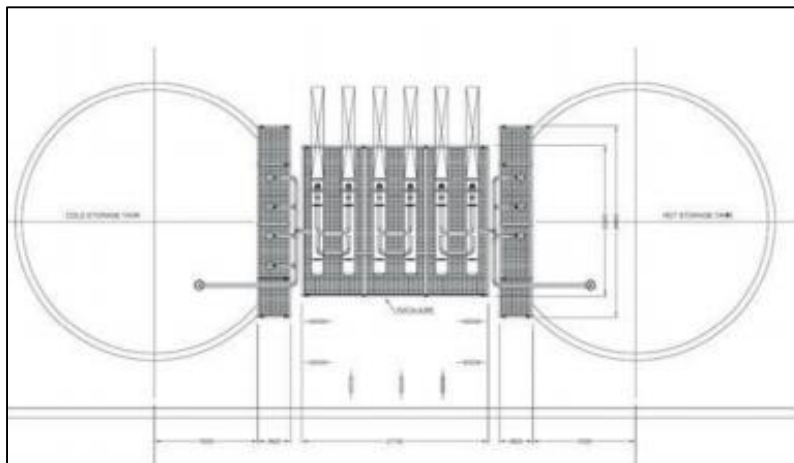
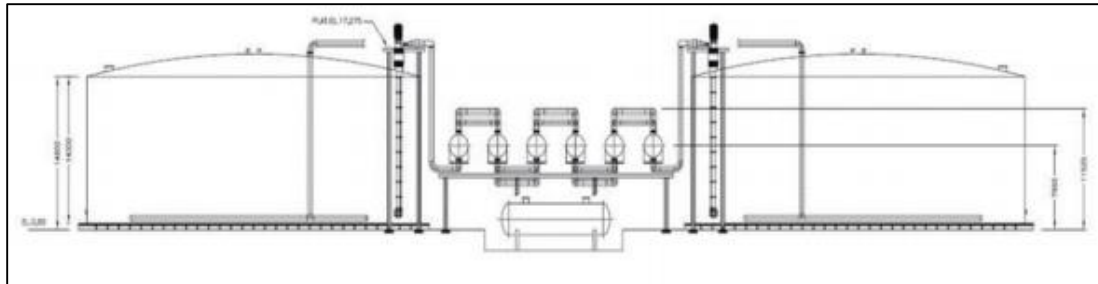


Ilustración 7. Vistas superior y frontal de tanques de almacenamiento de energía

El aislamiento de los tanques de almacenamiento de sales fundidas calientes y frías deberá ser de lana de roca o lana mineral, con un espesor de 300 mm. Este material es utilizado sobre todo como aislamiento térmico en construcción, además de que evita la propagación rápida de incendios. Se fabrica a partir de roca volcánica y posee una estructura fibrosa multidireccional que permite contener el aire relativamente inmóvil en su interior. Esta lana permite la disminución de emisiones perjudiciales para el medio ambiente. Su estructura

contiene aire seco y estable en su interior, que actúa como tope de transferencia de calor, aislando tanto temperaturas altas como bajas.



Ilustración 8. Lana de roca utilizada como aislante para los tanques de almacenamiento

El funcionamiento del sistema de almacenamiento es muy sencillo, en el momento en que sea necesario un aporte de energía, lo que se hace es pasar las sales calientes que se encuentran almacenadas en tanque caliente al tanque frío a través del intercambiador del proceso constituido por distintas bombas de sales conectadas.



Ilustración 9. Imagen real de tanques de almacenamiento de sales fundidas



Condiciones de operación que hay que tener en cuenta para las sales

- Al enfriarse, la mezcla de sal comenzará a cristalizar a una temperatura no superior a 238°C.
- Al enfriarse, la mezcla de sal será sólida completamente a una temperatura no superior a 221°C.

d. Sistema de producción de potencia

d.1. Bloque de Potencia

Se corresponde normalmente a un ciclo Rankine. Las únicas diferencias que podemos encontrar respecto a un ciclo Rankine de una central convencional es que en el caso de usar agua/vapor se hace pasar el agua por el receptor solar en vez de utilizar una caldera para evaporar el agua, y en el caso de usar sales fundidas o aire, se sustituye la caldera por un intercambiador de calor intermedio en el que se realiza la transferencia de calor del fluido HTF al agua/vapor. Los demás componentes del bloque de potencia son los mismos que en una central convencional: Turbina de vapor, condensador, bombas de recirculación del vapor condensado e intercambiador de calor.

Dependiendo del tipo de central que se tenga, se utilizarán diferentes configuraciones del ciclo. Generalmente, las centrales que mayor tamaño requerirán de etapas de recalentamiento y/o regeneración, que aumentan el rendimiento del ciclo, pero a su vez también lo encarecen.

d.2. Sistema de conversión a la red

A la salida de la turbina se encuentra un generador eléctrico, una subestación eléctrica, líneas de distribución y un sistema de respaldo. El generador eléctrico es el dispositivo encargado de transformar la energía mecánica en eléctrica por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura. La subestación eléctrica es usada para

la transformación de la tensión de red, mediante transformadores, a una tensión adecuada a las necesidades.

d.3. Ciclo de Vapor (Ciclo Rankine)

El agua de alimentación (1) se comprime mediante la bomba de agua de alimentación (2) y se alimenta a la caldera. En la caldera el agua de alimentación se precalienta, evapora y finalmente se súper-calienta. El vapor súper-calentado (3) se expande en una turbina de vapor que acciona un generador. El vapor húmedo expandido (4) se condensa y alimenta a través de la bomba de condensado a la sección de precalentamiento y al desaireador.

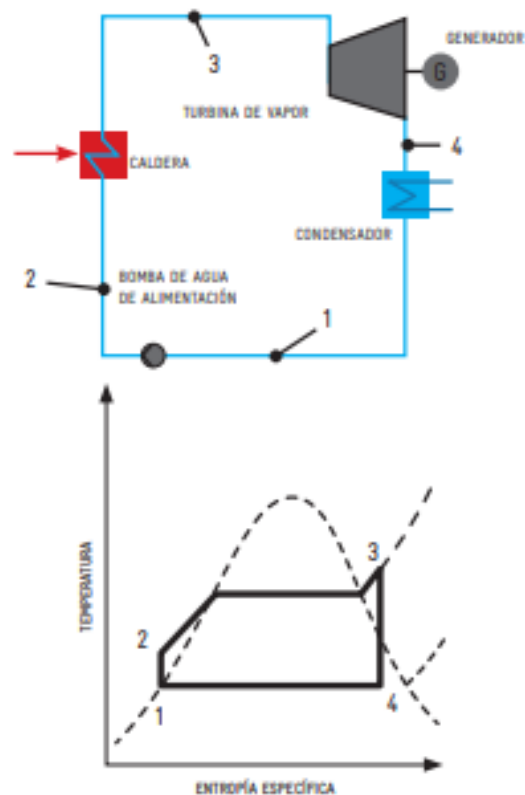


Ilustración 10. Diagrama esquemático de ciclo Rankine y Diagrama T-s

En principio, el ciclo Rankine incluye los siguientes procesos termodinámicos ideales:



-
- Compresión isentrópica (1 2)
 - Alimentación isobárica de calor (2 3)
 - Expansión isentrópica (3 4)
 - Condensación isobárica (4 1)

Respecto de la eficiencia, en principio, se aplican las mismas reglas que para el ciclo Carnot: la eficiencia se puede mejorar al aumentar la temperatura superior del proceso (T_3) y la presión correspondiente (p_3) o mediante la reducción de la temperatura menor del proceso (T_4) y la presión correspondiente (p_4).

En sistemas reales esto se logra con el aumento de la temperatura y presión del vapor y la reducción de la temperatura de condensación.

e. Sistema de producción de potencia

Como sistema auxiliar de una central termosolar de torre se agrupan diversos elementos que son necesarios para su funcionamiento, pero que no difieren en nada de los mismos sistemas en una central de potencia convencional. Estos componentes proporcionan una ayuda a los principales componentes de la central para que realicen sus funciones de una manera eficiente, fiable y segura. Algunos de estos componentes auxiliares son:

- Sistema de aire comprimido.
- Sistema de protección contra incendios.
- Equipos de refrigeración.
- Suministro y almacenamiento de agua.
- Suministro auxiliar de potencia.



2.1.2. Diseño

Algunas centrales solares de torre central de concentración son refrigeradas por aire en vez de ser enfriadas por agua, para evitar usar la limitada agua disponible en áreas desérticas.

El almacenamiento termal para guardar el calor es en contenedores de sales fundidas para continuar produciendo electricidad mientras el sol no se encuentre iluminando.

El vapor es calentado a 500 °C para impulsar turbinas que se encuentran conectadas a generadores que producen electricidad.

Se utilizan sistemas de control para supervisar y controlar toda la actividad de la central incluyendo las posiciones del conjunto de helióstatos, alarmas y otros datos de adquisición y comunicación.

Para este proyecto se necesitan 80 hectáreas, donde se instalarán el campo solar, la torre y el ciclo de potencia.

Para los heliostatos, se utiliza vidrio reflectante, el cual puede tener un espesor de entre 1 y 4 milímetros, y se usa más dado a que no es un material caro, tiene alta durabilidad y muy buena reflectancia. Estos dispositivos están anclados al suelo con vigas y cimientos de hormigón, lo cual provee una base muy sólida para la estructura y su precio es razonable.

Para poder transmitir los torques requeridos a la hora de mover el panel, se han de utilizar dos motores paso a paso y una serie de ruedas dentadas plásticas. Son dos los subsistemas motrices que componen el sistema motriz:

- **Sistema motriz cenital:** es el que transmite torque para que el panel pueda moverse hacia arriba y hacia abajo. Su mecanismo se encuentra ubicado en uno de los costados de la estructura tipo T, acoplado a la tapa con soporte motriz

cenital. Consta de un engranaje que transmite su movimiento a una rueda dentada doble que actúa como reductora de transmisión.

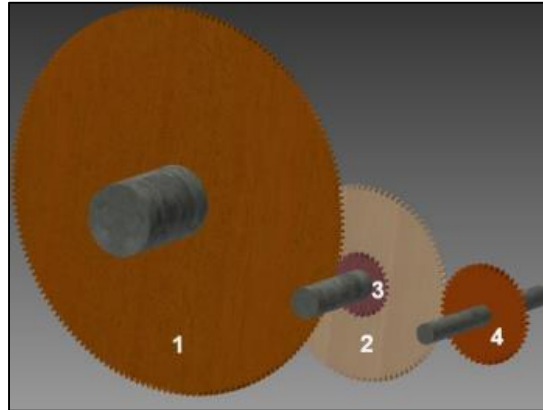


Ilustración 11. Mecanismo de transmisión cenital

○ **Sistema motriz azimutal:** es el que transmite torque para que el panel pueda moverse de este a oeste (o de derecha a izquierda). Su mecanismo se encuentra ubicado por debajo de la estructura tipo T, acoplado a la tapa con soporte motriz azimutal. Su mecanismo, al igual que en el caso anterior, consta del mismo motor paso a paso, con el mismo engranaje transmisor. Este engranaje transmite su movimiento a una rueda dentada plástica.

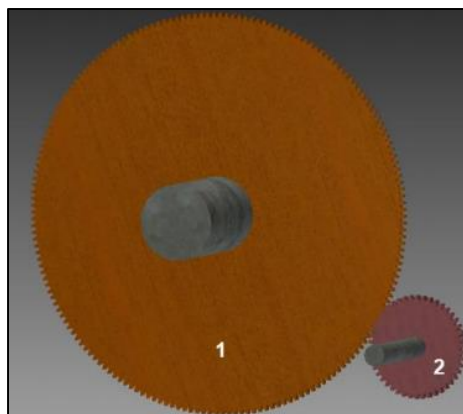


Ilustración 12. Mecanismo de transmisión azimutal³⁰

³⁰ Informe sobre diseño y construcción de heliostatos, Universidad Técnica Federico Santa María – Ingeniería Mecánica de Chile, Julio 2018.

La cantidad de heliostatos que se colocarán es de 1.435 unidades, ubicados en campo norte respecto de la torre para lograr una mayor eficiencia del ciclo. Para esto, la torre que deberá construirse es de 165 metros, con receptor cilíndrico de tubos externos. Este tipo de receptor es comúnmente utilizado para campo circular, pero optamos por colocarlo de todas maneras en campo norte para futuras ampliaciones que puedan producirse dentro de la planta.

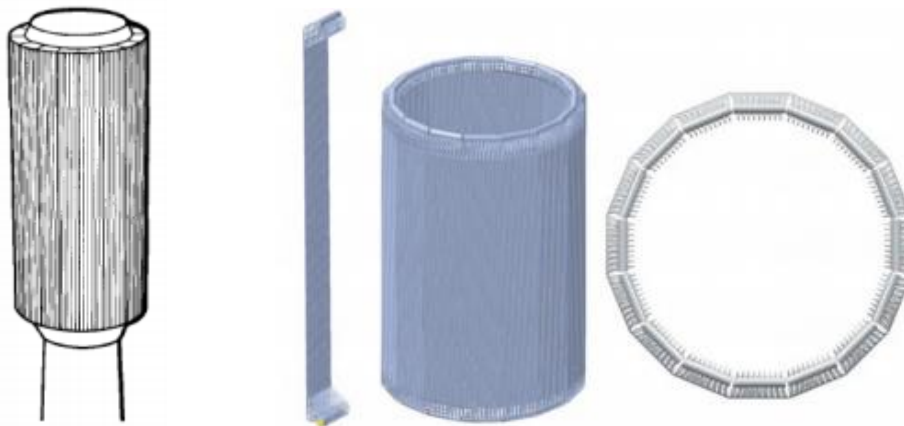


Ilustración 13. Diagrama de receptor cilíndrico de tubo externo

Los receptores cilíndricos se componen de módulos o paneles individuales, diseñados para sujetarse colgando de la estructura del receptor. Por lo general se compone de 16 paneles con 47 tubos cada uno. El material que recibe la radiación solar, los tubos, recibe un tratamiento de cubrimiento selectivo que aumenta la absorptividad y reduce reflectividad. La parte de la estructura en contacto con el exterior se aísla y se le aplica un recubrimiento escudo de acero inoxidable con pintura blanca. En el caso de que se detecte un fallo en el bombeo de fluido al receptor, se manda una señal al campo de heliostatos para desenfocar como mecanismo de seguridad.

La torre es un elemento estructural cuya función es elevar el receptor a la altura necesaria, la cual depende principalmente del punto de diseño de la planta, aunque también se ve afectada significativamente por el tamaño del receptor. Se

construye de acero u hormigón según su altura. En este caso, al tener más de 120 metros de altura, se utilizará hormigón armado.



Ilustración 14. Esquema de torre de hormigón armado

La accesibilidad a la torre es mediante un ascensor, exterior o interior, capaz de transportar personas o maquinarias desde el nivel del suelo hasta el cuarto de máquinas. Desde este cuarto hasta el final de la torre se accede por unas escaleras, las cuales tienen jaulas de seguridad en caso de emergencias.³¹



Ilustración 15. Ejemplo de ascensores instalados en torres

³¹ Universidad Carlos III de Madrid, Ingeniería Térmica y de fluidos.

Con respecto al dicho ciclo, ciclo Rankine, se instalarán dos tanques de almacenamiento con las siguientes especificaciones:

- Almacenamiento en caliente a la temperatura de salida del receptor solar, tanque de 13 m de radio, 23 m de alto, 12.205 m³ volumen. (1)
- Almacenamiento frío a 550 K, tanque de 12,5 m de radio, 22 m de altura, 10.794 m³ de volumen. (5)

También se deberá colocar un intercambiador de calor (2), conectado a los tanques, que provocarán el vapor que luego se dirigirá a la turbina (3) de 50 MW de dos cuerpos. El fluido caliente llega al aerofriador (4) donde se enfría para retomar el ciclo.

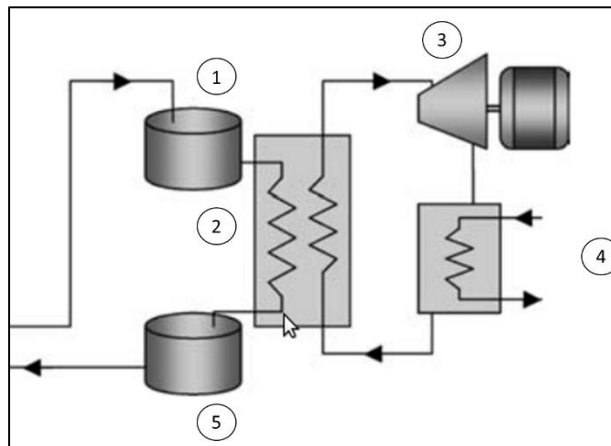


Ilustración 16. Esquema de disposición de equipos del ciclo de potencia

2.2. Factores climáticos y demográficos

El mejor clima para llevar a cabo esta energía es el cálido y la energía debe generarse en un lugar prácticamente libre de CO₂. Además, se precisa la presencia de gran cantidad de días despejados al año para un mejor aprovechamiento de la radiación solar, junto con una latitud privilegiada.



2.3. Mano de obra especializada

El llevar a cabo este proyecto implica una creación de 700 puestos de trabajos directos e indirectos, 630 puestos de trabajo durante la construcción y 70 empleos permanentes durante su funcionamiento.

Para calcular los gastos en mano de obra correspondiente a la instalación y operación de la planta, se deberán tener en cuenta los alojamientos y el transporte, así como también la comida y comodidades.

Se intentará contratar mano de obra originaria de San Juan, y se los reunirá para transportarla en combis hasta la obra civil. En caso de que el personal no sea oriundo de la provincia, se optará por alojarlos en la máxima comodidad posible a fines de que sigan su régimen reglamentario de trabajo.

El transfer o combi tendrá un valor de \$79.350 por mes para llevar a los operarios hasta la planta.

Tipo	FUNCIONAMIENTO			COSTO SERVICIOS AL PERSONAL POR TURNO		
	Cantidad de turnos			1°	2°	3°
	1°	2°	3°			
Operarios	7	7	7	\$ 43.288,73	\$ 27.774,06	\$ 43.288,73
Técnicos mecánicos	3	3	3	\$ 18.552,31	\$ 11.903,17	\$ 18.552,31
Técnicos electricistas	3	3	3	\$ 18.552,31	\$ 11.903,17	\$ 18.552,31
Técnicos de seguridad	2	2	2	\$ 12.368,21	\$ 7.935,45	\$ 12.368,21
Ingenieros civiles	2	2	2	\$ 12.368,21	\$ 7.935,45	\$ 12.368,21
Ingenieros químicos	2	2	2	\$ 12.368,21	\$ 7.935,45	\$ 12.368,21
Ingenieros Industriales	2	2	2	\$ 12.368,21	\$ 7.935,45	\$ 12.368,21
Jefe de Obra	1	1	1	\$ 6.184,10	\$ 3.967,72	\$ 6.184,10
Jefe de mantenimiento	1	1	1	\$ 6.184,10	\$ 3.967,72	\$ 6.184,10
TOTAL	23	23	23	\$ 142.234,40	\$ 91.257,63	\$ 142.234,40

Tabla 9. Costos de la mano de obra

2.3.1. De planta

La mano de obra que se necesitará en mayor medida será aquella que se utilice para la instalación de la planta, para el ensamblaje de los distintos elementos que los componen sino también para garantizar precisión absoluta para conseguir un mejor rendimiento del campo solar de la central, incluyendo el control de calidad final de la construcción.



Con la planta en funcionamiento, se deberá capacitar especialmente al personal para este tipo de energía ya que no es común en nuestro país, pero si se le parece a la generación de energía a través de plantas fotovoltaicas, y que pueda así llevar a cabo la gestión y el control del funcionamiento de la misma.

Además, se cuenta con profesionales idóneos en la temática de renovables que pueden llevar adelante la supervisión del trabajo realizado por la gente operadora de planta.

2.3.2. De mantenimiento

La mano de obra de mantenimiento se deberá tercerizar a una empresa que sea especializada en el mantenimiento y limpieza de los paneles fotovoltaicos de los grandes parques ubicados en todo el país, ya que no se encuentran actualmente organización dedicadas exclusivamente a la limpieza y mantenimiento de espejos heliostatos pertenecientes a este tipo de energía. Actualmente, existen dispositivos robotizados capaces de poder limpiar este tipo de equipamientos, reduciendo el costo de mano de obra de mantenimiento. También existen sistemas auto – limpiantes o químicos de limpieza específicos para reducir los costos de este tipo.

3. Localización

Como se mencionó anteriormente, la Argentina tiene un gran potencial para el desarrollo de la energía solar. Las regiones andinas y subandinas, desde Jujuy hasta Neuquén, poseen un gran potencial para el desarrollo de esta fuente de energía.

La Puna y la Quebrada de Humahuaca también presentan niveles significativos de radiación. Esto llevo a que se evalúen las diferentes provincias que conforman La Puna y Cuyo.



Antes de elegir la localización en la que se ubicará la planta de dicho proyecto, se llevó a cabo una evaluación comparativa de ciertas características de algunas de las provincias estratégicamente mejor ubicadas respecto del sol.

Características	San Juan	Mendoza	La Rioja	Salta	Jujuy
Radiación Solar enero	Alta	Media - Alta	Media - Baja	Media - Alta	Variación según localización
Radiación Solar junio	Media - Alta	Media	Media - Alta	Media - Alta	Alta
Ubicación solar	Dentro del cinturón solar mundial - Excelente	Dentro del cinturón solar mundial - Muy bueno	Dentro del cinturón solar mundial - Excelente	Dentro del cinturón solar mundial - Muy bueno	Dentro del cinturón solar mundial - Muy bueno
Cercanía a otras plantas	Parques solares existentes	Parque solar en construcción	Parque solar terminado	Parque solar en construcción	Parque solar en construcción
Accesos	Ruta 60 y 54 hasta parques	En construcción	Ruta 76	En construcción	En construcción
Cubierta vegetal	Escasa, la planta no daña el relieve ni la flora	Escasa, no se daña el relieve ni la flora	Mayor vegetación	Escasa, no se daña el relieve ni la flora	Escasa, no se daña el relieve ni la flora
Conexión a la red	Cercanía al SADI, línea de baja y alta tensión	Cercanía al SADI, línea de baja y alta tensión	Cercanía al SADI, línea de baja y alta tensión	Cercanía al SADI, línea de baja y alta tensión	Cercanía al SADI, línea de baja y alta tensión
Vientos	Bajos, no dañan los heliostatos	Bajos, no dañan los heliostatos	Medios, dañarán heliostatos con el tiempo	Medios, dañarán heliostatos con el tiempo	Medios, dañarán heliostatos con el tiempo

Tabla 10. Tabla comparativa de características

Si a la tabla 10 la ponderamos numéricamente, obtendremos los resultados arrojados en la tabla 11, donde se ve cómo la provincia de San Juan es la más conveniente para este proyecto.

Características	San Juan	Mendoza	La Rioja	Salta	Jujuy
Radiación Solar enero	10	7	4	7	5
Radiación Solar junio	7	5	7	7	10
Ubicación solar	10	7	10	7	7
Cercanía a otras plantas	10	5	7	5	5
Accesos	7	5	7	5	5
Cubierta vegetal	10	10	7	10	10
Conexión a la red	10	10	10	10	10
Vientos	7	7	5	5	5
TOTAL	71	56	57	56	57

Tabla 11. Tabla comparativa numéricamente evaluativa

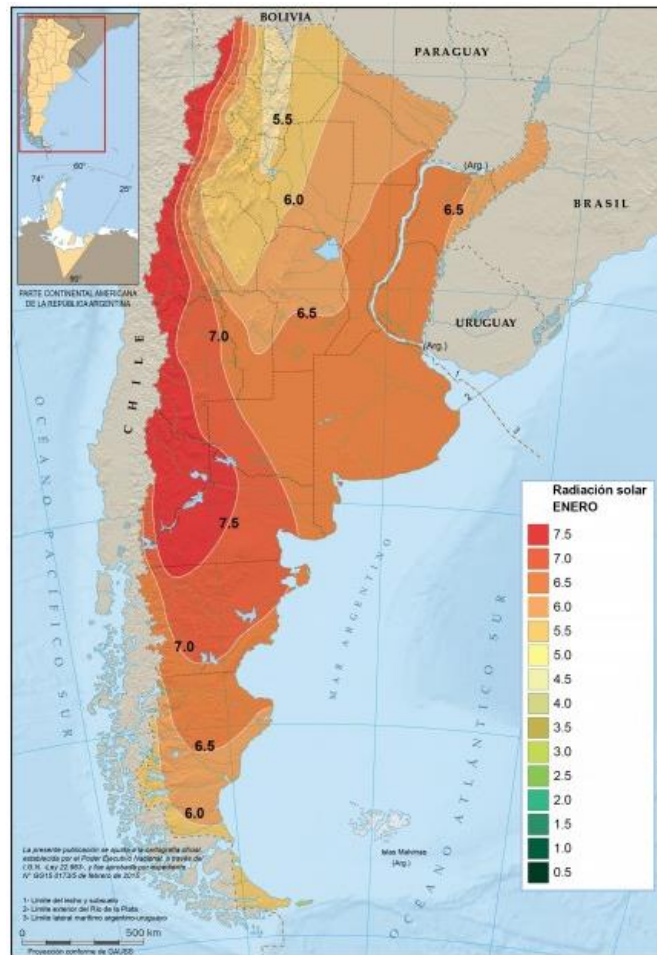


Ilustración 17. Radiación solar en Argentina – Enero

Con la ilustración 17 se observa que San Juan posee una radiación solar en enero muy próximo al valor máximo, y durante junio es una de las provincias con mayor radiación solar, como se muestra en la ilustración 18.



Ilustración 18. Radiación solar en Argentina – Junio

Es por esto, y sabiendo que es fundamental para obtener energía solar térmica de concentración, disponer de una radiación solar alta, se concluyó que el proyecto se llevará a cabo en San Juan, departamento de Ullum, cerca del Parque Solar Fotovoltaico Ullum.

La latitud y la longitud son $31^{\circ}23'33.52''$ S y $68^{\circ}40'15.78''$ O respectivamente, como se muestra en la imagen a continuación.

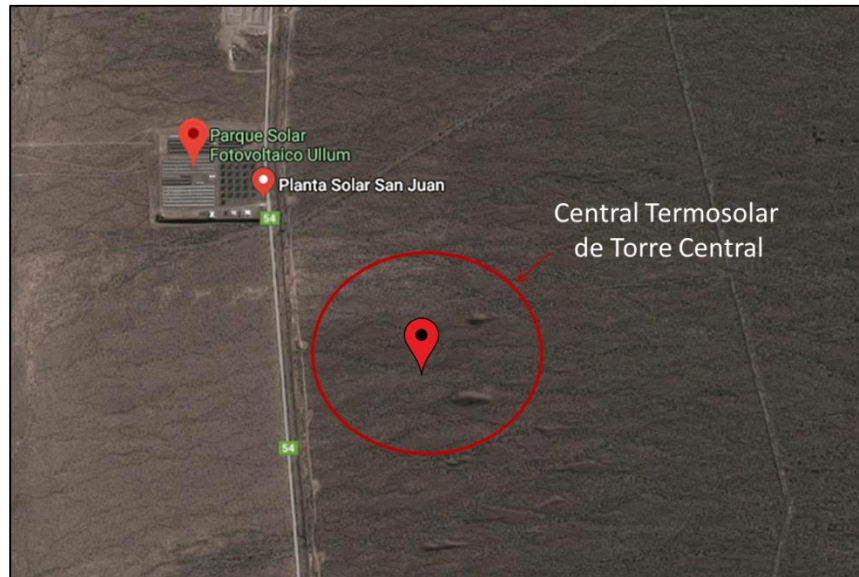


Ilustración 19. Localización Central Termosolar de Torre Central

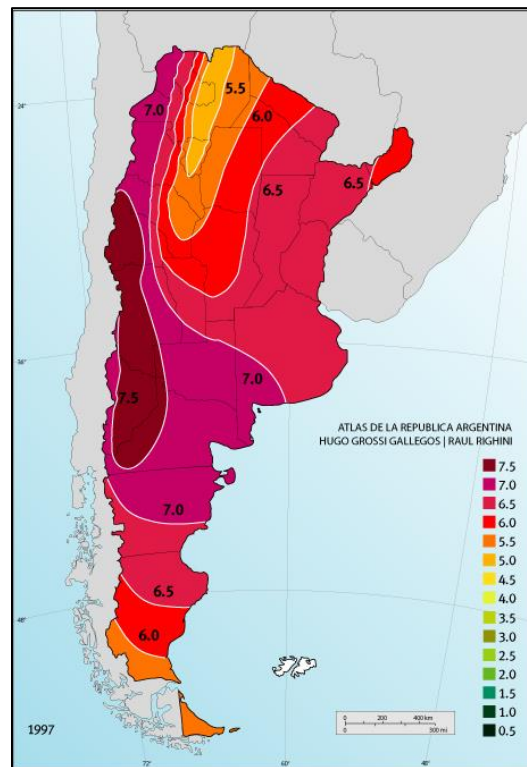


Ilustración 20. Radiación solar Argentina - Diciembre³²

³² El gráfico fue extraído de <http://www.aldar.com.ar/>, empresa encargada de brindar soluciones energéticas sustentables en el país desde 1992.



3.1. Según factores demográficos

La provincia de San Juan cuenta con una población total de 680.427 habitantes, según los datos proporcionados por el Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas realizado en octubre de 2010.

La población de la provincia de San Juan se concentra por mayoría en los oasis o valles centrales del: Tulum, Ullum, Zonda y Jáchal, puesto que allí se aglutinan, aproximadamente, más del 90% de los sanjuaninos. En minoría el resto de ese porcentaje se ubica en los valles de Iglesia y Calingasta, donde se visualizan pequeños poblados dedicados principalmente a la agricultura y al turismo en los últimos tiempos. Otra concentración se halla en Valle Fértil, en forma escasa organizada en pequeños poblados dispersos.

La principal ciudad de la provincia se halla en la aglomeración urbana del Gran San Juan, cuyo centro es San Juan, la capital provincial, centro administrativo, comercial y asiento de autoridades gubernamentales de la provincia.

Con este proyecto se busca abastecer de energía a gran parte de la población, inyectándola a la red de distribución, ya conocida en la provincia por la instalación de previos parques fotovoltaicos.

3.2. Según factores climáticos

En la provincia de San Juan, existen grandes amplitudes térmicas diarias y estacionales, siendo la temperatura media anual de 25°C.

Respecto de la presión, debido a las altas temperaturas reinantes, la provincia se encuentra cercana a una depresión bórica y forman un centro ciclónico que atrae vientos, siendo la presión media anual es de 705.74 mm de Hg.



Los vientos prevalecen calmos, pero San Juan recibe masa de aire esencialmente por el sur o sureste, debido a que el semi bolsón que alberga al oasis se encuentra abierto en esa dirección. Además, sufre influencias desde el norte y el oeste.

Factores geográficos influyentes:

- Latitud: San Juan se ubica en una faja intermedia del hemisferio sur
- Altitud: a medida que se asciende, las temperaturas descienden.
- Continentalidad: es distante de los océanos.
- Relieve: posee grandes masas orográficas hacia el occidente y un correlativo descenso de la altura en dirección contraria.
- Cubierta vegetal: es muy escasa, sometida a radiación intensa por el elevado coeficiente de heliofanía (exposición solar), por lo que instalar una planta de este tipo, no atendería al relieve ni la flora del lugar.

El clima solar de la provincia presenta condiciones favorables para su aprovechamiento en la generación de energía. La zona más apropiada para evaluar mayormente el recurso solar para aprovechamiento energético es el Valle de Jáchal, que se extiende hacia el norte de la ciudad, con suelos planos, alejados de cadenas montañosas importantes. La zona es cercana a la central existente en el Dique Ullum, la que se conecta a través de una red de distribución con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SADI). Tiene alto aprovechamiento energético de la radiación solar que justifica llevar adelante este tipo de proyectos.

33

3.3. Según cercanía a la red

La red eléctrica es el conjunto de líneas, transformadores e infraestructuras que llevan la energía desde los centros de producción hasta todos los

³³ Datos extraídos de www.cab.cnea.gov.ar, Centro Atómico de Energía Atómica.



consumidores. Estas redes son las encargadas de transportar y distribuir la energía generada en las centrales hasta los puntos de consumo final.

El sistema eléctrico de la Argentina está dividido en tres segmentos fundamentales que condicionan los costos de la electricidad al consumidor final:

- *Generación de la energía eléctrica:*

Se realiza en decenas de plantas generadoras (usinas eléctricas) distribuidas a lo largo y lo ancho del país. Los generadores de electricidad de Argentina incluyen plantas de generación térmica, hidroeléctrica, nuclear, eólica y fotovoltaica.

En las centrales eléctricas hay máquinas llamadas *generadores* que aprovechan la principal propiedad de la energía, que es convertirse de un tipo de energía a otra. La energía eléctrica se produce cuando una bobina metálica rodeada por magnetos comienza a girar. En las centrales eléctricas, estos generadores convierten la energía mecánica (de movimiento de rotación) de enormes turbinas en grandes cantidades de energía eléctrica.

Todas las centrales generadoras de electricidad del país están interconectadas a una red eléctrica nacional llamada *Sistema Argentino de Interconexión* (SADI). A través del SADI, la electricidad generada en las usinas eléctricas puede ser transportada a cualquier parte del país. Y es allí donde entra en escena el segundo segmento del sistema eléctrico argentino, el del transporte de la electricidad.

- *Transporte de la electricidad:*

Se realiza a través de líneas de alta tensión que recorren el país. Dadas las grandes distancias que la electricidad debe recorrer, ésta debe ser transportada en alta tensión (a cientos de miles de voltios), para contrarrestar un efecto de la naturaleza que es conocido como *Efecto Joule*, que lo que provoca es que al



recorrer grandes distancias la electricidad, gran parte de su potencia se pierda en forma de calor, recalentando los cables. Una forma de evitar este efecto, es aumentar lo más posible la tensión o voltaje de la corriente transportada cuando la electricidad tiene que ir de una región a otra del país.

El *Sistema Argentino de Interconexión* (SADI) está organizado por regiones: GBA (Gran Buenos Aires), Litoral (Entre Ríos y Santa Fe), Provincia de Buenos Aires (sin el Gran Buenos Aires), NOA (Santiago del Estero, Tucumán, Salta, Catamarca y La Rioja), Centro (Córdoba y San Luis), Cuyo (San Juan y Mendoza), Comahue (La Pampa, Neuquén y Río Negro), Patagonia (Chubut; Santa Cruz; Tierra del Fuego, Antártida e islas).

El transporte de la electricidad a través del *SADI* se realiza mediante dos subsistemas que lo componen, el *Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión* (STAT) y el *Sistema Troncal* (ST). El *Sistema de Alta Tensión* (STAT) opera a 500 kV (500.000 volts) y 220 kV (200.000 volts), y transporta la electricidad de una región del país a otra. El *Sistema Troncal* (ST) transporta la electricidad dentro de una misma región entre plantas generadoras y distribuidores operando a 132, 220 y 66 kV, según las necesidades (132.000 volts, 220.000 volts y 66.000 volts).

La planta en estudio llegará a la Estación Transformadora de 132 kV por medio de las Líneas de tensiones de 132 kV que circulan en las cercanías del Parque solar Ullum, permitiendo transportar la totalidad de Energía que se produce en ella.

En dicho Parque, se encuentran distintas plantas, las cuales generan: Ullum VII 25 MW, Ullum X 100 MW, Ullum III 32 MW y Ullum IV 20 MW

Además, se cuenta con Superficie disponible para continuar expandiéndose: Ullum gama 10 MW, Ullum alfa 60 MW, Ullum beta 70 MW.

En marzo del 2019, se inauguró una nueva Estación Transformadora en San Juan, cerca de los Parques Solares de Ullum, la cual se encarga de transformar el nivel de la tensión de transmisión en otro inferior de distribución. Dicha Estación Transformadora de 132 kV / 33 kV tiene equipamiento eléctrico en alta, media y baja tensión en donde se destacan dos transformadores de 100 MVA cada uno. ($1 \text{ MW} = 1 \text{ MVA} \cdot \cos \phi 0,85$).

Al observar el mapa del sistema de interconexión de CAMMESA, logramos ver que en la zona donde se instalará la planta, no hay gran cantidad de centrales de generación, por lo que agregar más de éstas sería más beneficioso. Al estar muy cercanas las líneas de 132 kV y 500 kV a las plantas, la capacidad de transporte de energía es grande, incluso con el agregado de la nueva estación transformadora inaugurada en marzo 2019.

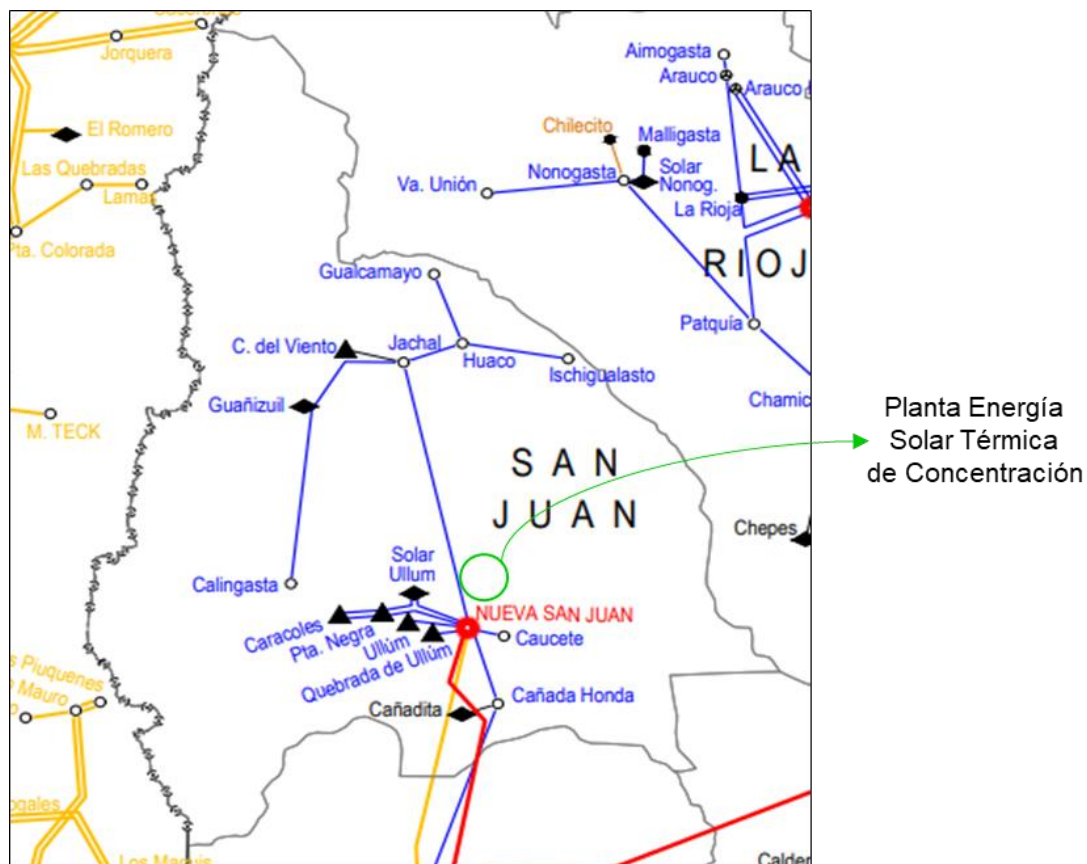


Ilustración 21. . Líneas de distribución de energía San Juan



REFERENCIAS	
Centrales y Estaciones Transformadoras	Líneas
Estación Transformadora de 500 kV.	Líneas de 500 kV
Estación Transformadora de Tensión menor a 500 kV.	Líneas de 330 kV ó 345 kV
Central Térmica (Vapor, TG, Diesel ó Biogas)	Líneas de 220 kV
Central Hidráulica	Líneas de 150 kV
Central Nuclear	Líneas de 132 kV
Central Fotovoltaica	Líneas de 66 kV
Central Eólica	Líneas de 33 kV
Conversoras	

Tabla 12. Referencias de las líneas de distribución SADI³⁴

Podemos decir que el cable que transportará la energía generada en este proyecto, al ser de alta tensión, soporta el paso de la misma, sin riesgo de derretirse. Además, tiene colocadas protecciones por lo que, ante alguna eventualidad, se genera automáticamente un corte de luz preventivo de forma masiva.

La única empresa a cargo del STAT es *Transener*, propiedad de la compañía privada Pampa Energía. El Sistema Troncal está a cargo de distintas empresas (una por cada región) como Transba (Buenos Aires y AMBA), Transnoa (NOA), Transcomahue (Comahue), Distrocuyo (Cuyo) y Transpa (Patagonia).

- *Distribución de la electricidad a los consumidores*

El último segmento del sistema eléctrico lo constituyen las empresas distribuidoras de la electricidad, encargadas de la última etapa del proceso que lleva a la energía eléctrica desde la planta generadora hasta los consumidores finales. La distribución de la electricidad a los consumidores está a cargo de

³⁴ Figura extraída de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico)



empresas concesionarias (en su mayoría privadas) cuya función es suministrar toda la demanda de electricidad de su zona de cobertura.

Por lo general las zonas de cobertura de las empresas distribuidoras de electricidad son provinciales, o sea una empresa distribuidora por provincia, salvo en el caso de la provincia de Buenos Aires que está subdividida en cuatro zonas eléctricas.

3.4. Según reglamentaciones

Regímenes y reglamentaciones vigentes para la provincia de San Juan:

- Régimen de Suministro de Energía Eléctrica, Energía San Juan S.A., para los servicios prestados por dicha entidad.
- Ley Provincial N° 1.705, Energía Eléctrica Obtenida a partir del uso de Fuentes de Energías Renovables.
- Ley Provincial N° 1.704, Generación de Electricidad a partir de Fuentes de Energía Primaria Renovables No Convencionales, especialmente la Generación en Parques Solares, Eólicos y Geotérmicos.
- Ley Provincial N° 7.865, Impacto Ambiental, Obras de Construcción.³⁵
- Ley Nacional N° 27.191³⁶, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.
- Ley Provincial N° 1.443-A³⁷, adherencia de la provincia de San Juan a la Ley Nacional N° 27.191.

3.5. Según accesibilidad y disponibilidad

Se ubica a la planta en este sitio debido a la disponibilidad de terrenos dispuestos para la generación de energía, así como también se ubican

³⁵ Leyes extraídas de "Argentina Ambiental", portal integral argentino sobre el medio ambiente.

³⁶ CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico)

³⁷ Cámara de Diputados de San Juan.



actualmente parques solares fotovoltaicos, ya que la accesibilidad a la red es más cercana a estas zonas. Al ya existir estos parques, es mucho más sencillo generar energía y brindarla a la red de distribución de San Juan, dado a que las instalaciones están preparadas para tal fin.

4. Estudio técnico³⁸

4.1. Tamaño del proyecto

A la hora de evaluar el tamaño del proyecto, se decidió llevar a cabo la instalación de una planta de Energía Solar Térmica de Concentración de 50 MW de potencia instalada.

Como nos encontramos en un mercado potencial definido por Ley, donde cada habitante del país debe consumir un determinado porcentaje de energías renovables, no se puede establecer una participación fija para la generación ya que ésta variará conforme varía la demanda de los usuarios, en especial de los grandes usuarios habilitados, quienes tienen la aptitud para elegir si su consumo de energías renovables será otorgado por CAMMESA o por una empresa privada, como es el caso de este proyecto.

Se deberá cumplir con el 8% del consumo de energías renovables para el año 2020 y llegar hasta el 20% del consumo de las mismas para el año 2025.

A partir de la potencia instalada mencionada anteriormente, se procedió a calcular la cantidad de energía que se producirá al año, la cual se muestra en la siguiente fórmula:

$$50 \text{ MW} \times 24 \text{ h} \times 365 \text{ d} \times 0,9 = 394.200 \text{ MWh/año} = 394,2 \text{ GWh/año}$$

Sabiendo que la generación anual será de 394,2 GWh, se calcula el porcentaje de participación que tendrá cada año, el cual irá disminuyendo

³⁸ Información extraída de Abengoa Solar, España. <http://www.abengoasolar.com/>



conforme aumente el consumo de energías renovables definido por Ley, a menos que se amplíe la planta y su capacidad.

Los datos fueron obtenidos del estudio econométrico, demostrado en incisos anteriores.

Año	Demanda Proyectada GWh	% Energía Renovable	Producción renovables GWh	% Participación de Mercado	A producir GWh
2017	136.370	4%	5.454,78	7,23%	394,20
2018	143.749	6%	8.287,16	4,76%	394,20
2019	144.467	8%	11.557,38	3,41%	394,20
2020	145.888	10%	14.588,84	2,70%	394,20
2021	147.382	12%	17.685,82	2,23%	394,20
2022	148.953	14%	20.853,44	1,89%	394,20
2023	150.608	16%	24.097,29	1,64%	394,20
2024	152.353	18%	27.423,53	1,44%	394,20
2025	154.194	20%	30.838,87	1,28%	394,20

Tabla 13. Participación del proyecto en el mercado potencial

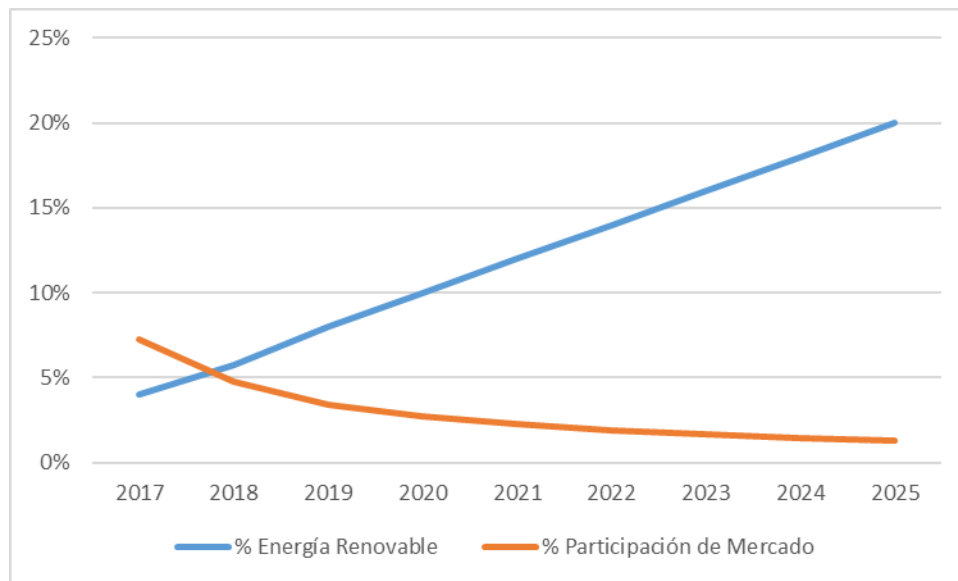


Figura 15. Relación crecimiento energías renovables y participación del proyecto en el mercado



4.1.1. Capacidad operativa

Se considerará que el proyecto tendrá 50 MW de potencia de diseño, lo que será útil para abastecer más de 35.000 hogares de la provincia de San Juan, según se ha estudiado en plantas ya instaladas a nivel mundial en base a sus potencias.

Como se mencionó anteriormente, a partir de esta potencia de diseño, se lograrán producir alrededor de 394,2 GWh/año.

Para poder llevarlo a cabo, se deberá contar con 80 hectáreas de superficie, en las cuales se colocarán 1.435 heliostatos y una torre central con receptor de 165 metros de altura aproximadamente. Estas dimensiones de planta harán que se evite la emisión de 30.000 toneladas de CO₂.

Cada espejo heliostato tendrá una dimensión de 100 m², reflejando la radiación solar que reciben en el receptor, ubicado en la cúspide de la torre de 165 metros de altura, el cual produce vapor que luego se convertirá en energía eléctrica mediante un generador de turbina. Se supone que, por las dimensiones mencionadas anteriormente, la superficie reflectiva total es de más de 150.000 m².

Dichos heliostatos se disponen en hileras, hasta 45 espejos, para que la torre no quede íntegramente rodeada por ellos, si no que el campo solar se encuentre a uno de los lados de la central.

4.1.2. Análisis de riesgos

Cuando se construye una central termo-solar a la hora de llevar a cabo el dimensionado del campo solar, los diferentes programas informáticos tienen como objetivo dar un resultado lo más optimizado posible reduciendo las siguientes pérdidas lo máximo posible:

- a. Pérdidas en la captación
- b. Pérdidas en la transmisión a través de la atmósfera

- c. Pérdidas en la captación de la radiación solar concentrada por el receptor.
- d. Pérdidas en la conversión foto-térmica.

a. Pérdidas en la captación

En los campos de heliostatos existen una serie de fenómenos que de producirse provocan pérdidas de la captación de la radiación. Las pérdidas en la captación pueden dividirse en dos grupos, por un lado, pérdidas geométricas y por las otras pérdidas de reflectividad.

Las pérdidas geométricas: son aquellas que tienen como origen la geometría del campo solar, dicho de otro modo, son las dimensiones y posiciones relativas de los diferentes elementos que forman parte del sistema, es decir los heliostatos, la torre y el receptor junto con la posición del sol respecto a ellos. Por ese motivo las estaciones del año y el clima influyen de manera significativa en este tipo de pérdidas. Pueden distinguirse tres causas para estas pérdidas:

- o *Pérdidas originadas por la reducción del área proyectada visible para el Sol.* Estas pérdidas tienen como origen la inclinación del eje óptico del heliostato respecto a la trayectoria de los rayos solares. El método para cuantificar este efecto es conocido como el factor coseno, es decir, las pérdidas originadas son proporcionales al coseno del ángulo que forma la normal a la superficie del heliostato con respecto a los rayos solares. El factor coseno se encuentra en función del día para cada día y heliostato.

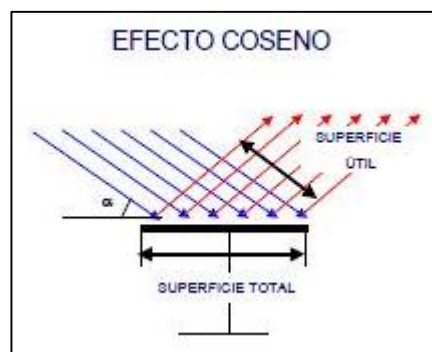


Ilustración 22. Diagrama del efecto coseno

- *Pérdidas por sombras.* Dentro de este conjunto de pérdidas se encuentran tanto las producidas por los propios helióstatos unos sobre otros o también las sombras generadas por la torre y cualquier otro elemento sobre los helióstatos. El principal problema que ocasionan es la reducción del área reflectante utilizable, otro factor es la posición del Sol, la cual va a ir cambiando dependiendo la fecha y la hora que sea.

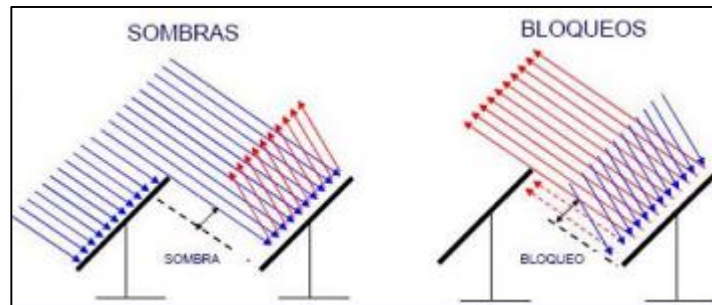


Ilustración 23. Diagramas de sombras y bloqueos

- *Pérdidas por bloqueos.* Este tipo de pérdidas cuantifican la fracción de radiación solar reflejada por los helióstatos que consigue llegar al receptor al ser está obstruida por la radiación reflejada por los helióstatos vecinos. Este tipo de pérdidas o efectos al igual que en las perdidas descritas anteriormente depende de la posición del Sol. Por ese motivo cuando se calculan las perdidas geométricas se deben de tener en cuenta que puede haber efecto bloqueo como efecto de sobra.

Las pérdidas reflectividad. Este tipo de pérdidas se dan porque realmente y a pesar de estar diseñados para reflejar lo máximo posible, los helióstatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que reciben sobre su superficie reflectante, sino que hay un porcentaje que es absorbida por la misma. La capacidad de reflectividad de los heliostatos se sitúa como media en el 85%, valor que se va disminuyendo según aumenta la suciedad en la superficie.

b. Pérdidas en la transmisión a través de la atmosfera

Este tipo de pérdidas se dan cuando la radiación solar que ha sido reflejada por el heliostato sufre un debilitamiento, el motivo de este es principalmente por las condiciones atmosféricas que se están produciendo a nivel de superficie, un buen ejemplo es la niebla. Como es obvio estas pérdidas aumentan cuanto mayor sea la distancia a recorrer por parte de la radiación reflejada, es decir en los anillos externos este efecto tiene mayor impacto.

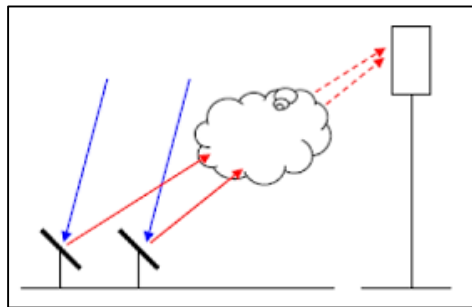


Ilustración 24. Diagrama de transmisión a través de la atmósfera

c. Pérdidas en la captación de la radiación solar concentrada por el receptor

Estas pérdidas tienen como origen las imperfecciones que existen en las superficies reflectantes de los heliostatos, a lo que hay que añadir los posibles errores a la hora de direccionar los heliostatos hacia el receptor. Como consecuencia la radiación reflejada llega al receptor, pero no alcanza correctamente la superficie absorbidora dando origen a un factor conocido como desbordamiento.

d. Pérdidas en la conversión fototérmica

Estas pérdidas como su propio nombre indica se originan cuando la energía radiante procedente del sol es transformada en energía térmica. Estas pérdidas pueden ser a su vez de varios tipos dependiendo del factor por el cual se producen:



-
- Pérdidas por radiación: pueden desglosarse en pérdidas por reflexión, que dependen de la capacidad absorbedora de la superficie y pérdidas por emisión, que dependen de la temperatura y de la capacidad emisiva de la superficie.
 - Pérdidas por convección: desde la superficie absorbedora al entorno. Son proporcionales a la diferencia de temperatura entre la superficie absorbedora y el ambiente.
 - Pérdidas por conducción desde el absorbedor a los restantes elementos estructurales y auxiliares que integran el receptor. Estas pérdidas son también proporcionales a la diferencia de temperatura entre el absorbedor y estos elementos.

Una de las principales dificultades reside en el control de los heliostatos. Si varios de ellos se desenfocan pueden generar puntos calientes, que podrían dañar el receptor debido a las altas temperaturas que se alcanzan.

Otro problema vinculado a los helióstatos es la limpieza de su superficie, ya que a medida que se ensucia la superficie reflectante se produce una pérdida considerable de eficiencia.

Adicionalmente el viento también puede suponer un inconveniente, los helióstatos se colocan en posición vertical (posición defensiva) para evitar daños en su estructura.

Los helióstatos requieren una muy baja velocidad de rotación, pero un torque muy alto, lo que exige que los motores rotatorios tengan altas relaciones de transmisión. Por otro lado, una de las dificultades más grandes radica en los pasos de giro por revolución de estos, puesto que cada motor avanza una cantidad específica de ángulos por cada paso recorrido por lo que si se requiere una rotación angular que no sea múltiplo del número de ángulos por paso disponibles en el motor, el movimiento no será preciso.

Los heliostatos no solo están expuestos al sol, sino también a mucho viento. Esto implica que los cimientos, la estructura, los engranajes y todo su diseño debe considerar las cargas eólicas del lugar en que esté. Numerosos estudios demuestran que en zonas ventosas se producen turbulencias que generan cargas importantes en los componentes de estos sistemas, por lo que es importante tomar en consideración las condiciones de la zona para ver cómo estas podrían afectar en el funcionamiento del heliostato.

Los efectos del viento en heliostatos se pueden dividir en dos: Carga eólica estática y dinámica. Por un lado, la carga estática depende del cuadrado de la velocidad del viento, por lo que una pequeña variación en la velocidad implica una diferencia significativa en la carga percibida. Una forma popular y efectiva de reducir las cargas estáticas consiste en instalar una reja porosa en el perímetro del módulo reflectante, con esto se minimiza la separación del flujo y se logra reducir el torque causado por el viento en hasta un 40%. Esta reducción se traduce en hasta un 30% menos de material requerido en la estructura del heliostato y sus cimientos, lo cual disminuye considerablemente los costos totales.

También se puede reducir las cargas estáticas poniendo una reja porosa horizontal alrededor del heliostato (en vez de sobre él), con esto se logra disminuir en hasta un 40% la fuerza horizontal y los torques percibidos por los heliostatos.

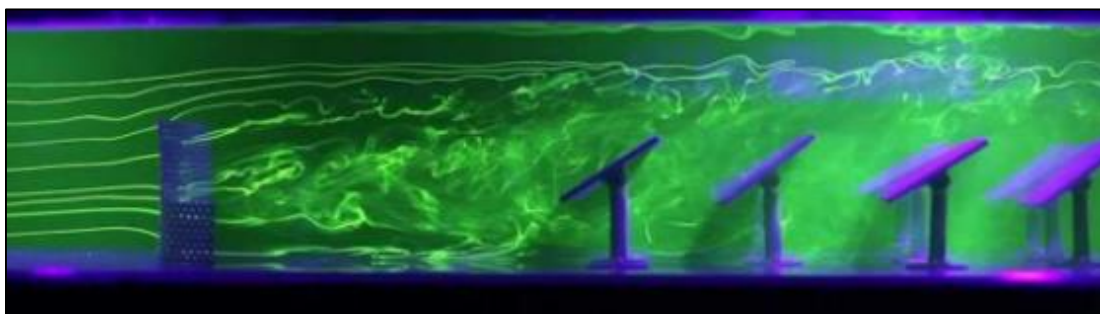


Ilustración 25. Flujo de viento sobre heliostatos a través de rejillas porosas.

Por otro lado, la carga dinámica va ligada a la formación de vórtices por detrás del heliostato, lo cual genera turbulencias que pueden hacer vibrar y



resonar la estructura. Una posible solución para esto es aumentar la rigidez de la estructura de soporte, lo que suele traducirse en un aumento en los costos.

4.2. Descripción del proceso

Se compondrá básicamente por el campo solar, la torre donde se ubica el receptor solar, y un bloque de potencia cuyo elemento principal es una turbina de vapor, donde se turbinan el vapor generado a partir de la energía térmica obtenida de la radiación solar. Además, contará con un sistema de almacenamiento de vapor que permite mantener la turbina en funcionamiento en períodos de baja irradiación solar.

La torre concentrará la energía solar reflejada por los helióstatos y la transmitirá al fluido de trabajo generando vapor, que se utiliza en una turbina de vapor para producir electricidad, mediante un generador conectado a ella. La energía generada en la planta, una vez transformada a la tensión de red, se inyecta en la misma mediante una subestación eléctrica.

Para llevar adelante la descripción del proceso, se ha tomado un ejercicio ideal como ejemplo, sujeto a futuras modificaciones a partir del simulador Pro II.

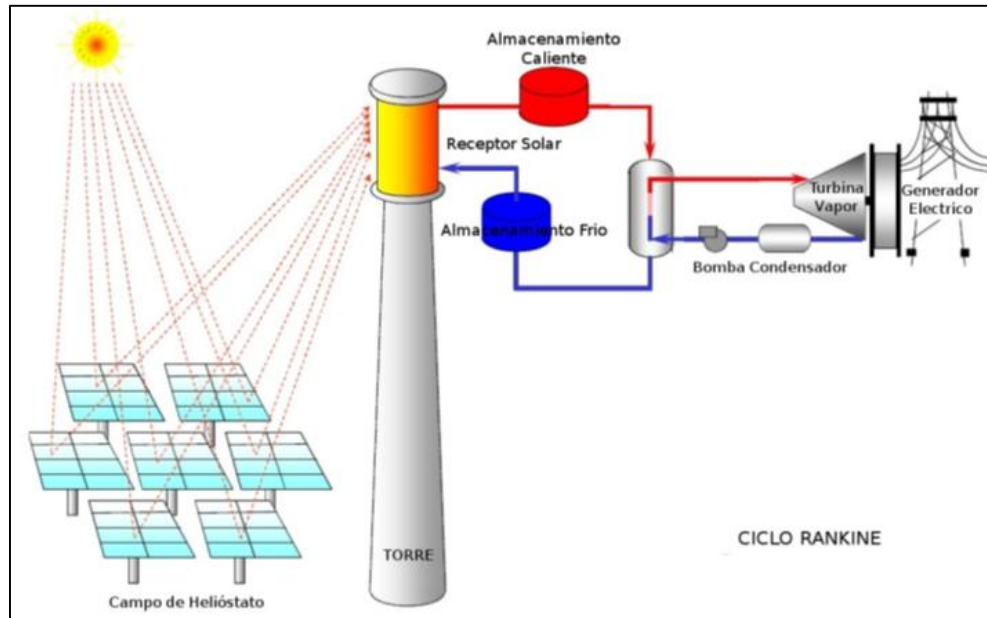


Ilustración 26. Esquema de planta

Potencia neta de la planta solar térmica de concentración es de 50 MW.

Consideraciones:

- Temperatura de salida del absorbedor: 600°C
- Presión de entrada de la Turbina: 15 MPA
- Presión de salida de la Turbina: 10 KPA
- La eficiencia isentrópica tanto de la bomba como de la turbina es 100%.
- El receptor se comporta como cuerpo negro ideal ($\alpha = \varepsilon = 1$), existen pérdidas por irradiación.
- El receptor se encuentra perfectamente aislado (no hay pérdidas por conducción y convección).
- No existen pérdidas de presión ni de calor en las cañerías de interconexión.
- Campo de helióstatos:

Superficie de un solo helióstato = 100 m²

η_{opt} = reflectividad del heliostato = 0,85



- $C =$ Coeficiente de concentración solar en la entrada del receptor solar = 700.
- $I =$ Irradiancia solar = 1 kW/m².
- σ constante de Stefan-Boltzmann = $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$
- $T_H = T_{sol} = 5,780 \text{ K}$
- $T_0 = 300 \text{ K}$
- Almacenamiento en caliente a la temperatura de salida del receptor solar, tanque de 13 m de radio, 23 m de alto, 12.205 m³ volumen.
- Almacenamiento frío a 550 K, tanque de 12,5 m de radio, 22 m de altura, 10.794 m³ de volumen.
- $C_{p,sal}$ fundida = 1.500 J/Kg K
- ρ_{sal} fundida = 1.900 Kg/m^3 (independientes de la temperatura)
- Intercambiador de calor y tanques de almacenamiento adiabáticos.

ESTADOS:

1- Líquido saturado

$$P_1 = 10 \text{ KPA}$$

$$v_1 = 0,00101 \text{ m}^3/\text{Kg}$$

$$h_1 = 191,83 \text{ KJ/Kg}$$

$$S_1 = S_2$$

2- Líquido comprimido

$$P_2 = 15 \text{ MPA}$$

$$\begin{aligned} h_2 &= h_1 + v_1(P_2 - P_1) \\ &= 191,83 \text{ KJ/Kg} + 0,00101 \text{ m}^3/\text{Kg} (15000 \text{ KPA} - 10 \text{ KPA}) \end{aligned}$$

$$h_2 = 206,97 \text{ KJ/Kg}$$

$$S_2 = S_1$$



3- Vapor sobrecalentado

$$P_3 = 15 \text{ MPA}$$

$$T_3 = 600^\circ\text{C}$$

$$h_3 = 3.582,3 \text{ KJ/Kg}$$

$$S_3 = S_4$$

4- Mezcla

$$S_4 = S_3 = 6,6776 \text{ KJ/Kg}$$

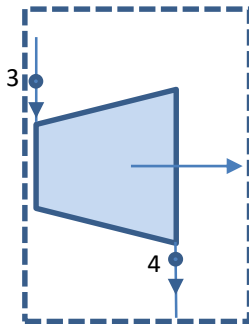
$$X_4 = \frac{S_4 - S_f}{S_{fg}} = \frac{6,6776 \text{ KJ/Kg} - 0,6493 \text{ KJ/Kg}}{7,5009 \text{ KJ/Kg}}$$

$$X_4 = 0,8036$$

$$h_4 = h_f + h_{fg} \cdot X_4 = 191,83 \text{ KJ/Kg} + 2392,8 \text{ KJ/Kg} \cdot 0,8036$$

$$h_4 = 2.114,68 \text{ KJ/Kg}$$

Flujo másico



$$\cancel{\sum \dot{Q}} + \sum \dot{W} + \sum \dot{m}_e \cdot h_e - \sum \dot{m}_s \cdot h_s = m_f \cdot h_f - m_i \cdot h_i$$

$$\dot{m} \cdot W_T = m_3 \cdot h_3 - m_4 \cdot h_4$$

$$W_T = h_3 - h_4$$

$$\Rightarrow \dot{W}_N = \dot{W}_T - \dot{W}_B$$

$$\dot{W}_B$$

$$\cancel{\sum \dot{Q}} + \sum \dot{W} + \sum \dot{m}_e \cdot h_e - \sum \dot{m}_s \cdot h_s = m_f \cdot h_f - m_i \cdot h_i$$

$$-(-\dot{W}_B) + m_1 \cdot h_1 - m_2 \cdot h_2 = 0$$

$$W_B = h_2 - h_1$$

$$\dot{W}_N = \dot{m} \cdot W_N$$



$$\dot{m} = \frac{\dot{W}_N}{W_N} = \frac{W_N}{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}$$

$$\dot{m} = \frac{50.000 \text{ KJ/s}}{(3.582,3 - 2.114,68) - (206,97 - 191,83) \left[\frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \right]}$$

$$\dot{m} = 34,42 \text{ Kg/s}$$

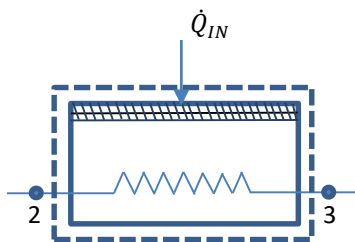
El dato obtenido anteriormente representa el caudal de vapor necesario para el intercambio, exactamente 1.086.189 ton/año. Su valor monetario es de 3,4 USD/ton., dato útil para llevar a la evaluación económica financiera del proyecto.

Por año, se repondrá un 5% del agua de vapor que se va perdiendo en el proceso. Esto es un total de 54.309,45 toneladas, equivalente a 54,30 m³.

Para almacenar este stock de agua de vapor, se tendrán dos tanques de 30.000 litros donde se conservará la misma.

A la hora de utilizar este recurso hídrico, se extraerá de napas perforadas sobre el correr del Río San Juan, que se encuentra a pocos metros de la planta.

Calor que ingresa al ciclo de vapor



$$\cancel{\Sigma \dot{Q}} + \cancel{\Sigma \dot{W}} + \cancel{\Sigma \dot{m}_e \cdot h_e} - \cancel{\Sigma \dot{m}_s \cdot h_s} = \cancel{m_f \cdot h_f} - \cancel{m_i \cdot h_i}$$

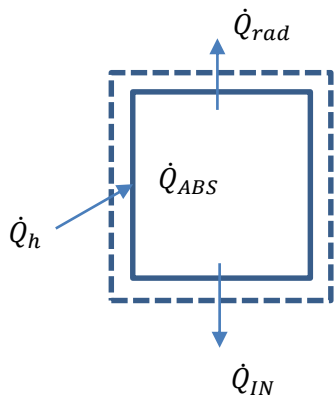
$$q_{23} = h_3 - h_2$$

$$\dot{Q}_{IN} = \dot{m} \cdot q_{23} = \dot{m}(h_3 - h_2)$$

$$\dot{Q}_{IN} = 34,42 \text{ Kg/s} (3582,3 - 206,97) \left[\frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \right]$$

$$\dot{Q}_{IN} = 116.178,85 \text{ KJ/s} = 116,17 \text{ MW}$$

Rendimiento del absorbedor



$$\eta_{ABS} = \frac{\dot{Q}_{IN}}{\dot{Q}_h}$$

$$\dot{Q}_h = I \cdot C \cdot A_r$$

$$\dot{Q}_{rad} = A_r \cdot \sigma \cdot T^4$$

$$\cancel{\Sigma \dot{Q}} + \cancel{\Sigma \dot{W}} + \cancel{\Sigma \dot{m}_e \cdot h_e} - \cancel{\Sigma \dot{m}_s \cdot h_s} = \cancel{m_f \cdot h_f} - \cancel{m_i \cdot h_i}$$

$$\dot{Q}_h - \dot{Q}_{rad} - \dot{Q}_{IN} = 0$$

$$\dot{Q}_{IN} = \dot{Q}_h - \dot{Q}_{rad}$$

$$\dot{Q}_{IN} = I \cdot C \cdot A_r - A_r \cdot \sigma \cdot T^4$$

$$\eta_{ABS} = \frac{\dot{Q}_h - \dot{Q}_{rad}}{\dot{Q}_h} = 1 - \frac{A_r \cdot \sigma \cdot T^4}{I \cdot C \cdot A_r}$$

$$\eta_{ABS} = 1 - \frac{\sigma \cdot T^4}{I \cdot C} = 1 - \left| \frac{5,67 \cdot 10^{-8} \left[\frac{W}{m^2 K^4} \right] (873,15 K)^4}{1.000 \frac{W}{m^2} \cdot 700} \right|$$

$$\eta_{ABS} = 0,9529$$

Calor que proviene de los heliostatos

$$\eta_{ABS} = \frac{\dot{Q}_{IN}}{\dot{Q}_h}$$

$$\dot{Q}_h = \frac{\dot{Q}_{IN}}{\eta_{ABS}} = \frac{116178,85 \text{ KJ/s}}{0,9529}$$

$$\dot{Q}_h = 121.921,34 \text{ KJ/s}$$

Área del absorbedor

$$\dot{Q}_h = I \cdot C \cdot A_r$$

$$A_r = \frac{\dot{Q}_h}{I \cdot C} = \frac{121921,34 \text{ KJ/s}}{1 \text{ KW/m}^2 \cdot 700}$$

$$A_r = 174,17 \text{ m}^2$$



Calor que proviene del solar

$$\eta_{OPT} = \frac{\dot{Q}_h}{\dot{Q}_s}$$

$$\dot{Q}_s = \frac{\dot{Q}_h}{\eta_{OPT}} = \frac{121921,34 \text{ KJ/s}}{0,85}$$

$$\dot{Q}_s = 14.3436,87 \text{ KJ/s}$$

Número total de heliostatos

$$\dot{Q}_s = N \cdot A_h \cdot I$$

$$N = \frac{\dot{Q}_s}{A_h \cdot I} = \frac{143436,87 \text{ KJ/s}}{100 \text{ m}^2 \cdot 1 \text{ KW/m}^2}$$

$$N = 1.434,36 \approx 1.435 \text{ heliostatos}$$

Rendimiento del ciclo

$$\eta_{CICLO} = \frac{\dot{W}_N}{\dot{Q}_{IN}} = \frac{50.000 \text{ KJ/s}}{116.178,85 \text{ KJ/s}} =$$

$$\eta_{CICLO} = 0,43$$

$$\Rightarrow \dot{Q}_{OUT} = \dot{m}(h_4 - h_1) = 34,42 \text{ Kg/s} (2.114,68 - 191,83) \left[\text{KJ/Kg} \right]$$

$$\dot{Q}_{OUT} = 66.184,49 \text{ Kg/s}$$

$$\eta_{CICLO} = 1 - \frac{\dot{Q}_{OUT}}{\dot{Q}_{IN}} = 1 - \frac{66.184,49 \text{ Kg/s}}{116.178,85 \text{ KJ/s}}$$

$$\eta_{CICLO} = 0,43$$

Rendimiento global

$$\eta_{GLOBAL} = \frac{\dot{W}_N}{\dot{Q}_s} = \frac{50.000 \text{ KJ/s}}{143436,87 \text{ KJ/s}}$$

$$\eta_{GLOBAL} = 0,3485$$



Rendimiento exergético global

$$\eta_{II} = \frac{Ex_p}{Ex_c} = \frac{50.000 \text{ KJ/s}}{\dot{Q}_s \left(1 - \frac{T_0}{T_H}\right)} = \frac{50.000 \text{ KJ/s}}{143.436,87 \text{ KJ/s} \left(1 - \frac{300 \text{ K}}{5.780 \text{ K}}\right)}$$
$$\eta_{II} = 0,3676$$

Exergía destruida del sistema

$$Ex_D = Ex_c - Ex_p$$

$$Ex_D = 135.992,05 \text{ KJ/s} - 50.000 \text{ KJ/s}$$

$$Ex_D = 85.992,05 \text{ KJ/s}$$

El flujo másico de sal fundida para entregar 50 MW de trabajo neto

$$\dot{Q}_{IN} = \dot{m}_{sal} \cdot C_{p\ sal} \cdot \Delta T$$

$$\dot{m}_{sal} = \frac{\dot{Q}_{IN}}{C_{p\ sal} \cdot \Delta T} = \frac{116.178,85 \text{ KJ/s}}{1,5 \text{ KJ/Kg} \cdot \text{K} \cdot (873,15 \text{ K} - 550 \text{ K})}$$

$$\dot{m}_{sal} = 239,97 \text{ Kg/s}$$

Volumen de almacenamiento del tanque necesario para seguir produciendo electricidad por 12 horas después del anochecer

$$m = \dot{m}_{sal} \cdot t = 239,97 \text{ Kg/s} \cdot 12 \text{ hs} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ hs}}$$

$$m = 10.366,70 \text{ Ton}$$

$$v = \frac{m}{\rho_{sal\ fundida}} = \frac{10.366,70 \text{ Ton}}{1,9 \text{ Ton/m}^3}$$

$$v = 5.456,17 \text{ m}^3$$

Como se mencionó anteriormente, el ejercicio efectuado es meramente ideal, por lo que se procedió a simular con el programada **Pro II**³⁹, un ejercicio más real.

Para llevarlo adelante se supusieron algunas pérdidas en la bomba y la turbina, haciendo que su rendimiento iso sea de 85% y no de 100% ideal.

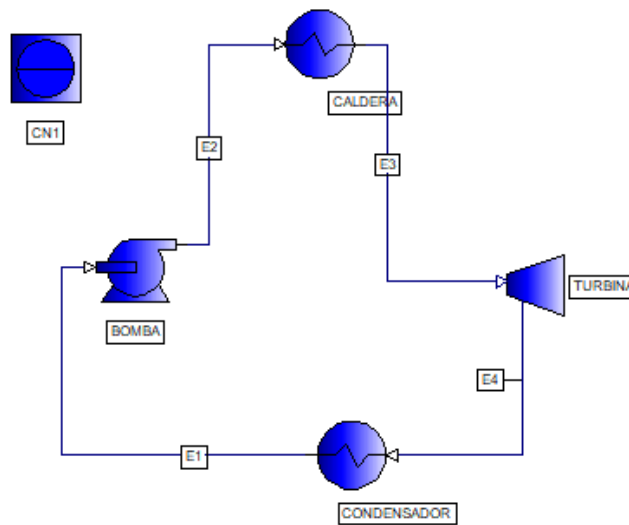


Figura 16. Ciclo Rankine representado en simulador Pro II

Stream Name		E1	E2	E3	E4
Total Mass Rate	KG/SEC	43,203	43,203	43,203	43,203
Temperature	C	45,937	47,099	600,000	60,205
Pressure	MPA	0,010	15,000	14,940	0,020
Stream Phase		Water	Water	Vapor	Mixed
Vapor Weight Fraction		0,0000	0,0000	1,0000	0,9142
Vapor Sp. Enthalpy	kJ/kg	0,00	n/a	3582,80	2609,95
Liquid Sp. Enthalpy	kJ/kg	192,349	210,166	n/a	251,974
Total Sp. Enthalpy	KJ/KG	192,349	210,166	3582,797	2407,641
Vapor Sp. Entropy	kJ/K-kg	n/a	n/a	6,680	7,909
Liquid Sp. Entropy	kJ/K-kg	0,651	0,659	n/a	0,834
Total Sp. Entropy	KJ/KG-K	0,651	0,659	6,680	7,302

Tabla 14. Estados reales obtenidos con simulador Pro II

³⁹ Programa recomendado por cátedra de Física II.



Pump Name		BOMBA
Pump Work	KW	769,7263
Pump Pressure Gain	MPA	14,9900
Pump Efficiency (Pct)	FRAC	85,0000

Hx Name		CALDERA
Hx Duty	x 10 ⁶ J/sec	145,7063
Hx Hot DP	MPA	0,0000
Hx Cold DP	MPA	0,0600

Expander Name		TURBINA
Expander Adiabatic Efficiency		85,0000
Expander Theoretical Work	KW	59729,0898
Expander Actual Work	KW	50769,7266

Hx Name		CONDENSADOR
Hx Duty	x 10 ⁶ J/sec	95,7062
Hx Hot DP	MPA	0,0100
Hx Cold DP	MPA	0,0000

Tabla 15. Nuevos datos obtenidos con simulador Pro II sobre el ciclo Rankine del proyecto

Gracias al dato obtenido sobre el calor del condensador, se logró calcular el caudal de agua de enfriamiento necesaria para este equipo.

$$Q_{cond} = \dot{m} \cdot C_{p_{agua}} \cdot \Delta T$$

$$\dot{m} = \frac{Q_{cond}}{C_{p_{agua}} \cdot (T_{amb} - T_{tierra})}$$

$$\dot{m} = \frac{95.706.200 \text{ J/seg}}{4186 \text{ J/Kg} \cdot ^\circ\text{K} \cdot (10^\circ\text{C} + 273)}$$

$$\dot{m} = 80,70 \text{ Kg/seg} = 2.549.168 \text{ tn/año}$$

Ciclo de potencia

Para el cálculo de la potencia eléctrica de salida, conseguida a partir del arreglo solar, se debe realizar un balance de energía, este permitirá ver la dinámica de la planta a lo largo del día en función de la cantidad de energía



recolectada desde el campo de helióstatos y las pérdidas originadas en su transmisión y direccionamiento hacia el ciclo termodinámico de Rankine.

La salida de este ciclo será la potencia mecánica rotatoria necesaria para generar la electricidad que se inyectará a la red eléctrica. Inicialmente se programará una consigna constante de potencia eléctrica de salida, esto con el fin de maximizar la eficiencia de la turbina a vapor y por ende del ciclo global de conversión de energía solar a electricidad. Para esto será necesario mantener un flujo constante de calor alimentando al ciclo de potencia.

La energía diaria recolectada estará dada por la disponibilidad instantánea del recurso solar en la zona de análisis, y por la superficie integrada del campo concentrador disminuida en el coseno de su ángulo de incidencia.

El factor de eficiencia se compone de un conjunto de fenómenos físicos presentes en el direccionamiento de los rayos solares hacia el receptor. Estos son de carácter:

- ♣ Geométrico: corresponde al efecto de sombras y bloqueos entre espejos vecinos. También abarca el ángulo de incidencia, que ya ha sido tomado en cuenta en la fórmula anterior.

- ♣ Selectivo: en relación a la eficiencia o grado de reflexión de los helióstatos con respecto a la radiación solar incidente.

- ♣ Translúcido: en relación a las pérdidas de absorción ocasionadas por turbiedad atmosférica, las que dependerán de la distancia del helióstato al receptor.

- ♣ Desbordamiento: corresponde al porcentaje de rayos que incide fuera del área del receptor.

- ♣ Conversión foto térmica: corresponden a las pérdidas de calor del receptor hacia el medio, al absorber la radiación incidente, principalmente por

convección y radiación. Por ende, esta eficiencia global se puede analizar como la multiplicación de cada eficiencia individual correspondiente a cada proceso de transmisión, re direccionamiento y absorción de esta energía, tal como se muestra a continuación:

$$\eta_T = \eta_{geo} \cdot \eta_{ref} \cdot \eta_{at} \cdot \eta_{des} \cdot \eta_{abs}$$

Los principales componentes de la planta se especifican en la siguiente figura:

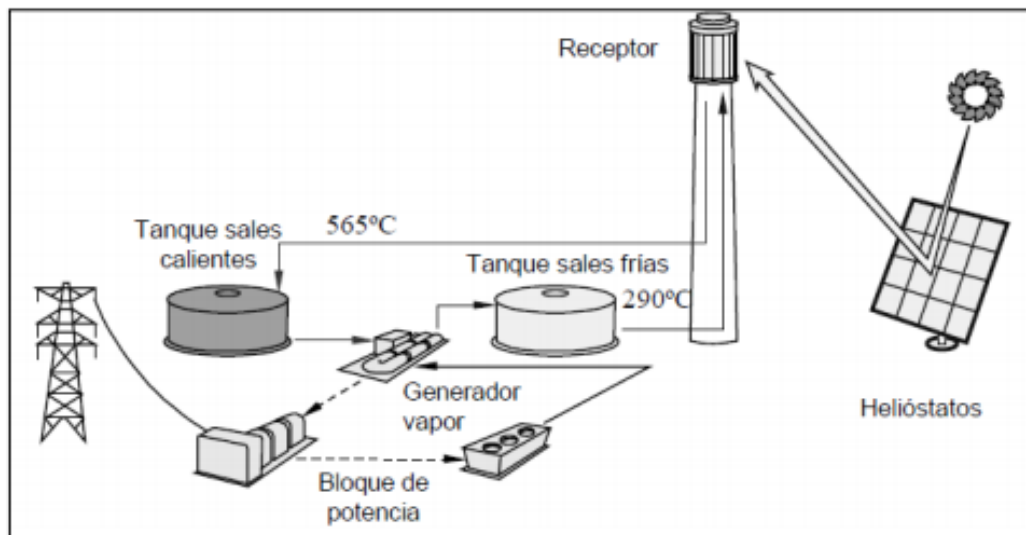


Ilustración 27. Esquema de principales componentes de la planta

El esquema de almacenamiento directo de las sales que bajan desde el receptor, presenta la ventaja de desacoplar el calor entrante, mediante el acumulamiento de sales, al tanque contenedor, del liberado hacia el ciclo de generación de vapor, lo que confiere a la planta un elevado grado de libertad en las estrategias de despacho con que se puede contar.

Vocabulario considerado en el ejercicio

- **Constante de Stefan – Boltzmann (σ)**

Es una constante de proporcionalidad en la ley de Stefan – Boltzmann, donde la intensidad física total irradiada sobre todas las longitudes de onda se



incrementa a medida que aumenta la temperatura de un cuerpo negro que es proporcional a la cuarta potencia de la temperatura termodinámica. Puede decirse también que la cantidad de radiación térmica emitida aumenta rápidamente y la frecuencia principal de la radiación se hace mayor con el aumento de las temperaturas.

Esta constante se utiliza para medir la cantidad de calor emitida por un cuerpo negro, que absorbe toda la energía radiante que lo golpea y emite posteriormente toda esa energía.

El valor de la constante es:

$$\sigma = 5,670373 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$$

- **Reflectividad (ρ)**

Es la fracción de radiación incidente reflejada por una superficie, en función de la dirección reflejada, la dirección incidente y la longitud de onda incidente.

La ecuación de la reflectividad es:

$$\rho = \frac{\textit{Intensidad}_{reflejada}}{\textit{Intensidad}_{incidente}}$$

- **Irradiancia (I)**

Es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. Su unidad de medida es: W/m^2 . También se la puede definir como el valor de la intensidad energética promedio de una onda electromagnética en un punto dado. Puede utilizarse para la definición de la constante solar, cantidad de energía solar que llega a la atmosfera superior de la Tierra por unidad de superficie.



Su valor se obtiene a partir de la fórmula:

$$I = \frac{\textit{Potencia}_{\textit{incidente}}}{\textit{Área}_{\textit{superficie}}}$$

4.2.1. Tiempos operativos

La planta deberá funcionar durante las 12 horas promedio de radiación que existen en San Juan, mientras que seguirá produciendo durante las horas de la noche, así como también las horas sin sol, debido a que contiene tanques de sales fundidas que almacenan el calor hasta 12 horas. Por lo tanto, puede decirse que la planta funcionará las 24 horas del día.

El mantenimiento de la planta y la limpieza de los heliostatos se hará durante la noche, donde éstos no son utilizados, ya que el proceso seguirá produciendo igual en las horas que no hay sol gracias a las sales fundidas que, por intercambio de fluidos, continúan generando vapor para impulsar a la turbina y generar energía.

4.2.2. Alternativas del servicio

La principal alternativa que contiene este tipo de servicio es la del almacenamiento en tanque de sales fundidas calientes, lo cual otorga un mayor rango de horas de producción, así también cuando no se encuentra en horas de radiación o por la noche.

La capacidad de almacenamiento en los tanques es de 12 horas y el sistema es muy sencillo. En el momento en que sea necesario un aporte de energía, lo que se hace es pasar las sales calientes que se encuentran almacenadas en tanque caliente al tanque frío a través del intercambiador del proceso constituido por distintas bombas de sales conectadas. Este intercambio de fluidos calientes y fríos genera vapor que se dirige directamente a la turbina, con lo que se activa la misma y hace llevar la energía al generador que la transforma en eléctrica.



4.2.3. Planificación de la distribución

El vapor que sale del ciclo, se dirige a un generador eléctrico convencional, y luego a las líneas eléctricas, donde se transmite la energía entre dos puntos de forma técnica y económicamente conveniente.

Las características principales de las líneas de mayor importancia son su longitud y su tensión. Para observar su comportamiento, se tienen en cuenta factores como la resistencia, reactancia inductiva y capacitancia derivación.

Las líneas pueden poseer cables guarda, que apantallan los conductores y los protegen de descargas atmosféricas directas como rayos, construyendo dichos cables con fibra óptica que se utiliza como vector de transmisión de información entre las estaciones que unen la línea.

Las líneas constituyen uno de los principales elementos intervinientes en la composición de la red eléctrica. La interconexión de sistemas y el transporte, reparto y distribución de la energía dentro de un sistema determinado se realizan por medio de líneas aéreas o cables aislados.

Cuando se trata de redes rurales, provinciales, o cuando las distancias superan algunos kilómetros, predominan de las líneas aéreas. En el caso de centros urbanos, zonas industriales densas o distancias muy cortas, es práctica normal utilizar las líneas subterráneas.

Cuando se deben transmitir grandes potencias desde la generación hasta los centros de consumo, es necesario en la electrotecnia de potencia el uso de tensiones elevadas. La corriente se conduce a través de conductores metálicos. Por lo tanto, se producen pérdidas, entre las cuales la pérdida por efecto Joule es la más importante.

Para determinare las características de las medidas de protección contra choques eléctricos en caso de defecto (contactos indirectos) y contra sobre intensidades, será preciso tener en cuenta el esquema de distribución empleado.

Los esquemas de distribución se establecen en función de las conexiones a tierra de la red de distribución o de la alimentación, por un lado, y de las masas de la instalación receptora, por otro.

4.2.4. Diagrama de flujo

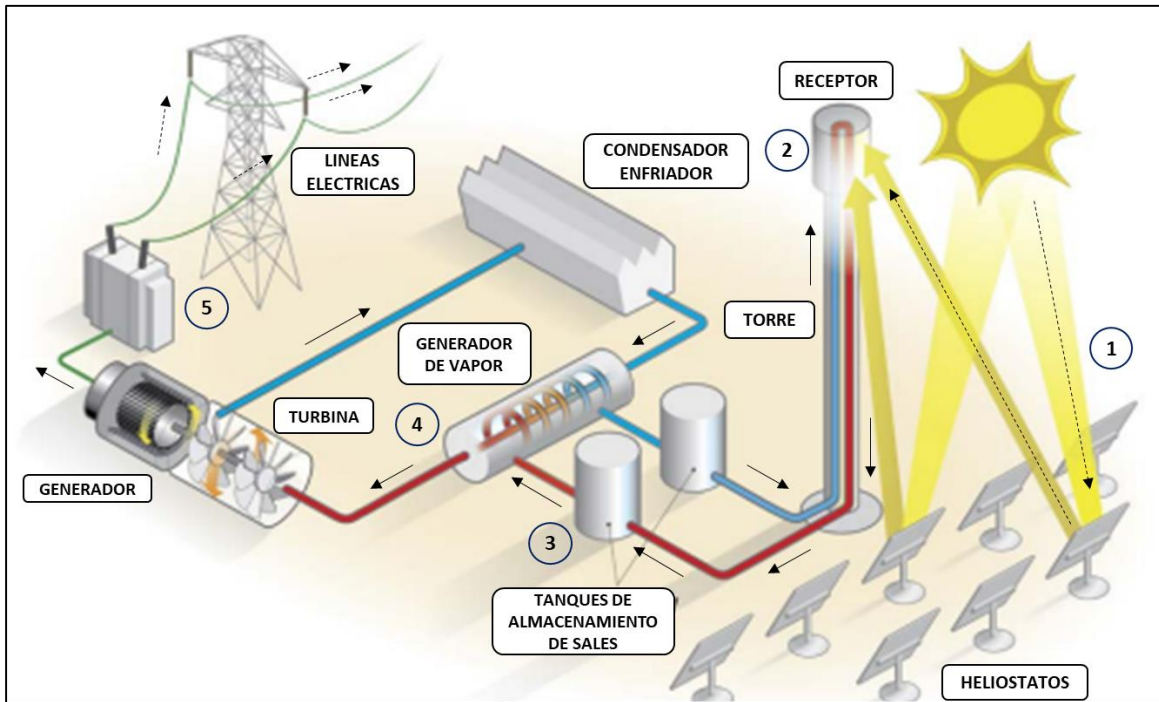


Ilustración 28. Diagrama de flujo

Los heliostatos reflejan la radiación solar (1) y la dirigen hacia la parte superior de la torre donde las sales en estado líquido, provenientes desde el tanque de almacenamiento frío, se calientan al pasar por el receptor de la torre (2).

Luego estas sales calientes, se mantienen a alta temperatura en un tanque de almacenamiento caliente para continuar posteriormente con el proceso (3).

La actividad siguiente es la inyección de agua para la generación de vapor que alimentará a la turbina de generación eléctrica (4).

Por último, la energía eléctrica generada se inyecta al sistema eléctrico correspondiente aportando, en este caso, 50 MW a la red (5).

El vapor de agua que sale de la turbina, retorna al proceso en forma líquida por medio del aerofriador, con previo tratamiento, donde se condensa.

4.2.5. Equipos claves

Heliostatos

Los helióstatos se fabrican en taller sobre una bancada circular que se sitúa en el centro del helióstato. Una vez concluidas todas las operaciones de fabricación y ajustadas las cotas de alineación de los espejos para formar heliostato, se transporta al campo donde se monta sobre un pedestal metálico de 6 m de altura.

Estos dispositivos están dotados de seguimiento en dos ejes, movimiento azimutal y de elevación, lo que permite modificar su orientación a lo largo del día, de forma que en todo momento son capaces de enviar al receptor la radiación solar que reflejan. Su diseño, permite minimizar las pérdidas debidas al ángulo de inclinación, por sombreado, y por transmitancia al aire, etc.



Ilustración 29. Heliostato



El espejo refleja la luz solar; la estructura de soporte de espejos es la forma fija del material reflectante; el pilar es la conexión del sistema al suelo; los controles determinan la desviación de la orientación del plano de reflexión y el accionamiento, hace girar el material reflectante entre dos ejes.

Los heliostatos proporcionan el combustible de los sistemas de torre solar. Reciben su nombre de “helio” que quiere decir sol y “stato” por el hecho que la imagen solar reflejada se mantiene en una posición fija durante el día. Son espejos prácticamente planos y con mecanismo de seguimiento (se necesita algo de curvatura para focalizar la imagen del sol) que recolectan y concentran la energía solar en un receptor montado en una torre.

Para mantener la imagen del sol en el receptor solar, los heliostatos deben seguirlo en todo momento para que la imagen reflejada del sol quede sobre el receptor.

Están expuestos no solo al sol, sino que también al viento. La instalación de las fundaciones, de la estructura y de los accionamientos debe considerar las cargas máximas de viento esperadas. En caso de tormentas, el plano de reflexión se orienta en forma horizontal para lograr la menor superficie de ataque al viento. Las cargas de viento se determinan mediante ensayos en túnel de viento.

Por lo general, cada heliostato está compuesto por 32 espejos, generando un área de 100 m^2 en total por unidad.

Torre

Integrada por dos fustes independientes, se optará por una solución que minimizará el concepto de torre para alterar lo menos posible la armonía natural del terreno. De igual forma, la pintura exterior será escogida especialmente en función de las características del entorno que rodea a la central.



Para soportar la concentración de calor, la superficie de hormigón que recubre la cavidad donde se ubicará el receptor, estará protegida con placas aislantes. En la parte más alta de la torre se situará el sistema de balizamiento, formado por tres luces con destello. Otras tres más van ubicadas a media altura.

El receptor parece circular, pero consta de paneles hechos de tubos rectos de pared delgada.

Al planificar la construcción de la torre, se debe considerar una serie de aspectos únicos:

- ✓ La sombra de la torre tiene efectos (levemente) negativos en la eficiencia del campo de heliostatos.
- ✓ Estabilidad contra el viento - el movimiento del receptor debido al viento potencialmente reduce la eficiencia del sistema.
- ✓ Suficiente espacio para el montaje y mantención del receptor y posiblemente otros componentes del bloque de potencia ubicados en la torre.
- ✓ Posibilidad de “re-potenciamiento” - instalación de un receptor más avanzado. Asimismo, se debe considerar una serie de criterios generales, incluyendo costo, estabilidad en casos de sismos, tiempo de construcción, entre otros.

Receptor solar

En la parte superior de la torre, a 135 m de altura, se encontrará situado el receptor solar. Desde este punto el receptor dominará visualmente el campo solar, y concretamente cada uno de los 1.435 helióstatos que lo componen, y que concentran sobre él la radiación que reciben.

En el receptor, la radiación solar concentrada se absorbe y se convierte en calor; el calor absorbido se transfiere a un fluido de transferencia de calor (HTF),



por lo general agua/vapor, sal fundida o aire que se calienta a más de 500°C; la mayoría de los receptores usa tubos metálicos, irradiados desde el exterior, por donde pasa el fluido de transferencia de calor; generalmente, se usan materiales cerámicos para temperaturas muy superiores a los 500°C.

Tales receptores convierten la radiación solar concentrada en calor de alta temperatura y transfieren el calor a un medio utilizable. El diseño de tales receptores puede ser más o menos simple con tubos receptores, o más complejo en el caso de los receptores volumétricos presurizados. En general, los receptores se pueden clasificar en dos grupos principales: externos y de cavidad.

Se utilizará receptor externo: los elementos absorbentes están instalados en la parte externa de una estructura (por ejemplo, un cilindro); este diseño por lo general se aplica en los campos envolventes.

Los tipos de receptores también se pueden categorizar por la forma en que se absorbe y transfiere la radiación solar concentrada al medio de transferencia de calor.

Existen dos categorías:

- Receptores de absorción indirecta: la radiación solar calienta una superficie absorbente (por ejemplo: un tubo), luego, el calor es transferido por convección y conducción a un medio de transferencia de calor.
- Receptores de absorción directa: la radiación solar se absorbe en forma directa en el medio de transferencia de calor (por ejemplo: en partículas sólidas). Dado que los receptores se exponen a altos flujos de densidad solar en combinación con altas temperaturas, los requerimientos son muy altos.

El receptor debe:

- ✓ Convertir y transferir el calor con alta eficiencia.



-
- ✓ Aceptar flujos de calor altos y no homogéneos (localmente y en el tiempo).
 - ✓ Alcanzar una vida útil larga a un costo aceptable.

Para satisfacer estas necesidades, el diseño de los receptores debe considerar una serie de limitaciones térmicas y mecánicas. La transferencia de calor por convección, la conductividad y el intercambio de radiación se deben considerar de manera simultánea. Los receptores de centrales solares trabajan con altos flujos de concentración de calor solar y a altas temperaturas. Las situaciones de carga son bastante complejas.

El flujo de calor solar varía dependiendo de la hora del día y época del año, lo que se traduce en distintas condiciones de carga. Se pueden producir condiciones transitorias rápidas a causa de las nubes que bloquean la luz solar de manera parcial o total. Esto se traduce en altos esfuerzos alternados en los materiales que afectan la vida útil del receptor.

La temperatura y la densidad promedio de flujo sobre el receptor tienen una fuerte influencia sobre la eficiencia térmica del receptor. La (sobre) temperatura del receptor es influenciada principalmente por el medio de transferencia de calor utilizado. Los fluidos líquidos de transferencia de calor permiten receptores más pequeños que los fluidos gaseosos, ya que la capacidad de transferencia de calor es mayor.

El receptor medirá 30 m de alto y 24 m de diámetro. El diámetro exterior de cada tubo es de 35 mm, con espesor de 1,25 mm, separados por 5 mm de distancia. Estos tubos estarán hechos de aleación de acero al níquel con bajo contenido de oxígeno diluido (AISI 316), con 10-14% de níquel se aumenta el nivel crítico de temperatura y no forma carburos ni óxidos, aumentando la resistencia

del material sin disminuir la ductilidad. Se le agrega cromo de 16-18% para aportar más resistencia al desgaste y dureza.⁴⁰



Ilustración 30. Torre con receptor cilíndrico externo

Sistema de acumulación de vapor

El sistema de acumulación de vapor tiene como función principal aportar el vapor necesario para el funcionamiento de la turbina en aquellas condiciones especiales de operación (períodos transitorios sin sol o estrategias especiales de operación) en las que el vapor procedente del receptor solar sea insuficiente para mantener a la turbina en funcionamiento. Esta función se realiza a través del almacenamiento térmico mediante la acumulación de vapor saturado a presión flotante.

Durante la producción normal de la central, parte del vapor producido en el receptor solar es derivado a los acumuladores para su almacenamiento. Mientras que, durante los periodos con nubes, los acumuladores descargan vapor en unas condiciones que permitirán operar la turbina de vapor.

⁴⁰ Universidad Carlos III de Madrid.



Turbina de vapor

La turbina es un motor rotativo que convierte en energía mecánica la energía de una corriente de agua, vapor de agua o gas. El elemento básico de la turbina es la rueda o rotor, que cuenta con palas, hélices, cuchillas o cubos colocados alrededor de su circunferencia, de tal forma que el fluido en movimiento produce una fuerza tangencial que impulsa la rueda y la hace girar. Esta energía mecánica se transfiere a través de un eje para proporcionar el movimiento de una máquina, un compresor, un generador eléctrico o una hélice.

Las turbinas constan de una o dos ruedas con paletas, denominadas rotor y estator, siendo la primera la que, impulsada por el fluido, arrastra el eje en el que se obtiene el movimiento de rotación.

Se deberá instalar en la planta una turbina de vapor de 50 MW, de carcasa simple, con reductor para accionamiento del generador.

Este equipo es uno de los más fundamentales en esta planta, y uno de los más caros. Es por esto que el mantenimiento de ella tiene un papel muy importante, ya que el costo de sustitución o reparación de las piezas es muy considerado más el costo de lucro cesante que existe por sus paradas.

Una turbina de este tipo no está pensada para estar en funcionamiento transitorio con paradas y arranques diarios, sino con uno estable y con paradas mínimas (dadas por incidentes o mantenimiento).

La turbina de vapor es el elemento principal del bloque de potencia. Es la parte encargada de transformar la energía existente en el vapor en movimiento rotativo, que se transmitirá al alternador por medio del rotor.

Las turbinas, a nivel general, son máquinas con una tecnología madura, bien conocida y experimentada, con una robustez adquirida con el paso del tiempo que le confiere una vida útil larga, siempre y cuando se respeten las normas de

mantenimiento. Cabe destacar que más del 70 % de la energía eléctrica generada en el mundo se produce diariamente con turbina de vapor.

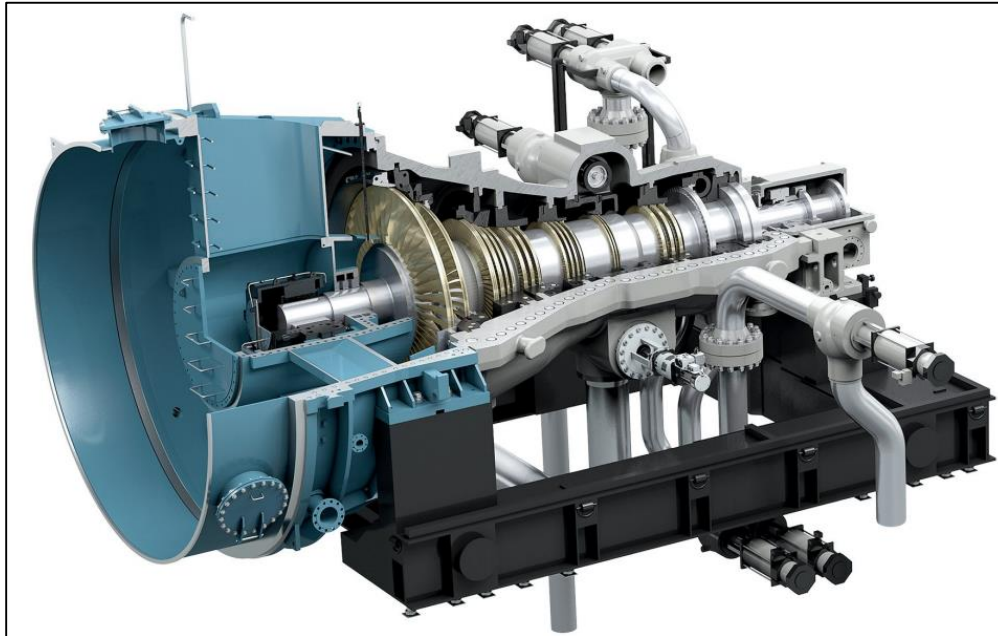


Ilustración 31. Turbina de vapor de carcasa simple SST-300 ⁴¹

El agua que se utiliza para generar el vapor, deberá ser previamente tratada, desaireada, desmineralizada y osmotizada. Esto evitará la formación de incrustaciones y la corrosión de la turbina. Dicha agua se encontrará en tanques de agua de vapor anexos al sistema Rankine, y será extraída de las napas de la zona.

Sistema de refrigeración. Condensador. Aeroenfriador

Un condensador es un dispositivo capaz de almacenar energía. Su uso es muy habitual en electrónica y electricidad. Está formado por dos placas conductoras separadas por una capa de material aislante. Al circular una corriente eléctrica a través del condensador se forma un campo eléctrico que permite almacenar energía.

⁴¹ Turbina de vapor marca Siemens

La refrigeración de la central se realizará en circuito cerrado mediante la utilización de condensador enfriador de sales fundidas, el cual permite evacuar las calorías necesarias de modo altamente eficiente, incluso cuando las temperaturas alcancen valores muy elevados, por tener como temperatura de referencia la de bulbo húmedo.

Se deberá confeccionar en acero galvanizado con paneles de cerramiento y virolas en poliéster para conseguir un acabado integrado en el paisaje.

El condensador está situado a la salida de la turbina de vapor y se une a esta a través de la junta de expansión. Su función es la de llevar al estado líquido el vapor que sale de la última etapa de la turbina de baja presión, así como la de eliminar gases incondensables y nocivos, como puede ser el oxígeno.

Para la condensación se emplea agua a una temperatura menor que la de saturación. Los gases condensables son el 99% del total, para la eliminación de los gases que no lo sean se emplean bombas de vacío.



Ilustración 32. Ejemplo de condensador



Como nos encontramos frente a escases del recurso más importante empleado para el enfriamiento por condensador, que es el agua, se optó por reemplazar al mismo por un aerofriador, el cual solo necesita aire para funcionar.

Un aerofriador es un equipo que funciona retirando calor de una corriente de proceso utilizando el aire como medio refrigerante. La mayor ventaja que presenta es que hacen innecesario todo el equipamiento que implica un circuito de agua de enfriamiento, es por esto que se convierte en una opción ideal en plantas donde no existe o se encuentra colmada la capacidad de enfriamiento con agua.

Consta de los siguientes elementos:

- Mazos de tubos: cada mazo es un conjunto de tubos aletados transversalmente por cualquiera de los distintos métodos posibles, cabezales de chapa soldada en calidad espesor según las condiciones de diseño y soportes de tubos.
- Ventiladores: son de flujo axial y mueven el aire en sentido perpendicular a los tubos. Si se ubican impulsando el aire frío a través de los mazos el equipo es de tiro forzado; si, en cambio, se ubican encima de los mazos aspirando el aire caliente, el equipo es de tiro inducido.
- Pleno: es el espacio cerrado que permite lograr un flujo de aire bien distribuido entre el ventilador y los tubos. Los hay de tipo transición o de sección recta.
- Estructura: consta de las columnas y las vigas que soportan al resto del equipo.

Las ventajas que presentan es que las temperaturas pueden ser controladas y se elimina el costo del agua, incluyendo su tratamiento. Prácticamente no necesita de mantenimiento ya que no hay cambios de relleno ni de toberas; los intercambiadores del proceso no deben ser desincrustados y no existe consumo del agua.



Ilustración 33. Ejemplares de aroenfriadores

Generador de vapor. Intercambiador de calor

El generador de vapor o intercambiador de calor es en lugar donde llegan las sales calentadas previamente en el receptor. En el interior del intercambiador hay una gran cantidad de tubos por donde circulan las sales y de igual manera sucede con el agua (que es el flujo de trabajo del ciclo) permitiendo que se transfiera la energía térmica de las sales al agua y generando el vapor que será

enviado a la turbina. En el caso de que el fluido de trabajo fuera agua el generador de vapor estaría situado en el receptor en lo alto de la torre, ya que es allí donde gracias al calor proveniente de la radiación solar el agua es calentada directamente convirtiéndose en vapor.



Ilustración 34. Ejemplo de intercambiador de calor industrial ⁴²

Sistemas auxiliares

- *Caldera auxiliar*: permite mantener estable al sistema de almacenamiento, y se utiliza para los arranques y tras las paradas.
- *Plantas de tratamiento de agua y efluentes*: se precisa agua desmineralizada para el funcionamiento del ciclo de potencia y osmotizada para el proceso de lavado de los heliostatos.

Una central termosolar requiere varias bombas para el manejo del HTF (fluido de transferencia de calor):

- *Bombas principales*, encargadas del movimiento del fluido durante el funcionamiento normal de la central.

⁴² Intercambiador de calor marca MAC, España.



-
- *Bombas auxiliares*, de menor caudal y presión que las anteriores. Son las encargadas de hacer circular el fluido a través del bloque de potencia y no del campo solar. Debe atravesar las calderas y los intercambiadores de calor.
 - *Bombas de recirculación*, mueven el fluido para evitar su congelación y homogeneizar la temperatura a lo largo del circuito.
 - *Bombas de circulación de los tanques de expansión*, son de pequeño tamaño y se encargan de la circulación del fluido entre los tanques.
 - *Bombas del sistema de depuración*, garantizan el retorno de HTF depurado.

Sistema de control

El sistema de seguimiento y control de una planta termosolar es uno de los puntos críticos de la misma dado la complejidad del funcionamiento de la planta. Hay que controlar una gran cantidad de variables y elementos, entre estos podemos destacar:

- Presión de los sistemas.
- Temperatura del fluido de transferencia.
- Irradiación solar.
- Condiciones del vapor a la entrada, extracción intermedia y salida de la turbina.
- Temperatura y cantidad de sales en el almacenamiento.
- Helióstatos/concentradores operando.
- Intercambios de calor operativos y condiciones.
- Cantidad de energía vendida.
- Previsiones meteorológicas y de producción eléctrica.

El sistema deberá formarse con aproximadamente 1.281 controladores interconectados entre sí por fibra óptica; el tiempo de respuesta del sistema determina en cada momento la posición a la que se debe orientar a los espejos para que el sol reflejado incida de forma precisa en la cavidad del receptor, donde



se concentra la energía. A cada instante actualiza el estado del campo solar, las condiciones ambientales y otras variables, generando la orden a los 1.435 heliostatos, que se orientan siguiendo dichas órdenes.

Toda esta información requiere de varios softwares de gestión específicos para poder controlar la operación de una planta termosolar, incluyendo el control por parte de operarios cualificados.

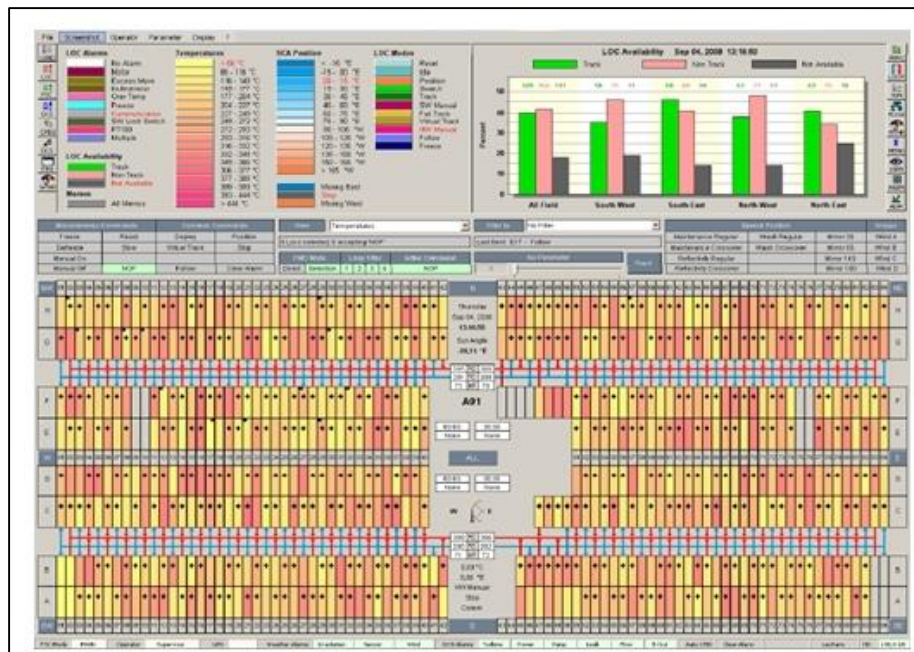


Ilustración 35. Ejemplo de comanda de sistema de control

Las tres ventajas indudables de tener un sistema de control automatizado son las siguientes:

- Disminuye el número de operadores necesarios. Más bien podría decirse que, ya que el número de operadores se fija por cuestiones presupuestarias, con un número mínimo de operadores es posible operar con total seguridad y con el mejor rendimiento
- La planta siempre se opera en el punto óptimo, y no en el punto preferido del operador. Esta es sin duda la principal ventaja



-
- El número de averías e incidentes desciende. Únicamente aumentan los problemas electrónicos relacionados con los sistemas de control

Los heliostatos por norma general están formados por los siguientes sistemas, por un lado, existe el espejo, la estructura y por último un mecanismo de orientación que le permite seguir al sol durante las horas del día y así poder reflejar de la manera más eficiente la luz solar.

La mayoría de estos sistemas de control o mecanismos son electromecánicos que tienen en una misma carcasa los mecanismos de elevación y azimut. De este modo se puede garantizar la protección, rigidez y lubricación de ambos mecanismos.

El control de estos mecanismos se lleva a cabo desde ordenadores situados en el centro de control y son estos ordenadores mediante complejos algoritmos y cálculos matemáticos los encargados de gestionar y orientar los heliostatos, minimizando las posibles pérdidas solares, optimizando de esa manera el funcionamiento de la planta. Para ello tienen en cuenta:

- Posición del Sol.
- Posición de cada helióstato (en el campo solar y en relación al Sol).
- Modo de operación de cada helióstato.
- Detección de errores en la comunicación entre los helióstatos y el control central.
- Emergencias y generación de alarmas.

4.2.6. Estrategia de servicio

Se busca concientizar a los involucrados para que comprendan que no es una energía diferente, sino que es una aplicación de la energía solar, donde esta se concentra para aumentar el rango de aplicación. Esto se da gracias a que al concentrarla se puede convertir en energía térmica de mayor temperatura y por esto se amplía el rango de uso.



Dentro de las ventajas de este tipo de energía se destaca que la fuente es un reactor enorme, el sol, y la radiación solar que llega a la tierra es siete mil veces la cantidad de energía primaria que se consume en el planeta.

Para los países que se encuentran más rezagados, como es el caso de nuestro país, donde todavía no se ha instalado este tipo de energía, se necesita buena inversión de parte del estado nacional para crear el conocimiento y el tejido científico para dar apoyo a la industria para luego dar pasos comerciales. Si un proyecto no es asesorado para el diseño del sistema, ni ayudado, no podrá lograr los objetivos previstos. Se propone que se realicen proyectos en universidades, en centros de investigación, financiando la investigación necesaria para estos campos para luego así, apoyar en mejor medida la industria en su país.

El porcentaje de introducción en la matriz energética global, no depende del tamaño ni de la disponibilidad, sino que debe tenerse un mínimo constante seguro que no dependa de las fluctuaciones del sol. Se debe tener siempre respaldo para cuando el sistema de almacenamiento se agota, debido a que el mal tiempo puede durar más de lo debido y no alcanza el almacenamiento determinado sin una reserva.

Con esta energía no se busca que todo el consumo sea abastecido rápidamente con energías renovables, si no que vaya cambiando la situación actual donde más del 80% del consumo es fósil, haciendo que esto pase a ser la parte más pequeña y que domine lo renovable.

Se logra optimizar en cada país los recursos naturales que posean, intentando siempre que la energía prioritaria sea la renovable.

Por lo tanto, se debe concientizar a la sociedad de que lo más barato no es siempre lo mejor, debido a que algunos tipos de obtención de energía son más baratos que los medios renovables, pero con gran cantidad de contaminación. Se debe hacer entender a las personas que, si se sigue por el camino en el que



vamos, usando más combustibles fósiles, nos dirigimos a un camino sin retorno en donde el medio ambiente ya se está resintiendo, deteriorándose sin posibilidad de reversibilidades. Además, no debemos olvidarnos que los combustibles sólidos tienen fecha de vencimiento, por lo que no debe esperarse a este incierto dato para buscar otra alternativa.

En conclusión, la sociedad debería preferir pagar un 10% más para obtener energía renovable que seguir consumiendo energía eléctrica proveniente de combustibles fósiles.

4.2.7. Volumen de generación

Dimensionar el ciclo de potencia de una planta termo-solar de estas características es bastante complejo y le corresponde a un gran equipo de profesionales como ocurre en la mayoría de los proyectos. Por ese motivo el estudio del dimensionamiento de este inciso se hace desde un punto de vista teórico, siendo necesarias idealizaciones para desarrollar modelos termodinámicos adecuados, estimando una serie de datos lógicos para garantizar el correcto funcionamiento de la planta, basándose también en datos orientativos de otros estudios o proyectos de este tipo.

Como se mencionó anteriormente, el ciclo de potencia es el sistema encargado de transformar la energía térmica procedente del receptor situado en lo alto de la torre en energía eléctrica. Un ciclo de potencia convencional siempre está formado por tres elementos: una turbina, un condensador y un sistema de bombeo. En concreto para esta central termo-solar que utiliza sales fundidas, hay un cuarto elemento, un intercambiador de calor entre las sales y el agua que es el fluido del trabajo del ciclo de potencia.

En la mayoría de las centrales termo-solares el rendimiento del ciclo oscila entre el 0,35 y 0,50. Por lo que, en este proyecto, en base a resultados obtenidos del ejercicio, el rendimiento ideal utilizado es 0,43.



Para poder hacer la generación más real y competitiva, se optó por utilizar un rendimiento del 85%, que se verá mejor reflejada en la obtención de la energía.

A la hora de estimar la potencia media hay que tener en consideración las horas de funcionamiento al día, así como la potencia instalada de la central, es decir para este proyecto serán 50 MW.

Sabemos que lo que se desea para toda la jornada es una potencia instalada de diseño de 50 MW y que un día tiene 24 horas, por lo que se quiere conocer la cantidad de energía generada a lo largo del día a partir de estos dos datos:

$$50 \text{ MW} \times 24 \text{ h} = 1.200 \text{ MWh}$$

A partir de este resultado, se considera que la planta es capaz de generar 1.200 MWh durante todo el día. Con esto se puede observar que la planta tendrá dicha potencia para cumplir con las especificaciones de diseño.

Para calcular el volumen anual de generación se deberá tener en cuenta la potencia instalada, las horas de funcionamiento, los días al año y la disponibilidad de la planta (0,9).

$$50 \text{ MW} \times 24 \text{ h} \times 365 \text{ d} \times 0,9 = 394.200 \text{ MWh/año} = 394,2 \text{ GWh/año}$$

4.2.8. Personal y roles

El personal estará integrado por,

- Jefes de Obra
- Jefes de mantenimiento
- Ingenieros civiles
- Ingenieros químicos
- Ingenieros industriales
- Operarios de campo



- Técnicos electricistas
- Técnicos mecánicos
- Técnicos de seguridad

Para el control, se aplicará el sistema de control automatizado mencionado anteriormente, el cual consta de software que estará manejado por un operador de la central.

La cantidad de personal dependerá del año en que se esté en la construcción de la planta.

La construcción de la central tiene una duración de tres años.

Durante el primer año de construcción se realizará la mayoría de las actividades relacionadas con la obra civil, lo que contempla el movimiento de tierras para preparar los terrenos para la posterior construcción de las infraestructuras necesarias, las cuales incluyen conductos, tuberías, carreteras y las edificaciones necesarias (construcción de la torre y la instalación de los heliostatos). Para dicha fase, los principales empleados serán operarios de la construcción, técnicos mecánicos y electricistas para la instalación de los heliostatos, Ingenieros civiles e industriales y dos jefes de obra.

En el segundo año, se llevará a cabo la construcción de la central, donde se completará la instalación del campo solar con el correcto canteo y ajuste de los heliostatos, como así también la instalación de todo el equipamiento y cableado necesario. Se construirá, además, los tanques para el almacenamiento de sales, los calentadores y el intercambiador de calor. Por último, se instalará el receptor en lo alto de la torre.

En el último año se llevará a cabo el montaje de toda la isla de potencia tanto los equipos eléctricos como los mecánicos. Este año será el que menor número de empleados contratados tenga.



A partir de la puesta en marcha de la planta, el equipo de trabajo estará formado por 74 empleados, los cuales estarán integrados por ingenieros, técnicos, operarios, jefes de obra y jefes de mantenimiento. Ellos se encargarán del correcto funcionamiento de la central.

Año 1				
Tipo	Cantidad	Salario al año (\$)	Salario al año (USD)	Costo total al año (USD)
Operarios	200,00	194.400,00	4.563,38	912.676,06
Técnicos mecánicos	20,00	242.500,00	5.692,49	113.849,77
Técnicos electricistas	20,00	261.225,00	6.132,04	122.640,85
Técnicos de seguridad	10,00	282.000,00	6.619,72	66.197,18
Ingenieros civiles	10,00	429.300,00	10.077,46	100.774,65
Ingenieros Industriales	10,00	325.000,00	7.629,11	76.291,08
Jefe de Obra	2,00	486.000,00	11.408,45	22.816,90
TOTAL	272,00			1.415.246

Año 2				
Tipo	Cantidad	Salario al año (\$)	Salario al año (USD)	Costo total al año (USD)
Operarios	170,00	194.400,00	4.563,38	775.774,65
Técnicos mecánicos	30,00	242.500,00	5.692,49	170.774,65
Técnicos electricistas	30,00	261.225,00	6.132,04	183.961,27
Técnicos de seguridad	20,00	282.000,00	6.619,72	132.394,37
Ingenieros civiles	20,00	429.300,00	10.077,46	201.549,30
Ingenieros químicos	10,00	430.900,00	10.115,02	101.150,23
Ingenieros Industriales	10,00	325.000,00	7.629,11	76.291,08
Jefe de Obra	2,00	486.000,00	11.408,45	22.816,90
TOTAL	292,00			1.664.712

Año 3				
Tipo	Cantidad	Salario al año (\$)	Salario al año (USD)	Costo total al año (USD)
Operarios	14,00	194.400,00	4.563,38	63.887,32
Técnicos mecánicos	14,00	242.500,00	5.692,49	79.694,84
Técnicos electricistas	14,00	261.225,00	6.132,04	85.848,59
Técnicos de seguridad	7,00	282.000,00	6.619,72	46.338,03
Ingenieros civiles	5,00	429.300,00	10.077,46	50.387,32
Ingenieros químicos	4,00	430.900,00	10.115,02	40.460,09
Ingenieros Industriales	3,00	421.500,00	9.894,37	29.683,10
Jefe de Obra	3,00	486.000,00	11.408,45	34.225,35
TOTAL	64,00			430.525

Tabla 16. Costos por año de personal, durante la construcción e instalación

Tipo	Cantidad	Salario al año (\$)	Salario al año (USD)	Costo total al año (USD)
Operarios	21,00	194.400,00	4.563,38	95.830,99
Técnicos mecánicos	9,00	242.500,00	5.692,49	51.232,39
Técnicos electricistas	9,00	261.225,00	6.132,04	55.188,38
Técnicos de seguridad	6,00	282.000,00	6.619,72	39.718,31
Ingenieros civiles	8,00	429.300,00	10.077,46	80.619,72
Ingenieros químicos	6,00	430.900,00	10.115,02	60.690,14
Ingenieros Industriales	6,00	325.000,00	7.629,11	45.774,65
Jefe de Obra	6,00	486.000,00	11.408,45	68.450,70
Jefe de mantenimiento	3,00	405.000,00	9.507,04	28.521,13
TOTAL	74,00			526.026

Tabla 17. Costo total de personal durante el funcionamiento

4.3. Layout de la central termosolar

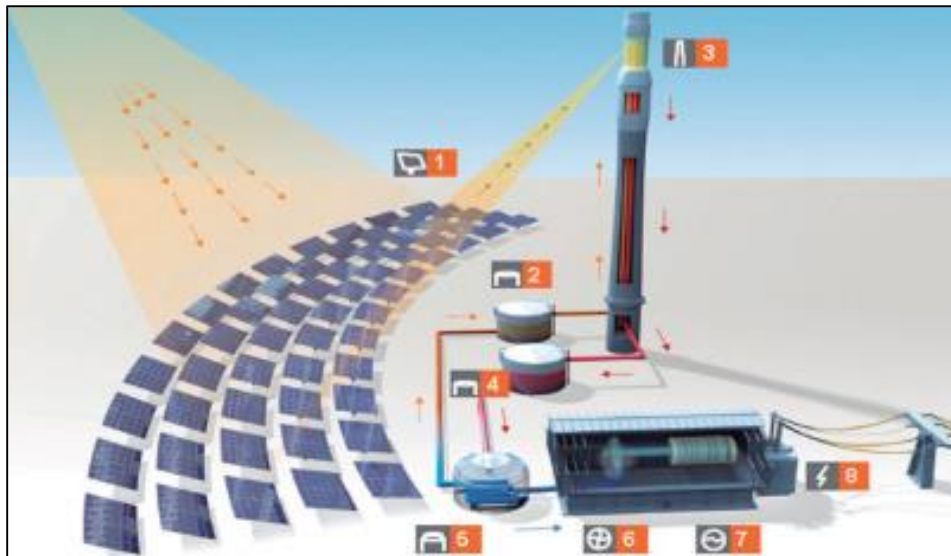


Ilustración 36. Layout de central termosolar de torre central


1 Los heliostatos son espejos móviles que captan la luz del sol y la reflejan sobre un receptor o absorbedor, la cual se localiza en el centro del campo de los mismos y es por eso que recibe el nombre de *Torre Central*.


2 **3** En el receptor circulan las sales fundidas, a las cuales se les transmite toda la radiación reflejada por los heliostatos, convirtiéndose la energía solar en energía térmica al calentarse el fluido por encima de los 500 °C.


4 El fluido ya calentado transmite el calor a otra parte de la central termosolar para generar electricidad, o a los depósitos para ser almacenado, lo cual



permite el funcionamiento de la planta en los momentos en que no existe radiación solar.

 5 El intercambiador de calor se utiliza para transmitir ese calor y poder generar vapor saturado, permitiendo el movimiento de la turbina.

 7 La turbina gira gracias al vapor de agua generado con la energía térmica que proviene de la radiación solar. Al girar, esta energía se transforma en energía cinética y, gracias al generador eléctrico, en energía eléctrica.

 8 La energía eléctrica producida en el generador, es enviada al transformador que la introduce en la red eléctrica.⁴³

4.4. Servicios auxiliares y mantenimiento

En el caso de este proyecto, el mantenimiento será llevado a cabo por **Abengoa Solar**⁴⁴, empresa que cuenta con expertos en distintas disciplinas como mecánica, eléctrica, limpieza del campo solar, plantas de tratamiento de agua, actuación mediante software e instrumentación en el campo solar.

La empresa **Abengoa Solar**, se encuentra en diferentes partes del mundo como España, Estados Unidos, Chile, Italia, Alemania, entre otros. La misma desarrolla y aplica tecnologías solares de generación eléctrica a partir del sol, luchando contra el cambio climático, y contribuyendo al progreso de las comunidades en las que está presente, mediante tecnología termosolar principalmente, como fotovoltaica.

La consolidada experiencia de **Abengoa Solar** en la explotación comercial de sus propias plantas solares con un total de 1603 MW en operación, ha permitido desarrollar un servicio de operación y mantenimiento (O & M) especializado con unos elevados niveles de exigencia y eficiencia. Estos servicios

⁴³ Universidad Pontificia Comillas

⁴⁴ <http://www.abengoasolar.com>

de O & M se ofrecen en la actualidad tanto en plantas propias como en plantas de terceros. Los servicios ofrecidos son:

- O & M integral, así como servicios asociados
- Mantenimiento y limpieza de campo solar
- Auditorías técnicas
- Puesta a punto y optimización de rendimientos

Una parte importante del mantenimiento de plantas lo lleva a cabo un equipo especializado de mantenimiento predictivo. Este departamento realiza las tareas necesarias para reducir el número de acciones correctivas, anticipándose a posibles fallos de los equipos a través de un seguimiento exhaustivo y su posterior análisis del comportamiento de determinados componentes seleccionados.



Ilustración 37. Limpieza de heliostatos, llevado a cabo por Abengoa Solar

El mantenimiento es fundamental para el funcionamiento correcto de la planta y su vida útil. Las labores son en general de carácter preventivo, como inspección visual periódica, lubricación, verificaciones mecánicas y eléctricas de los equipos que conforman la instalación.

Una de las tareas más importantes de realizar es la limpieza de los espejos heliostatos, ya que el polvo o las partículas presentes en el aire se depositan en la superficie de los colectores, disminuyendo la capacidad para reflejar la radiación solar. Esto influye de forma notable en el rendimiento global del receptor.



4.5. Estudio legal

4.5.1. Legislación

Las leyes y resoluciones vigentes para este proyecto, a nivel nacional y provincial, son:

- Ley Nacional N° 27.424: Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública
 - Resolución EPRE 119/18, “Lineamientos Rectores para la instrumentación en la Provincia de San Juan en materias con impacto en la Jurisdiccional Local, del ‘Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública’”
- Ley Nacional N° 24.065: Generación, transporte y distribución de electricidad:
 - Decreto N° 186/1995, sobre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)
- Ley Nacional N° 25.019, Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar
- Ley Nacional N° 25.675, Ley General del Ambiente
- Ley Nacional N° 24.051, Residuos Peligrosos.
- Ley Nacional N° 15.336, Régimen de la Energía Eléctrica.⁴⁵
- Ley Nacional N° 26.190, Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. El objeto de dicha ley es la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.
- Ley Nacional N° 27.191, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.

⁴⁵ Leyes extraídas de www.argentina.gob.ar



4.5.2. Radicación industrial

El marco de ejecución de políticas de radicación industrial se lleva a cabo por el Gobierno de la Provincia de San Juan por medio de la Secretaria de Estado de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Primero debe calcularse el nivel de complejidad ambiental (NCA) y categorizar el establecimiento.

$$NCA = ER + Ru + Ri + Di + Lo$$

Donde:

- **ER:** Efluentes y residuos (en nuestro caso es Tipo 0 – Valor 0, ya que los componentes gaseosos son del aire, los líquidos no poseen aditivos y los sólidos son los asimilables a domiciliarios)
- **Ru:** Rubro (según la clasificación internacional de las actividades, características de las materias primas empleadas, procesos que se utilizan y los productos elaborados)
- **Ri:** Riesgo (se tienen en cuenta los riesgos específicos de la actividad, que afecten a la población o al ambiente circundante, como riesgo por aparatos a presión, acústicos, por sustancias químicas, de explosión y de incendio)
- **Di:** Dimensionamiento (se tiene en cuenta la cantidad de personal, la potencia instalada, la relación entre superficie cubierta y superficie total)
- **Lo:** Localización (según la zona, si es parque industrial, industrial exclusiva y rural o resto de las zonas, y la infraestructura de servicios de gas, agua, cloaca, luz)

Luego, con la categorización, se define la aptitud de la zona, siendo A: residencial exclusiva sin radicación, B: residencia mixta con industrias de primera categoría, C: industria mixta de primera y segunda categoría, D: industrial exclusiva sin restricción de categorías y E: rural. La zonificación se establece por los municipios conforme a las pautas de la Ley 8.912/77 de Ordenamiento



Territorial y Uso del Suelo⁴⁶. Para la radicación industrial, cada municipio debe fijar las equivalencias entre los cinco tipos de zonas establecidas según el Decreto 1.714/96 y las contenidas en su plan regulador aprobado.

Posteriormente se debe hacer la evaluación del impacto ambiental, es decir, los estudios que permiten estimar las alteraciones netas producidas en el ambiente como consecuencia del emplazamiento de cualquier proyecto de obra o actividad del hombre que afecten positiva o negativamente las condiciones de salud, bienestar, seguridad o calidad de vida humana; los ecosistemas; los recursos naturales o ambientales y su aprovechamiento; las actividades sociales y económicas; los patrimonios naturales y culturales. En este procedimiento de evaluación se identifica, predice e interpretan los impactos ambientales que un proyecto producirá si se lleva a cabo, como la prevención, corrección y valoración de los mismos con el fin de ser aceptado, modificado o rechazado por parte de la Autoridad Ambiental pertinente.

En este proyecto, se requiere la generación del certificado de aptitud ambiental ante la Subsecretaría de Medio Ambiente de la Provincia de San Juan. Se debe cumplir con la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental N°6571⁴⁷.

4.6. Disposición y control de contaminantes

4.6.1. Residuos

Normalmente se tiende a pensar que las tecnologías renovables no generan residuos. Sin embargo, no todas las energías renovables carecen de residuos; las energías termosolares producen residuos térmicos en mayor o menor medida que pueden ser reciclados mediante cogeneración (invertir dichos residuos térmicos para la obtención de más energía, o para la obtención de calor (ACS o calefacción) o de frío (climatización)) o mediante almacenamiento de calor.

⁴⁶ <http://www.gob.gba.gov.ar/>

⁴⁷ <http://www.medioambiente.gov.ar/>



4.6.2. Tratamientos de agua de proceso

En el caso de este proyecto, se llevarán a cabo tratamientos para el agua de vapor, a fines de evitar la generación de incrustaciones en los equipos y la corrosión de los mismos. Esto asegurará la calidad del agua de alimentación.

Para esto deben cumplirse una serie de requisitos que definen los límites recomendados para los parámetros involucrados en un tratamiento del agua, como es el caso de:

- *El pH:* que representa las características ácidas o alcalinas del agua, por lo que su control es esencial para prevenir problemas de corrosión y depósitos.
- *La dureza:* la cual cuantifica la cantidad de iones de calcio y magnesio presentes en el agua, los que favorecen la formación de depósitos e incrustaciones difíciles de remover sobre las superficies de transferencia de calor del sistema.
- *El oxígeno:* que favorece la corrosión de los componentes metálicos de una turbina. La presión y temperatura aumentan la velocidad con que se produce la corrosión.
- *Hierro y cobre:* los cuales forman depósitos que deterioran la transferencia de calor. Se pueden utilizar filtros para remover estas sustancias.
- *Dióxido de carbono:* que, al igual que el oxígeno, favorecen la corrosión. Este tipo de corrosión se manifiesta en forma de ranuras y no de tubérculos como los resultantes de la corrosión por oxígeno. La corrosión en las líneas de retorno de condensado generalmente es causada por el dióxido de carbono. El CO_2 se disuelve en agua (condensado), produciendo ácido carbónico. La corrosión causada por este ocurrirá bajo el nivel del agua y puede ser identificada por las ranuras o canales que se forman en el metal.
- *Aceite:* que favorece la formación de espuma y como consecuencia el arrastre al vapor.
- *Fosfato:* se utiliza para controlar el pH y dar protección contra la dureza.
- *Sólidos:* son impurezas disueltas en el agua, o no disueltas como los sólidos en suspensión.



- *Secuestrantes de oxígeno*: corresponden a productos químicos (sulfitos, hidrazina, hidroquinona, etc.) utilizados para remover el oxígeno residual del agua.
- *Sílice*: puede formar incrustaciones duras (silicatos) o de muy baja conductividad térmica (silicatos de calcio y magnesio).
- *Alcalinidad*: representa la cantidad de carbonatos, bicarbonatos, hidróxidos y silicatos o fosfatos en el agua. La alcalinidad del agua de alimentación es importante, ya que, representa una fuente potencial de depósitos.
- *Conductividad*: esta permite controlar la cantidad de sales (iones) disueltas en el agua.

La siguiente tabla muestra los requerimientos que deberá satisfacer el agua de alimentación para prevenir incrustaciones y corrosión:

PARÁMETRO	VALOR REQUERIDO
Dureza total	< 2 ppm
Contenido de oxígeno	< 8 ppb
Dióxido de carbono	< 25 mg/l
Contenido total de hierro	< 0,05 mg/l
Contenido total de cobre	< 0,01 mg/l
Alcalinidad total	< 25 ppm
Contenido de aceite	< 1 mg/l
pH a 25 °C	8.5 – 9.5
Condición general	Incoloro, claro y libre de agentes insolubles.

Tabla 18. Requerimientos del agua tratada

El tratamiento del agua de vapor se utiliza para reducir los problemas operativos de la misma como consecuencia de la concentración de sales que se generan en su interior y de algunos compuestos muy dañinos para el funcionamiento de la planta.

Los inconvenientes producidos por la falta de control de las condiciones del agua de alimentación son:



1. Incrustaciones:

Una de las causas más comunes de problemas en una planta es el fallo de tubos tanto de caldera, condensadores, intercambiadores o turbina de vapor, por operar con los parámetros químicos de control fuera de las especificaciones de funcionamiento. Los mayores problemas en el rendimiento del circuito agua/vapor de las centrales están relacionados con la acumulación de depósitos porosos en la zona de agua de los tubos.

Una parte de los depósitos provienen del arrastre de los productos de corrosión generados en los sistemas; otra parte proviene de la corrosión de los equipos; y una última parte proviene de compuestos que arrastra el propio vapor por utilizar un agua de alimentación al sistema que no cumple con los requerimientos deseables. Las incrustaciones además de ser un problema por sí mismas, aumentan las posibilidades de que se produzca corrosión en las zonas donde se adhieren.

Las incrustaciones se deben fundamentalmente a las sales de Calcio y Magnesio que al calentarse se concentran y precipitan dando lugar a depósitos que forman una capa aislante que dificulta el intercambio de calor. Los efectos directamente ocasionados son:

- La reducción del coeficiente de transmisión de calor
- La reducción de la sección libre de paso de fluido
- La rotura de tubos por sobrecalentamiento, al ser menor el intercambio de calor.

Las incrustaciones o depósitos también pueden afectar a partes en movimiento, principalmente válvulas y alabes de turbina de vapor. En este caso, no solo se producen incrustaciones por sales cálcicas y magnésicas, sino también por deposición de sílice y diversos compuestos de hierro. Esto provoca falta de estanqueidad en válvulas, degradación acelerada de alabes y desequilibrios en el rotor de la turbina de vapor.



2. Arrastres:

Relacionado a la viscosidad del agua y su tensión superficial, como consecuencia, se forma espuma que genera un arrastre de gotas de agua reduciendo el rendimiento energético del sistema por la reducción de la entalpía del vapor. Otro tipo de arrastre son los minerales y compuestos químicos que viajan con el vapor y generan deterioro de las cañerías.

3. Corrosión:

Podemos definir la corrosión como la reacción química o electroquímica que se produce entre un metal y el medio, que provoca su degradación y la pérdida de sus propiedades. El ataque químico comienza en la superficie y se propaga hacia el interior, pudiendo presentar el aspecto de pequeños puntos de corrosión en la superficie, pero gran profundidad en el elemento atacado. Diferentes zonas de la superficie metálica actúan como ánodo y cátodo debido a la no homogeneidad inherente de los materiales metálicos, que causa pequeñas diferencias de potencias entre zonas adyacentes. Los iones metálicos por difusión a través de la matriz metálica se oxidan en la zona anódica y los electrones, difundidos de igual modo, reaccionan en el oxígeno disuelto en la zona catódica.

El resultado de la corrosión es la pérdida de espesor y de cualidades mecánicas, así como el desprendimiento de material que puede acumularse en ciertos puntos de la instalación, expandiendo a otras zonas los problemas de corrosión.

En el ciclo agua-vapor, las partes más afectadas de la instalación serán las partes "frías", es decir, el circuito de alimentación y economizadores, ya que en las partes calientes se forma de manera natural una capa superficial de óxido de hierro denominado magnetita, que impide que la oxidación progrese al interior del metal, formando así una capa protectora. Sin embargo, estas partes calientes si se verán afectadas por los desprendimientos de las partes frías.

Se utilizarán equipos de ósmosis inversa, los cuales generan una presión exterior que es superior a la presión osmótica natural, permitiendo que el agua con mayor concentración de sólidos disueltos atraviese la membrana y pase a la zona donde está la solución más desleída. Así es como se logra separar el agua pura de todos los demás elementos que están disueltos en ella. La presión osmótica que se debe aplicar va a depender del género de soluto y de su concentración, de forma que el líquido que conseguiremos tras el paso por la membrana va a estar libre tanto de sólidos disueltos como de microorganismos de los que queremos prescindir.

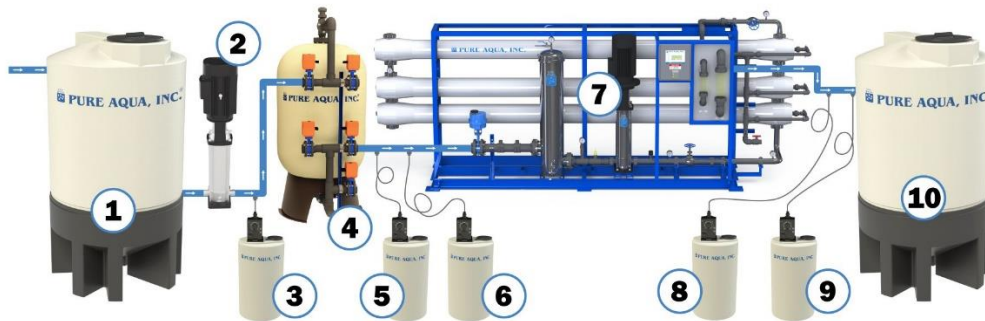


Ilustración 38. Diagrama de ósmosis inversa industrial

1. Tanque de almacenamiento de agua cruda
2. Bomba de alimentación
3. Sistema de dosificación de precloración
4. Filtro multimedia automático
5. Sistema de dosificación de decloración
6. Sistema de dosificación antiscalante
7. Sistema de ósmosis inversa industrial
8. Sistema de dosificación post pH
9. Sistema de dosificación posterior a la cloración
10. Tanque de almacenamiento de agua tratada



Tratamiento externo

Las instalaciones de tratamiento de aguas purifican y desairean el agua de reposición o el agua de alimentación. En algunas ocasiones, el agua es pre-tratada mediante evaporación para producir vapor relativamente puro, el cual es posteriormente condensado y empleado para la alimentación de la turbina. Los evaporadores pueden ser de varios tipos, siendo el más simple un tanque de agua a través del cual pasan bobinas de vapor para calentar el agua hasta el punto de ebullición. Para aumentar la eficiencia de estos sistemas, el vapor del primer tanque puede pasar por el segundo tanque de agua mediante bobinas para producir calor adicional y, por consiguiente, evaporación del agua. Los evaporadores son adecuados cuando la disponibilidad de vapor como fuente de calor es elevada. Estos sistemas presentan ventajas con respecto a la desmineralización, por ejemplo, cuando la cantidad de sólidos disueltos en el agua bruta es muy elevada.

Ciertos materiales naturales y sintéticos tienen la habilidad de eliminar iones minerales del agua mediante intercambio con otros. Por ejemplo, al pasar agua por un ablandador de intercambio catiónico simple, todos los iones de calcio y magnesio son eliminados y reemplazados por iones de sodio. Debido a que un intercambio catiónico simple no es capaz de reducir la cantidad total de sólidos en el agua, este tratamiento es a menudo empleado conjuntamente con ablandamiento mediante precipitación.

Uno de los tratamientos combinados más comunes y eficientes es el *proceso cal-zeolita*. Este proceso consiste en un pretratamiento del agua con cal para reducir la dureza, alcalinidad, y en algunos casos sílice, seguido por un tratamiento con ablandadores de intercambio catiónico. Este sistema de tratamiento cumple varias funciones: ablandamiento, reducción de alcalinidad y sílice, reducción de oxígeno y eliminación de sólidos suspendidos y turbidez.



Normalmente, los tratamientos químicos del agua de dentro de la turbina son esenciales y complementan los tratamientos externos, ya que se ocupan de las impurezas que entran en la turbina mediante el agua de alimentación (dureza, oxígeno, sílice, etc.). En muchos casos, no es necesario el tratamiento externo del suministro de agua y el agua puede tratarse únicamente de forma interna.

Tratamiento interno

El tratamiento interno puede ser considerado como el único tratamiento necesario en los casos en los que las turbinas operan a presiones bajas o moderadas, cuando grandes cantidades de vapor condensado son usadas como agua de alimentación, o cuando hay disponibilidad de agua bruta de alta calidad. El objetivo del tratamiento interno es:

- 1) reaccionar con cualquier dureza del agua de alimentación y prevenir su precipitación en la turbina formando incrustaciones;
- 2) acondicionar cualquier sólido suspendido, como por ejemplo lodo u óxido de hierro, en la turbina y hacer que no se adhiera al metal de la misma;
- 3) proporcionar protección anti espuma para permitir una concentración razonable de sólidos disueltos y suspendidos en el agua de vapor sin que ocurra arrastre de espuma;
- 4) eliminar oxígeno del agua y proporcionar suficiente alcalinidad para prevenir la corrosión de la turbina.

Además, como medidas complementarias, un tratamiento interno debe prevenir la corrosión e incrustación del sistema de alimentación de agua y proteger contra la corrosión en los sistemas de condensación de vapor.



4.6.3. Seguridad e higiene de trabajo⁴⁸

La seguridad es un aspecto fundamental que se debe tener muy en cuenta en el proceso instalación de cualquier tipo de sistema tanto desde el punto de vista personal como del material. Si agrupamos las medidas de seguridad a tener en cuenta, podemos definir:

- Seguridad durante el montaje del sistema
- Seguridad durante el funcionamiento y utilización

Seguridad durante el montaje del sistema:

Durante el montaje se debe evitar cualquier deterioro o daño material de los elementos de la instalación fotovoltaica, así como cualquier posible daño personal.

- Seguridad material

Se debe tener especial cuidado en la manipulación de los elementos del sistema para evitar posibles daños tanto en el momento de transporte y almacenamiento como durante el montaje.

Durante el transporte y almacenaje del material se debe tener en cuenta:

- Que todo el material este en sus cajas originales de embalaje.
- Si se ha de apilar el material, prestar atención a elementos como los espejos que son frágiles y debemos asegurarnos que el fabricante permite apilarlos sin riesgo de roturas.
- Asegurarse que el material no se golpeará o moverá durante el transporte.
- Evitar los movimientos bruscos podrían suponer un derrame del electrolito de las baterías.

⁴⁸ Información extraída de SUNFIELDS EUROPA, organización dedicada a las energías renovables.
<https://www.sfe-solar.com/>



-
- Almacenar en lugar seguro y, a poder ser, con seguro contratado y con vigilancia.
 - Prestar atención de no dejar a la intemperie determinados equipos y mantener las baterías fuera de la exposición directa del sol.

Durante el montaje se debe tener en cuenta:

- No infra dimensionar el personal y los medios mecánicos para el movimiento y manejo de los equipos. Sobre todo, los de mayor peso como pueden ser las placas solares o las baterías solares.
 - Se deben evitar golpes o caídas de los elementos ya que los equipos son especialmente frágiles.
 - Una caída de alguno de los dispositivos y equipamientos puede provocar un deterioro importante o incluso la inutilización de los mismos.
 - Es importante realizar el montaje de forma ordenada.
- Seguridad personal

Para evitar daños personales durante la instalación del sistema se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Cuando el trabajo se realiza en exposición directa al sol se deben realizar paradas periódicas para evitar fatiga, mareos o deshidratación. Es importante que el trabajador beba agua y se coloque fuera del alcance del sol al realizar descansos periódicamente.
- Si se trabajara en altura, se debe usar casco para evitar golpes, gafas de sol para evitar deslumbramientos, cuerdas y arneses de sujeción para evitar caídas, calzado adecuado; no colocarse sobre superficies mojadas; usar siempre ambas manos para subir a andamios o escaleras.
- Trabajar en equipo.



-
- No es recomendable el transporte y colocación manual de acumuladores sin ayuda de herramientas debido a su considerable peso.
 - Se debe establecer un nivel de tensión de seguridad personal tanto en continua como en alterna que será de 48 V de forma general.
 - En circuitos con tensión superior a la de seguridad, no se debe manipular un conductor activo mientras el otro conductor activo este accesible y no protegido.
 - Los módulos o espejos se deben colocar boca abajo o cubierto para evitar que éste este expuesto a la radiación y se genere tensión en sus terminales.
 - Los acumuladores pueden generar altas intensidades por lo que se debe tener especial cuidado cuando se realice el cableado del circuito de las baterías.
 - Es importante usar herramientas aisladas que no permitan el contacto accidental simultáneo de los bornes.
 - Es también recomendable no llevar objetos personales metálicos cuando se manipulen baterías.
 - El personal ajeno a las instalaciones debe mantenerse siempre alejado de la misma para evitar riesgos y estar avisado de los riesgos y zonas de peligro.

Seguridad durante el funcionamiento y utilización

Una vez se haya puesto en **marcha la instalación** se pueden dar situaciones de **riesgo tanto material como personal**.

- Seguridad material

En cuanto a la seguridad material, una vez que el sistema está ya en funcionamiento, se debe diferenciar la parte eléctrica de ésta y la que no lo es.

En cuanto a la parte eléctrica la seguridad material comprende las medidas de protección contra daños o deterioros provocados por: sobretensiones, cortocircuitos, sobrecargas.



Las protecciones más usuales son el uso de fusibles magnetotérmicos y descargadores de tensión adecuados.

En cuanto a la parte “no eléctrica” de la instalación, se debe tener en cuenta que el anclaje y sujeción de los espejos debe ser adecuada y soportar la carga máxima posible del viento.

- Seguridad personal

Algunos de los aspectos importantes a tener en cuenta para la seguridad personal en instalaciones en funcionamiento serían:

- Es importante para la seguridad personal tomar medidas para evitar el choque eléctrico ya sea por contacto directo o indirecto.
- Es necesario que los lugares de riesgo estén convenientemente señalizados.
- También se deben tener algunas consideraciones de seguridad en la sala de funcionamiento ya que además del riesgo eléctrico existe el riesgo de quemaduras por ácido y de explosión por ignición de la mezcla aire-hidrogeno. Las medidas que se deben tener en esta sala son:

- Ventilación adecuada de la sala
- Acceso restringido y controlado
- Uso de gafas y guantes para la medición
- Tener en la sala agua limpia, vendas, algodón y limpiador ocular.
- No se debe llevar ropa que favorezca la carga electrostática.
- No fumar
- Evitar aparatos que generen chispas
- Señalizar la sala de baterías.

La seguridad de los materiales, y sobre todo de las personas, en el proceso de instalación y puesta en funcionamiento de una instalación, es una de las fases más importantes y que nunca debe pasarse por alto.



4.6.4. Evaluación del impacto ambiental

Algunos de los impactos producidos por la instalación de Planta de generación de energía solar Térmica de Concentración son fácilmente cuantificables, por ejemplo, la superficie afectada por las instalaciones; sin embargo, otras alteraciones son más difíciles de evaluar a priori por la imprevisión en las respuestas de determinados elementos del medio ante las intervenciones exteriores. La asignación de valores a los impactos producidos debe hacerse teniendo en cuenta el valor intrínseco del elemento afectado, consiguiendo con ello una mayor objetividad en la valoración.

Los indicadores de impacto, elementos del medio ambiente afectado, o potencialmente afectado, por un agente de cambio deben permitir evaluar la cuantía de las alteraciones que se producen como consecuencia del Proyecto; para ello, dichos indicadores deben ser representativos, relevantes, excluyentes, cuantificables (en la medida de lo posible) y de fácil identificación.

Algunos de los indicadores de impacto empleados en el análisis de alteraciones (agrupados por elementos del medio):

- *Geología y Geomorfología*: contraste de relieve, riesgos en la zona.
- *Edafología*: características de los suelos afectados, superficie alterada, grado de erosión.
- *Hidrología/hidrogeología*: proximidad de cauces, permeabilidad del suelo, alteración del nivel freático, índices de calidad de las aguas, disponibilidad de recurso.
- *Aire/Clima*: emisiones de contaminantes a la atmósfera, áreas afectadas por los distintos niveles de inmisión, niveles de ruido.
- *Vegetación/Usos del suelo*: superficies de las diferentes unidades de vegetación afectadas, tipo de unidad afectada.
- *Fauna*: tipo de especies afectadas, sensibilidad al cambio.



-
- *Socio – economía*: nivel de empleo generado, cambio en los usos del suelo, riesgos en la población, superficie de Espacios Naturales Protegidos afectada, presencia de elementos del patrimonio histórico-cultural, mejora de la infraestructura eléctrica.
 - *Paisaje*: áreas afectadas por la intrusión visual de las infraestructuras, superficies alteradas y valoración de las distintas unidades de paisaje afectadas.

Superficie ocupada

Concentrar el sol y aprovechar su potencia térmica requiere de mucho espacio, ya que es necesario que los espejos o helióstatos dispongan de la máxima radiación solar durante todo el día, evitando que se produzcan sombras entre ellos y consiguiendo alcanzar las temperaturas de generación necesarias en función del ciclo en el que se trabaje.

Al impacto ejercido durante la construcción sobre la flora y la fauna por la eliminación de la primera y el desplazamiento de la segunda en grandes superficies, se debe añadir que durante su explotación es importante evitar la generación espontánea de vegetación en el campo solar, ya que esta puede disminuir la productividad por el efecto albedo y ser potencial causa de la propagación de incendios. Esto implica la necesaria utilización periódica de productos fitosanitarios orientados a eliminar la cobertura vegetal y evitar su crecimiento, con el consiguiente impacto ambiental que se pudiera derivar de su uso.

Agua

Generar energía implica generar calor y por lo tanto la necesidad de disiparlo, algo que suele conseguirse habitualmente mediante circuitos cerrados de refrigeración alimentados por agua. Un agua que suele perderse por evaporación y por las purgas que es necesario realizar para mantener una



salinidad adecuada en el circuito, y que es necesario reponer con agua que, previamente, ha tenido que ser desmineralizada en muchas ocasiones para ser aprovechable en el circuito el máximo número de ciclos.

Se ha de tener en cuenta adicionalmente en estos casos, que las termo solares suelen requerir sitios con una alta insolación, al objeto de ser lo más productivas posible, y que por lo general dichas ubicaciones suelen tener la costumbre de coincidir con sitios donde la disponibilidad de agua no es muy elevada.

Esto implica un fuerte impacto en el entorno, tanto por los consumos necesarios para mantener los niveles de generación, que están entorno a los 8000 m³/año por MW instalado, como por los vertidos realizados, de alta salinidad y realizados a un medio que ya suele estar afectado por esta misma problemática.

Bien es cierto que este factor, bien gestionado, puede tener una buena solución e incluso convertirse en una ventaja ambiental mediante la aplicación de técnicas y tecnologías encaminadas a la compensación ambiental o incluso a la implementación de tecnologías de vertido cero.

Beneficios

- No emite gases perjudiciales para la salud y contribuye a la reducción gases efecto invernadero que afecten el cambio climático.
- No es contaminante.
- Al tratarse de una energía renovable, permite sustituir una parte del consumo de combustible fósil y/o electricidad, evitando o retrasando el agotamiento de los recursos naturales.
- La energía solar es una fuente de energía limpia, renovable, gratuita e inagotable.
- Contribuye al respeto y cuidado al medio ambiente.



5. Montaje

Las tareas que se llevan cabo en esta etapa son: el diseño y construcción de cimentaciones, diseño de montaje de la pared de hormigón, diseño y ejecución de procedimientos de elevación de cargas pesadas, instalación de plataforma del receptor de la torre, instalación y montaje del receptor y heliostatos, diseño e instalación de plataformas internas y externas.

5.1. Planificación y programación

- Diseño conceptual de la planta
- Diseño básico. Características de la planta. Especificaciones de la planta. Operación de la planta
- Planos del proyecto. Disposición. Disposición de los equipos. Plan de transporte y montaje de los equipos
- Contrato de ingeniería, compra y construcción (EPC)
- Solicitud de propuestas de EPC. Alcance de las operaciones. Condiciones de diseño. Operación de la planta. Renglones de la garantía
- Evaluación previa de los contratistas de EPC. Evaluación de los contratistas
- Inspección propuesta para la EPC. Especificaciones de los equipos. Fabricación, transporte, cronograma de montaje, procedimiento. Proveedores de los equipos. Normas de las pruebas
- Diseño detallado. Cronograma general. Alcance de las responsabilidades. Disposición que considere el mantenimiento y la seguridad, y disposición de los equipos. Especificaciones de los equipos. Fabricación, transporte, cronograma de montaje, procedimiento. Control general de la calidad, medio ambiente y seguridad. Contrato de EPC. Alcance de las operaciones de la EPC. Costo de la EPC
- Cronograma del proyecto (Diseño, construcción y arranque de las operaciones)
- Permisos y autorizaciones



-
- Especificaciones de la planta para la autorización ambiental
 - Especificaciones del combustible para la autorización ambiental
 - Solicitudes para la autorización. Medio ambiente. Costo de la EPC

5.2. Construcción de las instalaciones

En primer lugar, se debe hacer la compra de los terrenos, una vez que se elige la localización exacta de la planta. Luego se debe contratar la mano de obra para toda la actividad de construcción, creación de vías de acceso y cimentación.

Se procede con el desbroce, limpieza y retirada de material vegetal, donde se elimina la vegetación que se encuentre en la zona de construcción, los restos de raíces subterráneas y los materiales orgánicos.

La construcción de las vías de acceso es el paso siguiente, donde se crean los caminos necesarios para el movimiento de maquinaria por la zona donde se llevará a cabo la construcción, para entrada y salida al lugar.

Se acondiciona el terreno, allanándolo para la correcta disposición de los elementos de la central, lo que conlleva movimiento de tierras, creación de taludes, existencia de acopios de tierra. Se incluyen también la construcción de estructuras necesarias para la evacuación de las aguas pluviales.

El transporte de materiales y maquinaria se hace a través de un contiguo trasiego de vehículos por la zona, a fines de que puedan entrar y salir los camiones, así como también las maquinarias.

Tanto para las instalaciones principales como la torre, como para cada heliostato, se debe realizar una cimentación en la que se hace también la extracción de varios metros cúbicos de tierra y la inyección de cemento para la instalación de las estructuras.

Luego de la cimentación, se procese a la instalación y montaje de la edificación necesaria para el funcionamiento de la central, como el campo de



heliostatos, la torre, la turbina, el generador, los tanques de almacenamiento, entre otros.

Cada heliostato se forma con 32 facetas o espejos, que deben ser montados sobre una estructura de tipo T, unida al mecanismo de accionamiento a través de tubos de torsión. Se debe posicionar al heliostato en dos ejes, un eje de elevación o de giro sobre el eje horizontal (y), montado sobre un eje azimut o de giro sobre el vertical (z).

Las facetas o espejos se deben apoyar sobre la estructura soporte en tres puntos, los cuales son apoyos regulables para obtener la focalización correcta. La estructura soporte se coloca sobre brazos transversales de apoyo, sobre el que se fijan las vigas en celosía o entramado, que a su vez sostienen a los espejos. Por lo tanto, el conjunto de facetas y vigas le transmiten esfuerzos al mecanismo a través de los sostenes del heliostato.

Para orientar el heliostato en la posición deseada, se precisa del mecanismo de accionamiento y del sistema de control, incluidos sensores de medida de la posición angular azimut y elevación y control local que realiza el cálculo del vector solar y determina la posición en cada momento de la superficie espejada, para enviar la radiación solar concentrada al punto del espacio que se ordene.

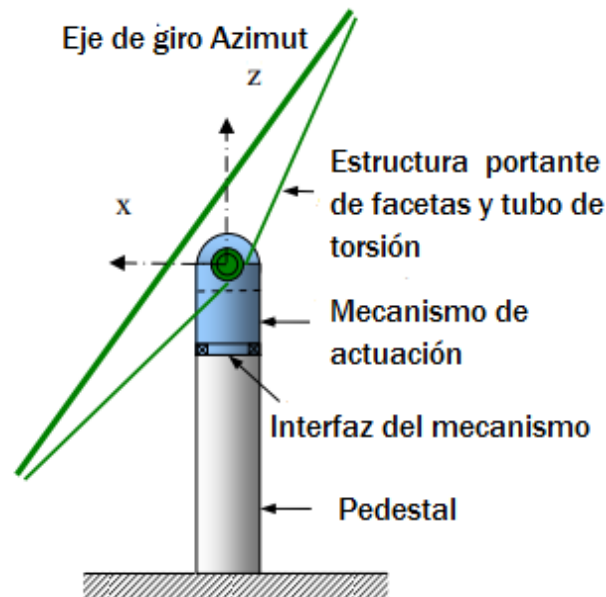


Ilustración 39. Perfil de heliostato

Dentro de la fase del montaje, se incluye el suministro de tornillos, varillas, tuercas, contratueras, arandelas y todos los materiales y herramientas necesarias para la correcta ejecución del montaje de los elementos.

Cada una de las facetas del heliostato refleja y concentra la radiación solar, por tanto, hay que ordenarlas geoméricamente para que haya una superposición de imágenes que formen un solo conjunto, de tal forma que se comporten como un sistema óptico único. El procedimiento para alinear todas las facetas y conseguir este comportamiento, lo denominamos “canteo del heliostato”.

El canteo de las facetas se podrá realizar con todo el conjunto de mecanismos, estructura y facetas montados sobre el pedestal, o bien montados sobre la bancada de montaje. Si se realiza sobre la bancada de montaje, el canteo habrá que hacerlo justo a continuación del montaje de las facetas, pero con la mayor comodidad de poder trabajar a nivel de tierra, mientras que, si se realiza con todo el conjunto montado sobre el pedestal del heliostato, no hace falta hacerlo justo a continuación, se pueden elegir los días con baja velocidad de viento para conseguir una mayor calidad del trabajo de canteo. Tiene el



inconveniente del trabajo en altura, habrá que utilizar medios especiales como plataformas elevadoras, andamios, etc.

Una vez realizadas las preparaciones mencionadas, se procederá con las dos tareas más importantes de esta actividad que son el precanteo y canteo de las facetas.

- *Precanteo*: consiste en posicionar las tuercas de los pernos de cada una de las facetas para que la altura de la faceta en cada uno de esos puntos se aproxime a la posición correcta. En esta operación, se puede admitir un error de 2 mm aproximadamente. Tras finalizar la instalación de facetas en cada heliostato, se deberán de apretar las contratuercas. De esta forma, aseguramos que el heliostato queda totalmente configurado y pendiente de canteo, sin peligro para la integridad del mismo en caso de que las condiciones atmosféricas cambien y no se permita el canteo durante algunos días. Este sería el caso de montaje completo sobre el pedestal.
- *Canteo*: este punto es el más delicado del proceso. Una vez preconformada la configuración esférica aproximada del heliostato con la operación anterior, el canteo consistirá en afinar la cota de cada punto (son 3 o 4 puntos por faceta) en la vertical de cada perno de fijación con la estructura. De esta forma se podrán girar las tuercas y contratuercas para ajustar la altura en cada uno de los puntos, la tolerancia será de $\pm 0,1$ mm.⁴⁹

5.3. Conexión a la red de distribución

A la salida de la turbina, se encuentra un generador o alternador eléctrico, una subestación eléctrica, líneas de distribución y un sistema de respaldo.

El generador eléctrico es el dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos. Son máquinas

⁴⁹ Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas de España.



destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura. Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se genera una fuerza electromotriz (F.E.M.).

Para poder mover el generador se usa la energía generada en la combustión (hibridación) o la procedente de la captación solar, que a través de la turbina se convierte en un movimiento rotativo, que se transmite por la turbina al generador a través del rotor. El generador también puede ser usado en el arranque de la central, como motor para mover la turbina. La subestación eléctrica es usada para la transformación de la tensión de red o del generador a una tensión adecuada a las necesidades. Pueden ser blindadas o a la intemperie.

El elemento principal de toda subestación eléctrica es el transformador. Es el encargado de convertir el valor de la tensión del generador en el valor de la tensión de la red donde se vuelca la energía producida. Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro silicio. Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. Los transformadores suelen ir encapsulados y bañados en aceites minerales para su refrigeración y aislamiento, ya que suelen calentarse por las corrientes eléctricas que circulan a través de ellos. Se debe tener especial cuidado con los aumentos de temperatura. Los grandes transformadores de las centrales tienen sus propios sistemas de refrigeración para evitar los problemas de temperaturas.

Las líneas de distribución son por las que se conduce la energía eléctrica obtenida hasta su utilización. Según las condiciones económicas, de seguridad o estéticas, la distribución se puede realizar por líneas aéreas (los cables van



colgando sin aislantes de postes de madera o metal, reduciendo costes, y se emplean para distribución a larga distancia en zonas no habitadas) o líneas enterradas (cables recubiertos por aislante que van a través de canalizaciones en el terreno en zonas habitadas, cuyas principales desventajas son los costes y que disipan peor el calor).

Los sistemas de respaldo son normalmente generadores diesel que se emplean en casos de averías o accidentes que dejen la instalación sin suministro de electricidad de la red. Así se consigue operar bajo mínimos para operar o parar la instalación de forma segura para subsanar el problema.

5.4. Plan de contingencias en caso de fallas

Plan de mantenimiento⁵⁰

El mantenimiento se basa en dos fases: de tipo preventivo (seguimiento de las instrucciones de los fabricantes) y correctivo, que consiste en realizar reparaciones en equipos cuyas averías, no previsibles, han provocado algún impacto en la operación de la instalación. Este tipo de plantas, tienen aplicaciones informáticas que minimizan los tiempos de reacción y actuación, maximizando la eficiencia.

A partir de la toma, no invasiva, de datos técnicos como las vibraciones, ultrasonidos, termografías o la instalación de medidores online tanto en los equipos como en el proceso, se obtienen datos claves con la planta en operación. De este modo, se pueden determinar comportamientos extraños que provocan riesgos y definir el momento preciso para realizar determinadas actuaciones que eviten sorpresas.

Una de las ventajas fundamentales que se obtiene con el mantenimiento integral en plantas solares térmicas de concentración es la creación y seguimiento de indicadores técnicos que identifican la causa y la repetitividad de las incidencias, así como los costes de mantenimiento que conlleva la resolución de

⁵⁰ FENECORM, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. <https://www.fenercom.com>



las mismas. Esto permite generar una estrategia en base a los resultados obtenidos e investigar posibles mejoras para los sistemas que sufren más incidencias.

Se dispone de un pool de repuestos de emergencia donde en caso de contingencia se tiene esas piezas especiales para evitar que se pare con la generación de energía.

Se debe procurar que la turbina tenga alta disponibilidad, ya que es uno de los equipos más importantes dentro del ciclo.

El problema básico al que se enfrentan los diseñadores de receptores y que suponen también uno de los principales problemas de operación y mantenimiento por las fallas potenciales que se pueden presentar, es el del material empleado en el receptor.

Se desarrolla un plan de mantenimiento preventivo basado en SAP, y se intenta establecer un plan de mantenimiento Predictivo, apoyándonos en entidades externas para efectuar medidas de vibraciones de equipos-bombas, turbo grupo, análisis de aceite (de lubricación, hidráulico, térmico), control y seguimiento de la calidad de aguas (captación, osmotizada, desmineralizada, de refrigeración), control y calidad del vapor. Se realizan ensayos EDA del alternador, el cual permite detectar contaminación superficial, contaminación interna, humedad, envejecimiento anómalo y degradación de la estructura dieléctrica.

Un punto crítico del mantenimiento de la planta es la limpieza diaria de las superficies reflectantes, ya que de este estado depende en gran parte la producción de la planta.

- *Limpieza de los heliostatos*

Una máquina, de pluma extensible, con un rulo en su extremo, lava las superficies reflectantes del campo solar.



Ilustración 40. Limpieza de heliostatos

- *Campo Solar*

Inspeccionar y corregir deformaciones, torsiones y roturas. Sustituir facetas reflectantes dañadas.

La sustitución de facetas se debe principalmente, a roturas las cuales se deben a múltiples causas: Máquinas de limpieza, choques de animales, golpes de viento, entre otras.

- *Tubos receptores.*

Sustitución por deformaciones, pérdidas de vacío, rotura de cristal.

Se utilizan chorros de agua a alta Presión (200 bar). El camión de limpieza debe estar muy próximo al colector. El suelo debe estar perfectamente nivelado para evitar bamboleos y con ello rotura de facetas.

5.5. Instalación de equipos

Receptor

Este dispositivo puede ir instalado en el centro del campo especular o desplazado hacia el sur, dando lugar a los campos norte de heliostatos.

El mismo debe estar situado en el campo visual de los espejos, lo cual se cumple mejor a mayor altura, debido a que no se encuentran presentes problemas de interferencia y solapamiento entre espejos vecinos. Los receptores pueden ser de cavidad o de recepción energética exterior.



Los receptores de cavidad pueden ser verticales u horizontales, con una abertura por la que penetran los rayos solares reflejados, que deben tener dimensiones mayores que las de los espejos más alejados según la dispersión de la luz reflejada. En dicha cavidad, se absorbe hasta el 95% de la luz gracias a la disposición de tubos negros por cuyo interior circula un fluido que se requiere calentar.

Los receptores que no poseen cavidad, que absorben la energía solar por su parte exterior, se diseñan como volúmenes de revolución, con eje de simetría horizontal o vertical según el campo de heliostatos. Los tubos absorbentes se disponen externamente, formando la superficie lateral del receptor.

Campo concentrador

Dicho campo se encuentra formado por los heliostatos, que están conformados por una serie de espejos planos, dispuestos convenientemente sobre una estructura soporte. Su función principal es seguir en todo momento el movimiento aparente del sol, de forma individual por células ópticas o en forma colectiva con un ordenador, que se programa diariamente.

El concentrador de energía se puede diseñar en diversas formas, siendo lo más común y cómodo en forma de corona circular, en la que los heliostatos se disponen según un ordenamiento a base de anillos concéntricos. Los heliostatos deben estar ubicados con disposición tal que mantenga ciertas distancias, fijadas por un factor de rendimiento y de utilización del campo.

El principal inconveniente de los heliostatos es la interferencia mutua entre ellos, donde unos pueden servir de pantalla solar para otros, produciendo un efecto de sombra o bloqueo de la radiación solar reflejada por los posteriores, reduciendo la energía que se debe enviar al receptor. Por lo tanto, para evitar que esto suceda, el receptor se debe situar lo más alto posible sobre el terreno horizontal y distanciar los heliostatos más entre ellos.



Los heliostatos colocados lejos de la torre son menos eficientes ya que la fuerza de la energía solar reflejada reduce a mayor distancia recorrida, por lo que estos deben instalarse más lejos de sus vecinos para eliminar el sombreado anteriormente mencionado.

5.6. Prueba de planta

Previa a la puesta en marcha de la planta, se deben hacer las pruebas pertinentes para corroborar que la misma alcance la operación comercial establecida. Esto puede realizarse antes de terminar con la construcción.

En esta etapa, operan en forma integrada todas las unidades de operación. Esto se utiliza para generar datos usados al diseñar la planta a escala real, reduciendo el riesgo de diseño y capital.

Durante la prueba, se establece la viabilidad de lo previamente programado y de las tecnologías utilizadas, se afinan los parámetros preestablecidos, se demuestra la operación continua integrada y se evalúan las llegadas correctas de los suministros. Además, se comprueban los componentes críticos, se verifica la capacidad de cumplir con los requisitos ambientales y se minimiza el riesgo técnico, ambiental, operacional y comercial.

Todos los elementos que componen la instalación se deben probar por separado, así como también los sistemas de aire comprimido, refrigeración de componentes, drenajes, receptor solar, sistema de control de planta.

Para asegurar el correcto funcionamiento de la planta solar, se realizan pruebas de sincronización a la red eléctrica de la turbina de vapor cumpliéndose con la calidad del vapor.

Otras actividades que se llevan a cabo durante la prueba de planta son: las pruebas hidráulicas y certificación, limpieza y soplado de tuberías, pruebas funcionales de lazos, medición de prestaciones, revisión, calibración y puesta a punto de los equipos.



5.7. Puesta en marcha

La puesta en marcha de la instalación llevará entre seis y nueve meses y se hará posteriormente a la prueba de planta.

Una de las principales tareas de puesta en marcha es el funcionamiento de los heliostatos con los que se cuente. Luego debe fundirse la sal, lo cual prolonga unos meses la puesta en marcha. Esta etapa es exitosa cuando los sistemas empiezan a estar completos, con algunos sistemas adicionales en marcha.⁵¹

El proceso se inicia con la construcción, la cual suele extenderse a lo largo de 12 meses, de los cuales 9 meses están solapados con actividades de construcción, mientras que los 3 restantes se realizan tareas de puesta en marcha.

Las fases que contemplan la puesta en marcha son:

- Pruebas preentrega
- Entrega de sistemas
- Precommissioning o commissioning frio
- Commissioning caliente
- Pruebas de aceptación
- Periodo de optimización y garantía

Aspectos a tener en cuenta antes de la instalación.

- Estudio geotécnico para analizar las características del terreno en que se pretende hacer la instalación.
- Levantamientos topográficos para determinar la inclinación del terreno, para luego, con los resultados obtenidos recién dicho informe.
- Tener la Ingeniería básica finalizada.

⁵¹ Información extraída de <https://www.energias-renovables.com/termosolar/>



- Tener los planos de detalle de la obra civil, montaje mecánico del campo solar, montaje mecánico, eléctrico y de instrumentación que se realizará, luego de la Ingeniería básica.
- Tener los planos de detalle de la red de tierras, el sistema contra incendios, las conducciones para cableado eléctrico, conducciones de fluidos.
- Conocer la climatología de la zona donde se realizará la instalación, especialmente en época de lluvias, ya que podría afectar la evolución de la instalación e incluso su funcionamiento.

6. Evaluación económica financiera

6.1. Mercado

Para estudiar el mercado, se extrajeron los porcentajes de generación de energía según las diferentes tecnologías disponibles en nuestro país⁵².

Tecnología	Generación MWh	Participación
Térmico	104.656.508,40	61%
Hidráulico	47.260.200,00	29%
Nuclear	7.686.900,00	6%
Renovable	5.454.783,98	4%
TOTAL	165.058.392,38	100%

Tabla 19. Porcentaje de participación según tecnología de generación

Luego, del total de 5.454.783,98 MWh de generación de energías renovables, se calcularon los porcentajes de participación de las distintas alternativas que se llevan a cabo en Argentina, estableciendo también lo que acapara ese porcentaje tanto en el año 2017 como en el 2018 dentro del mercado.

⁵² Información extraída de CAMMESA.



Tec. Renovable	2017		2018
	Generación MWh 2017	Participación	Generación MWh 2018
Solar	1.322.253,86	13%	1.134.577,81
Eólico	5.165.305,09	51%	4.432.159,89
Hidráulico	3.447.551,95	34%	2.958.218,57
BioGas	166.147,08	2%	142.564,75
CSP	0,00	0,00%	0,00
TOTAL	10.128.049,20	100%	8.690.509,58

Tabla 20. Porcentaje de participación según tecnologías de generación renovables

A partir de esta información, y sabiendo que el porcentaje de participación en el mercado potencial irá variando conforme al porcentaje establecido por ley, la planta de Energía Solar Térmica de Concentración abarcará el 3,41% del mercado en el primer año, luego se irá decreciendo a medida que se quiera alcanzar el 20% de renovables en 2025, debido a que no se esperan modificaciones de extensión de la planta y se mantendrá la misma capacidad de generación en el tiempo. Así, se logró calcular la generación proyectada a 10 años.

Año	Demanda Proyectada GWh	% Energía Renovable	Producción renovables GWh	% Participación de Mercado	A producir GWh
2017	136.370	4%	5.454,78	7,23%	394,20
2018	143.749	6%	8.287,16	4,76%	394,20
2019	144.467	8%	11.557,38	3,41%	394,20
2020	145.888	10%	14.588,84	2,70%	394,20
2021	147.382	12%	17.685,82	2,23%	394,20
2022	148.953	14%	20.853,44	1,89%	394,20
2023	150.608	16%	24.097,29	1,64%	394,20
2024	152.353	18%	27.423,53	1,44%	394,20
2025	154.194	20%	30.838,87	1,28%	394,20

Tabla 21. Participación en el mercado potencial en el tiempo

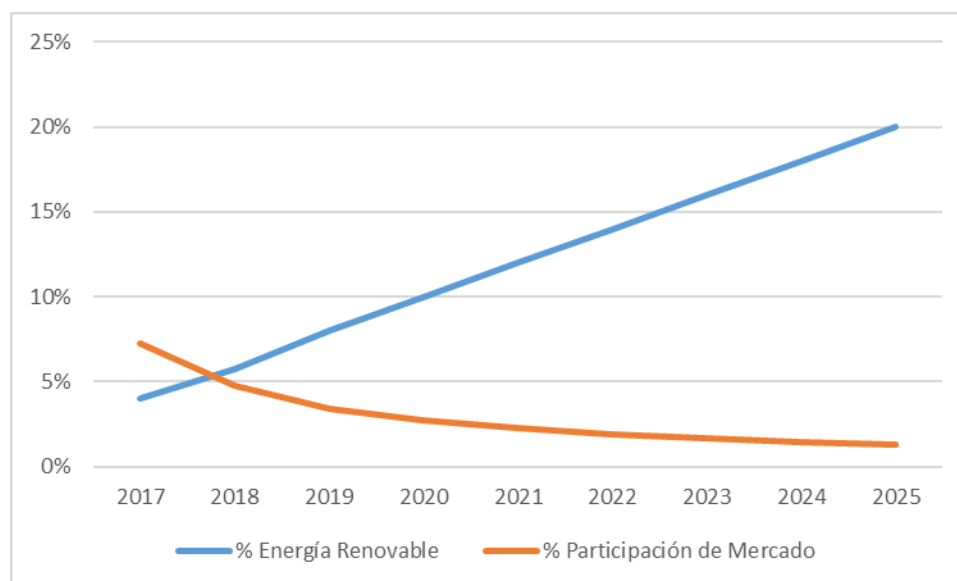


Figura 17. Participación en el mercado potencial en el tiempo respecto del porcentaje de renovables hasta 2025

Tec. Renovable	Participación	Año 2019	Participación	Año 2020	Participación	Año 2021	Participación	Año 2022	Participación	Año 2023
Solar	9,6%	1.114.658	10,35%	1.510.426	10,83%	1.914.748	11,17%	2.328.292	11,42%	2.751.789
Eólico	51%	5.894.263	51,00%	7.440.306	51,00%	9.019.768	51,00%	10.635.253	51,00%	12.289.618
Hidráulico	34%	3.934.090	34,04%	4.965.988	34,04%	6.020.190	34,04%	7.098.436	34,04%	8.202.632
BioGas	2%	189.595	1,64%	239.325	1,64%	290.130	1,64%	342.083	1,64%	395.308
CSP	3,41%	394.200	2,70%	394.200	2,23%	394.200	1,89%	394.200	1,64%	394.200
TOTAL	100%	11.557.378	100%	14.588.835	100%	17.685.819	100%	20.853.436	100%	24.097.291

Tec. Renovable	Participación	Año 2024	Participación	Año 2025	Año 2026	Año 2027	Año 2028	Año 2029
Solar	11,62%	3.186.042	11,78%	3.631.928	3.631.928	3.631.928	3.631.928	3.631.928
Eólico	51,00%	13.985.999	51,00%	15.727.825	15.727.825	15.727.825	15.727.825	15.727.825
Hidráulico	34,04%	9.334.871	34,04%	10.497.443	10.497.443	10.497.443	10.497.443	10.497.443
BioGas	1,64%	449.873	1,64%	505.901	505.901	505.901	505.901	505.901
CSP	1,44%	394.200	1,28%	394.200	394.200	394.200	394.200	394.200
TOTAL	100%	27.423.527	100%	30.838.873	30.838.873	30.838.873	30.838.873	30.838.873

Tabla 22. Proyección de la generación a 10 años a partir de la nueva participación

El mercado potencial para este tipo de generación de energía se encuentra muy definido, ya que está dirigido a todos los grandes usuarios habilitados (GUH), que son alrededor de 2.000, por lo cual un ejercicio econométrico sólo servirá para idealizar la demanda proyectada que se deberá tener en cuenta para calcular la participación que irá teniendo esta planta en el mercado, la cual variará en base a las fluctuaciones en la demanda.

Para realizar el estudio econométrico, se decidió utilizar regresores como población, PBI y precio monómico de la energía, ya que son factores que se relacionan linealmente con la demanda proyectada, la cual será base para el cálculo de los diferentes porcentajes establecidos.



En este proyecto, el mercado no depende de la voluntad del usuario final al adquirir determinada cantidad de energía, si no que el porcentaje que deben consumir todos los usuarios en la República Argentina está establecido por Ley, debiendo llegar al 8% hasta 2020 y luego deberá incrementar al 20% hasta el año 2025, comercializando la energía con el sector privado (como nuestro proyecto) o bien con CAMMESA. Quienes pueden acceder al mercado privado son los grandes usuarios habilitados mencionados anteriormente.

El mercado potencial crece conforme a la ley y de cuánto debe cumplirse por año hasta llegar al 20% en el año 2025.

Por lo tanto, la participación en el mercado irá variando directamente proporcional a la demanda, ya que todo lo que se genera de energía, se vende. Ésta estará determinada por la cantidad de energía que se podrá producir con una potencia instalada de 50 MW, que resulta de un total de 394,2 GWh/año. Por lo tanto, el porcentaje que acapara del mercado se auto asigna en base al consumo que debe haber de renovables en cada año e irá decreciendo con el correr de los años, ya que permanecerá constante la capacidad de generación.

6.2. Inversión

A la hora de efectuar el cálculo de la inversión, se deben considerar en primera medida cuáles son los activos fijos y cuales los nominales.



Activos fijos	
Campo solar	USD
Heliostatos	40.538.750
Cableado y equipamientos	409.502
Terreno	109.660
Obra civil	3.877.200
Torre	7.287.287
Receptor	17.239.887
Instrumentalización y control	1.196.690
Sistema de sales	
Depósitos	2.824.887
Generador de vapor	1.318.812
Compuesto sódico	3.303.621
Agua de vapor	3.693.043
Tanques de agua de vapor	9.403
Equipo de ósmosis inversa	5.952
Isla de potencia	
Equipos mecánicos	10.042.480
Equipos eléctricos	4.393.672
Obra civil	2.373.000
Capital de trabajo CAPEX	871.660
Activos Nominales	
Flete de maquinas	10.000
Gastos preoperativos	42.000
Nacionalización	920.144
	100.452.293

Tabla 23. Activos fijos y nominales para la inversión

La siguiente tabla se muestra la discriminación del IVA de cada uno de los activos mencionados anteriormente. Para este cálculo se tomó una alícuota de 21% para todos los ítems.



Activos Fijos	<i>Período 0</i>
Heliostatos	40.538.750
Cableado y equipamientos	409.502
Terreno	109.660
Obra civil	3.877.200
Torre	7.287.287
Receptor	17.239.887
Instrumentalización y control	1.196.690
Depósitos	2.824.887
Generador de vapor	1.318.812
Compuesto sódico	3.303.621
Agua de vapor	3.693.043
Tanques de agua de vapor	9.403
Equipo de ósmosis inversa	5.952
Equipos mecánicos	10.042.480
Equipos eléctricos	4.393.672
Obra civil	2.373.000
Capital de trabajo	871.660
CAPEX	0,00
Activos Nominales	
Flete de maquinas	10.000
Gastos preoperativos	42.000
Nacionalización	920.144
Total neto de IVA	100.467.648
IVA	21.066.357
Total de la Inversión USD	121.534.006

Tabla 24. Inversión total con IVA incluido

Luego de realizar los cuadros de inversión e IVA, se llevó a cabo el cuadro de amortización según cada periodo determinado por activo.

Activo	Per. Amortización	
Obra Civil, Torre, Depósitos	50	años
Heliostatos, Receptor, Generador	15	años
Equipos mecánicos y eléctricos	15	años
Cableado y equipamiento	15	años
CAPEX	15	años
Instrumentalización y control	3	años
Flete de máquinas	3	años
Gastos preoperativos	1	año

Tabla 25. Período de amortización para cada activo



Activos Fijos	Período 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Heliostatos		2.702.583	2.702.583	2.702.583	2.702.583	2.702.583
Cableado y equipamientos		27.300	27.300	27.300	27.300	27.300
Obra civil		77.544	77.544	77.544	77.544	77.544
Torre		145.746	145.746	145.746	145.746	145.746
Receptor		1.149.326	1.149.326	1.149.326	1.149.326	1.149.326
Instrumentalización y control		398.897	398.897	398.897	0,00	0,00
Depósitos		56.498	56.498	56.498	56.498	56.498
Generador de vapor		87.921	87.921	87.921	87.921	87.921
Tanques de agua de vapor		141.046	141.046	141.046	141.046	141.046
Equipo de ósmosis inversa		89.286	89.286	89.286	89.286	89.286
Equipos mecánicos		669.499	669.499	669.499	669.499	669.499
Equipos eléctricos		292.911	292.911	292.911	292.911	292.911
Obra civil		47.460	47.460	47.460	47.460	47.460
CAPEX		200.000	200.000	200.000	200.000	200.000
Activos Nominales						
Flete de maquinas		3.333	3.333	3.333	0,00	0,00
Total Amortización USD		6.089.349	6.089.349	6.089.349	5.687.119	5.687.119

Activos Fijos	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Heliostatos	2.702.583	2.702.583	2.702.583	2.702.583	2.702.583
Cableado y equipamientos	27.300	27.300	27.300	27.300	27.300
Obra civil	77.544	77.544	77.544	77.544	77.544
Torre	145.746	145.746	145.746	145.746	145.746
Receptor	1.149.326	1.149.326	1.149.326	1.149.326	1.149.326
Instrumentalización y control	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Depósitos	56.498	56.498	56.498	56.498	56.498
Generador de vapor	87.921	87.921	87.921	87.921	87.921
Tanques de agua de vapor	141.046	141.046	141.046	141.046	141.046
Equipo de ósmosis inversa	89.286	89.286	89.286	89.286	89.286
Equipos mecánicos	669.499	669.499	669.499	669.499	669.499
Equipos eléctricos	292.911	292.911	292.911	292.911	292.911
Obra civil	47.460	47.460	47.460	47.460	47.460
CAPEX	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000
Activos Nominales					
Flete de maquinas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Amortización USD	5.687.119	5.687.119	5.687.119	5.687.119	5.687.119

Tabla 26. Cuadro de amortizaciones

6.3. Detalle de inversión en maquinarias y equipamiento

Para comenzar con la evaluación, se observan los costos en los que se acarrea en el proyecto para poder realizar la inversión inicial del mismo.

Coste de la inversión del campo solar

Se analizará en este apartado la inversión necesaria de realizar para la planta. El desglose es el siguiente:



Campo solar	USD
Heliostatos	40.538.750,00
Cableado y equipamientos	409.501,62
Terreno	103.811,84
Obra civil	3.877.199,50
Torre	7.287.286,98
Receptor	17.239.887,40
Instrumentalización y control	1.196.689,78
SUBTOTAL	70.653.127,11

Tabla 27. Coste de la inversión del campo solar

A continuación, se realizará una explicación de cómo se han calculado los diferentes ítems que conforman el campo solar.

Heliostatos

Los heliostatos tienen una superficie de 100 m^2 y la cantidad total necesaria es de 1.435. Para determinar los costes, se contactó con la empresa Valldoreix Greenpower, S.L. La cotización recibida establece 250 euros/heliostato.

Heliostatos					
Área reflectante (m ²)	Metros por heliostatos	Número de heliostatos	Precio (€/m ²)	Costo total (€)	Costo total (USD)
150.000,00	100,00	1.435,00	250,00	35.875.000,00	40.538.750,00

Tabla 28. Cálculo del coste de heliostatos

Cableados y equipamientos

Para una planta de este tamaño serán necesarias aproximadamente 221 faroles para garantizar luminosidad y seguridad en las 80 hectáreas que ocupan la central. Para el resto de los datos, su estimación es una aproximación simulada de los equipos necesarios para esta central. Para aceptar la coherencia de este dimensionamiento se ha comparado el coste total obtenido con el de otros proyectos concluyendo que es un coste que se ajusta a los márgenes establecidos para cableados y equipamientos.



Cableado y equipamientos			
Detalle	Cantidad	Precio (€)	Precio (USD)
Alumbrado (Faroles)	221,00	1.500,00	1.695,00
Transformador (Unidad)	3,00	170.000,00	192.100,00
Cableado (Bobina de 2 mts)	10.000,00	185,00	209,05
Equipo Climatización (Unidades)	1,00	70.000,00	79.100,00
Sistema Ventilación (Unidades)	1,00	80.000,00	90.400,00
Equipos auxiliares (Unidad)	1,00	40.000,00	45.200,00
Tubos (Unidad de 1 mts)	4.216,00	5,81	6,57
Equipos para control (Unidad)	44,00	700,00	791,00
TOTAL		362.390,81	409.501,62

Tabla 29. Coste de cableado y equipos

Terreno

Luego de realizar las investigaciones correspondientes, se concluyó que el precio en Ullum, San Juan, para 80 hectáreas es de \$4.671.532, 85, siendo el precio 5,84 \$/m².

Terreno				
Hectareas	Terreno en m ²	Precio (\$/m ²)	Costo total (\$)	Costo total (USD)
80,00	800.000,00	5,84	4.671.532,85	103.811,84

Tabla 30. Cálculo del costo del terreno

Obra civil

Se ha contactado con empresas de construcción y con profesionales para orientar y diseñar un plan real de construcción de una central termo solar, estimando así mismo, precios orientativos de toda la obra civil del campo solar.

El método para aplicar los costos se realizó por porcentajes de los terrenos totales, donde:

- Acondicionamiento de la parcela se aplica en un 80% de la superficie.
- Movimiento de tierras se aplica en el 80% de la superficie.
- Los anclajes de los heliostatos
- Cimentaciones, tuberías y válvulas se aplica en el 50% de la superficie.
- Canalizaciones eléctricas se aplica en el 50% de la superficie.



- Red de pluviales se aplica en el 60% de la superficie.
- Red de tierras se aplica en el 50% de la superficie.
- Viales se aplica en el 50% de la superficie
- Cerramiento se aplica en el 50% de la superficie.

Obra Civil				
Descripción	Cantidad	Precio (€)	Costo total (€)	Costo total (USD)
Acondicionamiento parcela (m ²)	560.000,00	0,03	16.800,00	18.984,00
Movimiento de tierras (m ²)	560.000,00	1,50	840.000,00	949.200,00
Pilotes (anclaje de heliostatos) (Unidad)	1.435,00	250,00	358.750,00	405.387,50
Cimentaciones, tuberías y válvulas (m ²)	320.000,00	0,68	217.600,00	245.888,00
Canalizaciones eléctricas (m ²)	320.000,00	1,16	371.200,00	419.456,00
Red de pluviales (m ²)	400.000,00	1,29	516.000,00	583.080,00
Red de tierras (m ²)	320.000,00	0,42	134.400,00	151.872,00
Viales (m ²)	320.000,00	0,87	278.400,00	314.592,00
Cerramiento (m ²)	320.000,00	0,15	48.000,00	54.240,00
Edificio de control y oficina (Unidad)	1,00	400.000,00	400.000,00	452.000,00
Nave de tratamiento de agua (Unidad)	1,00	250.000,00	250.000,00	282.500,00
TOTAL			3.431.150,00	3.877.200

Tabla 31. Cálculo del costo de la obra civil

Torre

Para el cálculo de la torre, se utilizó la siguiente fórmula:

$$CTOW = CT_1 * \left(\frac{HTOW}{H_1}\right)^\alpha$$

$CTOW = Coste de la torre$

$CT_1 = Coste de una torre de referencia = € 4.510.000 = USD 5.096.300$

$HTOW = Altura de la torre = 165 mts$

$H_1 = Altura de la torre de referencia = 130 mts$

$\alpha = Coeficiente exponencial = 1,5$

El resultado obtenido del coste de la torre es de un total de **USD 7.287.286,98**.

Receptor

Cada central tiene un receptor instalado fabricado específicamente para esa central, por lo que una tarifa no existe. La fórmula utilizada es la siguiente:

$$CREC = CR_1 * \left(\frac{AREC}{A_1}\right)^\gamma$$

$CREC = \text{Coste de la torre}$

$CR_1 = \text{Coste del receptor de referencia} = \text{€ } 7.330.000 = \text{USD } 8.282.900$

$AREC = \text{Área del receptor} = 600 \text{ m}^2$

$A_1 = \text{Altura de la torre de referencia} = 240 \text{ m}^2$

$\gamma = \text{Coeficiente exponencial} = 0,8$

El resultado obtenido del coste de la torre es de un total de **USD 17.239.887,4**.

Pasos para obtener el área del receptor

Para poder dimensionar correctamente el campo solar se ha tenido en cuenta el siguiente grafico extraído de un estudio acerca del dimensionamiento:

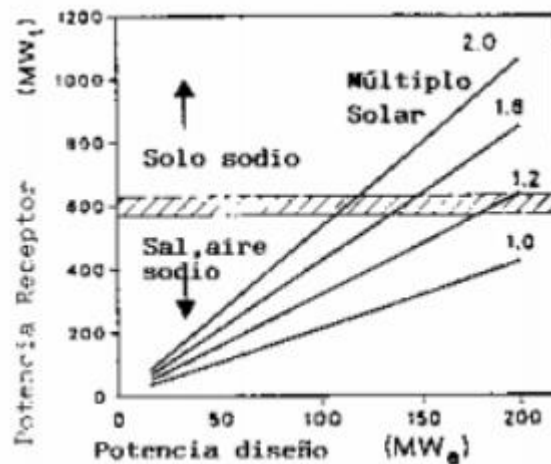


Figura 18. Relación entre la potencia eléctrica de la planta en el



punto de diseño y la potencia que tiene el receptor

En el gráfico, establece una relación entre la potencia que tiene el receptor la potencia de diseño de la central. En este proyecto, se tiene una potencia de diseño de 50 MW.

Por otro lado, para obtener el múltiplo solar, se realizó un promedio entre 1,6 y 2 que son los valores más utilizados en los diferentes proyectos estudiados. A partir de esta información, del grafico se obtiene que la potencia del receptor es de 280 MW.

A partir de estos datos obtenidos, y teniendo en cuenta el tipo de fluido que va a recorrer los tubos del receptor es posible saber el área de absorción del receptor, donde:

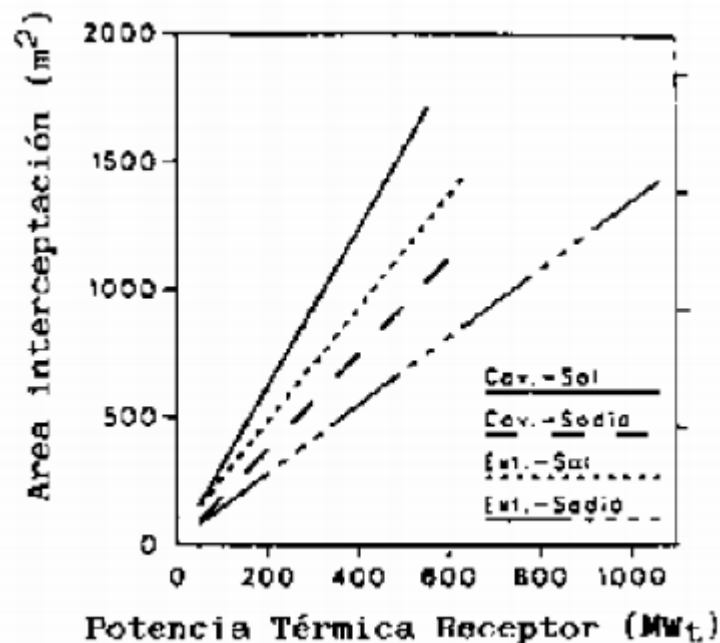


Figura 19. Gráfico de los diferentes vectores que intervienen a la hora de orientar los heliostatos

Con los 280 MW, se obtiene que el área de intercepción es de 600 m². Para la interpretación del gráfico, se tuvo en cuenta el tipo de receptor elegido es



externo y el fluido de trabajo que son sales fundidas; esto estableció entonces que la adecuada entre las cuatro opciones es la “Ext-sal”.

Instrumentalización y control

Comprende por un lado el controlador local, que son unidades que van colocadas en cada uno de los heliostatos instalados en la central. Estos controladores son los encargados de informar al sistema de instrumentación sobre todos los movimientos realizados por los heliostatos para ajustarse a la posición del Sol, además de ser los encargados de controlar todos los movimientos de los heliostatos. Por el otro lado, están los costos relacionados con la instalación de una serie de programas informáticos de control, junto con equipos necesarios como son los ordenadores, simuladores y otros sistemas de control.

Instrumentación				
Descripción	Cantidad	Precio (€)	Costo total (€)	Costo total (USD)
Controlador local (Unidad)	1.435,00	180,50	259.017,50	292.689,78
Instrumentación total (Unidad)	1,00	800.000,00	800.000,00	904.000,00
TOTAL			1.059.017,50	1.196.689,78

Tabla 32. Costo de instrumentación y control

Costo de la inversión del almacenamiento de sales

En este apartado se detallará la inversión que es necesaria para el almacenamiento de sales. El desglose es el siguiente,

Sistema de sales	USD
Depósitos	2.824.887,00
Generador de vapor	1.318.811,70
Compuesto sódico	3.303.620,54
SUBTOTAL	7.447.319,24

Tabla 33. Coste de la inversión del almacenamiento de sales



Depósitos

Comprende los dos tanques (caliente y frío) que dispone la central. Están dimensionados para una capacidad de almacenamiento de hasta 12 horas, siendo el tanque caliente (12.205 m³ de volumen) más grande que el frío (10.794 m³).

Dentro del precio de construcción de los depósitos está incluido el costo del aislamiento y la instrumentalización.

Depósitos				
Descripción	Cantidad	Precio (€)	Costo total (€)	Costo total (USD)
Tanque caliente (m ³)	12.205,00	100,00	1.220.500,00	1.379.165,00
Tanque frío (m ³)	10.794,00	100,00	1.079.400,00	1.219.722,00
Bomba sales (Unidad)	2,00	100.000,00	200.000,00	226.000,00
TOTAL			2.499.900,00	2.824.887,00

Tabla 34. Cálculo del costo de depósitos

Generador de vapor

El equipo más importante en este apartado es el intercambiador. El precio está estimado teniendo en cuenta el modelo del intercambiador, consultando a diferentes proveedores e investigando el costo de este ítem en otros proyectos de plantas termo solares que utilicen sales fundidas como fluido de trabajo, estimando un precio promedio de USD 1.000.000. También se incluyen en este grupo, las válvulas y tuberías.

Generador de Vapor				
Descripción	Cantidad	Precio (€)	Costo total (€)	Costo total (USD)
Intercambiador (Unidad)	1,00	900.000,00	900.000,00	1.017.000,00
Tuberías (Unidades de 1 mts)	3.500,00	75,00	262.500,00	296.625,00
Válvulas (Unidad)	17,00	270,00	4.590,00	5.186,70
TOTAL			1.167.090,00	1.318.811,70

Tabla 35. Costo del generador de vapor

Compuesto sódico

Para dimensionar la cantidad de Kg necesaria de sales se realizan los siguientes cálculos:



En primer lugar, se debe calcular la capacidad máxima de almacenamiento energético con 12 horas de almacenamiento, para ello:

$$Q_{alm} = \frac{W_{ciclo} * h_{alm}}{\eta_{ciclo} * \eta_{interc}}$$

$$W_{ciclo} = potencia instalada en MW = 50 MW$$

$$h_{alm} = horas de almacenamiento de la central = 12 horas$$

$$\eta_{ciclo} = rendimientos del ciclo = 0,43$$

$$\eta_{interc} = rendimientos del intercambiador = 0,9$$

El resultado obtenido será:

$$Q_{alm} = \frac{50 MW * 12 horas}{0,43 * 0,9} = 1.550,38 MWh = 5.581.395,36 Mj$$

Luego, es necesario dimensionar la cantidad necesaria de compuesto sódico, es decir los Kg necesarios de sales fundidas. Para esto, se emplea el factor de relación entre los Mj y los Kg de sales elegidas para la central. Este factor es 2,28 y hay que multiplicarlo por el Q_{alm} para obtener la cantidad de sales en Kg:

$$m_s = Q_{alm} * factor = 5.581.395,36 * 2,28$$

$$m_s = 12.725.581,4 kg$$

Una vez obtenido los Kg de sal, y considerando 1.000.000 Kg de reserva, se obtiene un total de **13.725.581,4 Kg**, es decir, **13.725,58 Tn**.

A medida que el proyecto avance, se deberán ir reponiendo las sales en un volumen de 20% anual.



Compuesto sódico				
Descripción	Cantidad	Precio (€)	Costo total (€)	Costo total (USD)
Bombas de sales (Unidad)	14,00	100.000,00	1.400.000,00	1.582.000,00
Sistema de expansión (Unidad)	1,00	150.000,00	150.000,00	169.500,00
Sales (Tn)	13.735,58	100,00	1.373.558,00	1.552.120,54
TOTAL			2.923.558,00	3.303.620,54

Tabla 36. Cálculo del compuesto sódico

Coste de la inversión de la isla de potencia

Se analizará en este apartado la inversión que es necesaria realizar en la isla de potencia de la central. El desglose es el siguiente,

Isla de potencia	USD
Equipos mecánicos	10.042.479,50
Equipos eléctricos	4.393.671,65
Obra civil	2.373.000,00
SUBTOTAL	16.809.151,15

Tabla 37. Coste del ciclo de potencia

Equipos mecánicos

Se consideran en este apartado todos los equipos necesarios para el funcionamiento mecánico del ciclo Rankine, es decir la turbina, generador eléctrico, condensador y el sistema de refrigeración. También se deben incluir los costos de las válvulas, bombas y tuberías.

Equipos mecánicos				
Descripción	Cantidad	Precio (€)	Costo total (€)	Costo total (USD)
Grupo Turbo-generador				
Turbina SST-300 (Unidad)	1,00	5.000.000,00	5.000.000,00	5.650.000,00
Generador (Unidad)	1,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.260.000,00
Aeroenfriador (Unidad)	1,00	1.200.000,00	1.200.000,00	1.356.000,00
Sistema de refrigeración				
Bombas (Unidad)	25,00	15.000,00	375.000,00	423.750,00
Tuberías (Unidades de 1 metro)	4.000,00	75,00	300.000,00	339.000,00
Válvulas (Unidad)	45,00	270,00	12.150,00	13.729,50
TOTAL			8.887.150,00	10.042.479,50

Tabla 38. Cálculo del costo de equipos mecánicos



Equipos eléctricos

Se incluyen en dicho apartado todo el equipamiento eléctrico y electrónico del ciclo Rankine (sistemas de control, cableados y sistemas auxiliares). A la hora de dimensionar este costo surge el mismo inconveniente que en el cableado y equipamiento del campo solar. Se realizó una estimación aproximada del costo teniendo en cuenta otros proyectos e investigaciones y consultando costos de modelos comerciales como es el caso de los transformadores, los tubos, el cableado o la instrumentalización.

Equipos Eléctricos				
Descripción	Cantidad	Precio (€)	Costo total (€)	Costo total (USD)
Transformadores (Unidad)	4,00	60.000,00	240.000,00	271.200,00
Sistemas esenciales para el funcio	1,00	980.000,00	980.000,00	1.107.400,00
Sistemas auxiliares (Unidad)	1,00	500.000,00	500.000,00	565.000,00
Cableado (Bobina de 2 metros)	4.250,00	185,00	786.250,00	888.462,50
Equipos de refrigeración (Unidad)	5,00	80.000,00	400.000,00	452.000,00
Instrumentación (Unidad)	1,00	950.000,00	950.000,00	1.073.500,00
Tubos (Unidades de 1 metro)	5.500,00	5,81	31.955,00	36.109,15
TOTAL			3.888.205,00	4.393.671,65

Tabla 39. Coste de equipos eléctricos

Obra civil

Se incluye la urbanización bloque de potencia, la construcción de la nave del bloque de potencia y las bancadas principales.

Obra civil				
Descripción	Cantidad	Precio (€)	Costo total (€)	Costo total (USD)
Urbanización bloque de potencia	1,00	500.000,00	500.000,00	565.000,00
Nave del bloque de potencia (Unidad)	1,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.130.000,00
Bancadas principales (Unidad)	2,00	300.000,00	600.000,00	678.000,00
TOTAL			2.100.000,00	2.373.000

Tabla 40. Coste de la obra civil

6.4. Datos de generación

En el proyecto se lleva a cabo la generación de un servicio vital como es la energía eléctrica, a partir de fuentes renovables, específicamente de la Energía Solar Térmica de Concentración.



La potencia de diseño de la planta, como se mencionó en apartados anteriores, será de 50 MW y su capacidad será de 394,2 GWh.

La planta trabajará los 365 días del año, las 24 horas del día. Esto se debe al almacenamiento de sales fundidas que logra que la planta siga operando en los momentos que no hay radiación solar y durante la noche.

Servicio	Energía Eléctrica
Potencia de diseño MW	50
Capacidad de diseño MWh/año	394.200
Días aborables anuales	365
Horas por Turno	8
Turnos Utilizados	3
Hs/ Día	24
Disponibilidad de la planta	0,9

Tabla 41. Datos de generación

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
70,00	70,00	70,00	70,00	70,00

Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
70,00	70,00	70,00	70,00	70,00

Tabla 42. Precio de generación en USD/MWh

6.5. Producción y costos

En la siguiente tabla se muestra la generación de energía en MWh/año a partir de los datos de la tabla 40.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
MWh	394.200	394.200	394.200	394.200	394.200

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
MWh	394.200	394.200	394.200	394.200	394.200

Tabla 43. Generación anual de energía

A partir de la generación, y con un precio de 70 USD/MWh, se calculó el ingreso por venta por año.



	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
USD/MWh	27.594.000	27.594.000	27.594.000	27.594.000	27.594.000

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
USD/MWh	27.594.000	27.594.000	27.594.000	27.594.000	27.594.000

Tabla 44. Ingreso por venta de generación

La cantidad de materia prima que se necesita para llevar adelante la generación, se especifica en la tabla siguiente:

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Sales Tn	2.747	2.747	2.747	2.747	2.747
Agua de vapor	54.309	54.309	54.309	54.309	54.309

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Sales Tn	2.747	2.747	2.747	2.747	2.747
Agua de vapor	54.309	54.309	54.309	54.309	54.309

Tabla 45. Cantidad de sales necesarias para producir por año

Sabiendo que el costo por tonelada de sal es de 113 USD, el costo de mano de obra es de 1,11 USD/MWh y el agua de vapor 3,4 USD/ton se calcularon los costos de generación como se muestra en las tablas que siguen:

Costos directos	USD
Sales	113,00
Mano de Obra	1,11
Agua de vapor	3,40

Tabla 46. Costo de materias primas y mano de obra

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Sales USD/Kg	310.424	310.424	310.424	310.424	310.424
Mano de Obra	438.418	438.418	438.418	438.418	438.418
Agua de vapor	184.652	184.652	184.652	184.652	184.652
TOTAL	933.494,33	933.494,33	933.494,33	933.494,33	933.494,33

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Sales USD/Kg	310.424	310.424	310.424	310.424	310.424
Mano de Obra	438.418	438.418	438.418	438.418	438.418
Agua de vapor	184.652	184.652	184.652	184.652	184.652
TOTAL	933.494,33	933.494,33	933.494,33	933.494,33	933.494,33

Tabla 47. Costos directos de generación



	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Sales USD/Kg	65.189	65.189	65.189	65.189	65.189
Mano de Obra	92.068	92.068	92.068	92.068	92.068
Agua de vapor	38.777	38.777	38.777	38.777	38.777
TOTAL	196.033,81	196.033,81	196.033,81	196.033,81	196.033,81

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Sales USD/Kg	65.189	65.189	65.189	65.189	65.189
Mano de Obra	92.068	92.068	92.068	92.068	92.068
Agua de vapor	38.777	38.777	38.777	38.777	38.777
TOTAL	196.033,81	196.033,81	196.033,81	196.033,81	196.033,81

Tabla 48. IVA de costos directos

6.6. Capital de trabajo. Estado de situación patrimonial proyectado

El capital de trabajo se calcula a partir del activo corriente (todo lo que se convierte en dinero en un período de doce meses) menos el pasivo corriente (deudas y obligaciones en un período de doce meses).

Activo Corriente	Periodo 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Disponibilidades mínimas caja y Bancos	0	4.292.400	766.500	383.250	383.250	383.250
Crédito a Compradores Mercado Interno	880.283	311.165	51.861	25.930	25.930	25.930
Pasivo Corriente						
Crédito Prov. Materia Prima Nacional	8.623	103.475	17.246	8.623	8.623	8.623
Otras Cuentas a Pagar	0	4.599.000	766.500	383.250	383.250	383.250
Total Capital de Trabajo	871.660	-98.910	34.615	17.308	17.308	17.308
Variación Capital de Trabajo	871.660	-98.910	133.525	-17.308	0	0

Activo Corriente	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Disponibilidades mínimas caja y Bancos	383.250	383.250	383.250	383.250	383.250
Crédito a Compradores Mercado Interno	25.930	25.930	25.930	25.930	25.930
Pasivo Corriente					
Crédito Prov. Materia Prima Nacional	8.623	8.623	8.623	8.623	8.623
Otras Cuentas a Pagar	383.250	383.250	383.250	383.250	383.250
Total Capital de Trabajo	17.308	17.308	17.308	17.308	17.308
Variación Capital de Trabajo	0	0	0	0	0

Tabla 49. Cuadro de capital de trabajo

	Periodo 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
IVA Capital de Trabajo	0	901.404	160.965	80.483	80.483	80.483

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
IVA Capital de Trabajo	80.483	80.483	80.483	80.483	80.483

Tabla 50. IVA capital de trabajo



6.7. Mano de obra

Como se detalló en secciones anteriores, la mano de obra se compondrá de la siguiente manera:

Categorías	AÑO 1			AÑO 2				
	Cantidad de turnos			Cantidad de turnos				
Sector de Generación	1°	2°	3°	1°	2°	3°		
Jefe de planta	1	1		1	1			
Operarios	100	100		85	85			
Técnicos mecánicos	10	10		15	15			
Técnicos electricistas	10	10		15	15			
Técnicos de seguridad	5	5		10	10			
Sector Mantenimiento								
Jefe de mantenimiento								
Sector Administración								
Ingenieros civiles	5	5		5	5			
Ingenieros químicos	4	4		7	7			
Ingenieros Industriales	5	5	5	5				

Categorías	AÑO 3			FUNCIONAMIENTO			
	Cantidad de turnos			Cantidad de turnos			
Sector de Generación	1°	2°	3°	1°	2°	3°	
Jefe de planta	1	1		1	1	1	
Operarios	7	7		7	7	7	
Técnicos mecánicos	7	7		3	3	3	
Técnicos electricistas	7	7		3	3	3	
Técnicos de seguridad	4	3		2	2	2	
Sector Mantenimiento							
Jefe de mantenimiento				1	1	1	
Sector Administración							
Ingenieros civiles	2	3		2	2	2	
Ingenieros químicos	1	2		2	2	2	
Ingenieros Industriales	2	1	2	2	2		

Tabla 51. Cantidad de personal y turnos

Categorías	Básico mensual (USD)	Premio (USD) 2,5%	Sueldo Bruto Mensual (USD)	Vacaciones (USD)	1/2 Aguinaldo (USD)
Sector de Generación					
Jefe de planta	900,0	22,5	922,5	76,9	461,3
Operarios	360,0	9,0	369,0	30,8	184,5
Técnicos mecánicos	449,1	11,2	460,3	38,4	230,2
Técnicos electricistas	483,8	12,1	495,8	41,4	247,9
Técnicos de seguridad	522,2	13,1	535,3	44,6	267,6
Sector Mantenimiento					
Jefe de mantenimiento	750,0	18,8	768,8	64,1	384,4
Sector Administración					
Ingenieros civiles	795,0	19,9	814,9	68,0	407,4
Ingenieros químicos	798,0	19,9	817,9	68,2	409,0
Ingenieros Industriales	601,9	15,0	616,9	51,5	308,4

Tabla 52. Pagos correspondientes al personal



Porcentajes	
Asignación Familiar	9%
Jubilación	13%
Obra Social	6,5%
Seguros	1,5%

Tabla 53. Porcentajes de cargas sociales

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Sector de Generación	952.971	987.105	189.837	322.038	322.038
Sector Mantenimiento	0	0	0	13.652	13.652
Sector Administración	198.560	242.134	13.571	93.472	93.472

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Sector de Generación	322.038	322.038	322.038	322.038	322.038
Sector Mantenimiento	13.652	13.652	13.652	13.652	13.652
Sector Administración	93.472	93.472	93.472	93.472	93.472

Tabla 54. Cálculo mano de obra

Total Sector Generación	4.384.181	USD/proyecto
Total MWh generados	3.942.000	MWh/Proyecto
USD/ MWh	1,11	

Tabla 55. Mano de obra

6.8. Gastos generales y de administración

Gastos generales	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Gastos mantenimiento	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Limpieza	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Subtotal	27.500	27.500	27.500	27.500	27.500
Gastos administración					
Papelería y útiles	500	500	500	500	500
Seguros	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Art.Limpieza	600	600	600	600	600
Telefonía	500	500	500	500	500
Subtotal	7.600	7.600	7.600	7.600	7.600
Gastos mano de obra					
Comidas	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820
Transporte	22.352	22.352	22.352	22.352	22.352
Subtotal	31.172	31.172	31.172	31.172	31.172
Total Costos Indirectos	66.272	66.272	66.272	66.272	66.272



Gastos generales	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Gastos mantenimiento	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Limpieza	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Subtotal	27.500	27.500	27.500	27.500	27.500
Gastos administración					
Papelería y útiles	500	500	500	500	500
Seguros	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Art.Limpieza	600	600	600	600	600
Telefonía	500	500	500	500	500
Subtotal	7.600	7.600	7.600	7.600	7.600
Gastos mano de obra					
Comidas	8.820	8.820	8.820	8.820	8.820
Transporte	22.352	22.352	22.352	22.352	22.352
Subtotal	31.172	31.172	31.172	31.172	31.172
Total Costos Indirectos	66.272	66.272	66.272	66.272	66.272

Tabla 56. Cálculo de gastos generales y de administración

6.9. Cálculo de IVA

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Costos directos					
Sales	65.189	65.189	65.189	65.189	65.189
Mano de Obra	92.068	92.068	92.068	92.068	92.068
Agua de vapor	38.777	38.777	38.777	38.777	38.777
Subtotal	196.034	196.034	196.034	196.034	196.034
Gastos generales					
Gastos mantenimiento	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
Limpieza	1.575	1.575	1.575	1.575	1.575
Subtotal	5.775	5.775	5.775	5.775	5.775
Gastos administración					
Papelería y útiles	105	105	105	105	105
Seguros	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260
Art.Limpieza	126	126	126	126	126
Telefonía	105	105	105	105	105
Subtotal	1.596	1.596	1.596	1.596	1.596
Gastos mano de obra					
Comidas	1.852,17	1.852,17	1.852,17	1.852,17	1.852,17
Transporte	4.693,94	4.693,94	4.693,94	4.693,94	4.693,94
Subtotal	6.546,12	6.546,12	6.546,12	6.546,12	6.546,12
TOTAL	209.951	209.951	209.951	209.951	209.951



	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Costos directos					
Sales	65.189	65.189	65.189	65.189	65.189
Mano de Obra	92.068	92.068	92.068	92.068	92.068
Agua de vapor	38.777	38.777	38.777	38.777	38.777
Subtotal	196.034	196.034	196.034	196.034	196.034
Gastos generales					
Gastos mantenimiento	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
Limpieza	1.575	1.575	1.575	1.575	1.575
Subtotal	5.775	5.775	5.775	5.775	5.775
Gastos administración					
Papelería y útiles	105	105	105	105	105
Seguros	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260
Art.Limpieza	126	126	126	126	126
Telefonía	105	105	105	105	105
Subtotal	1.596	1.596	1.596	1.596	1.596
Gastos mano de obra					
Comidas	1.852,17	1.852,17	1.852,17	1.852,17	1.852,17
Transporte	4.693,94	4.693,94	4.693,94	4.693,94	4.693,94
Subtotal	6.546,12	6.546,12	6.546,12	6.546,12	6.546,12
TOTAL	209.951	209.951	209.951	209.951	209.951

Tabla 57. IVA compras

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
USD/MWh	5.794.740	5.794.740	5.794.740	5.794.740	5.794.740
TOTAL	5.794.740	5.794.740	5.794.740	5.794.740	5.794.740
	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
USD/MWh	5.794.740	5.794.740	5.794.740	5.794.740	5.794.740
TOTAL	5.794.740	5.794.740	5.794.740	5.794.740	5.794.740

Tabla 58. IVA ventas

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
IVA ventas - IVA compras	6.387.248	6.222.058	6.220.524	6.218.424	6.218.424
TOTAL	6.387.248	6.222.058	6.220.524	6.218.424	6.218.424
	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
IVA ventas - IVA compras	6.220.524	6.218.424	6.218.424	6.220.524	6.218.424
TOTAL	6.220.524	6.218.424	6.218.424	6.220.524	6.218.424

Tabla 59. Posición técnica del IVA



	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
IVA inversión	609.229	637.269	635.735	633.635	633.635
IVA recupero	6.387.248	6.222.058	6.220.524	6.218.424	6.218.424
IVA saldo	-5.778.019	-5.584.789	-5.584.789	-5.584.789	-5.584.789

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
IVA inversión	635.735	633.635	633.635	635.735	633.635
IVA recupero	6.220.524	6.218.424	6.218.424	6.220.524	6.218.424
IVA saldo	-5.584.789	-5.584.789	-5.584.789	-5.584.789	-5.584.789

Tabla 60. IVA recupero

6.10. Proyección y evaluación

6.10.1. Fuentes de financiamiento

Para llevar adelante el financiamiento del proyecto se decidió optar por el otorgado por Banco Nación, el cual se brinda a los proyectos de inversión destinados al uso de fuentes renovables de energía para la producción de energía eléctrica.

Los datos utilizados para este financiamiento se detallan en la siguiente tabla:

Plazo (años)	10
Monto (USD)	6.000.000
Apoyo hasta	80%
Gracia (meses)	24
TNA	17%
Comisión	0,70%

Tabla 61. Datos de financiamiento Banco Nación

	Período 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Amortización	0	0	0	750.000	750.000	750.000
Interés		950.400	950.400	876.150	757.350	638.550
Comisión	42.000					

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Amortización	750.000	750.000	750.000	750.000	750.000
Interés	519.750	400.950	282.150	163.350	44.550
Comisión					



Tabla 62. Cálculo de financiamiento

Por lo tanto, la estructura del capital quedará consolidada de la siguiente manera:

	Monto	Participación
Aporte Accionista	115.534.006	95,06%
Financiamiento	6.000.000	4,94%
Total financiamien	121.534.006	100%

Tabla 63. Estructura del capital

6.11. Análisis FODA

Fortalezas:

- ✓ Aprovechamiento de la energía del sol
- ✓ Disminución de enfermedades provocadas por otros tipos de contaminantes
- ✓ No contamina, ya que no produce emisiones gaseosas de efecto invernadero generadoras de cambios climáticos
- ✓ Aprovechamiento de recursos naturales
- ✓ Disminución de daños al medio ambiente
- ✓ Calidad de vida superior para las generaciones siguientes
- ✓ Nueva forma de crear energía en Argentina
- ✓ Beneficio de pueblos lejanos a las generadoras eléctricas
- ✓ Apoyo del estado de turno, en temática de energías renovables
- ✓ Gran cantidad de profesionales especializados y capacitados en las energías renovables
- ✓ La creciente tendencia del uso de esta energía, crea aumento del interés de los inversionistas por generar mayores ingresos en el largo plazo
- ✓ La energía se puede almacenar, aportando a la red la electricidad cuando es demandada incluso en horas sin luz solar.

Oportunidades:

- ✓ Vivir un poco más libres de la contaminación



-
- ✓ Apoyo del estado para desarrollar este proyecto
 - ✓ Mejores oportunidades de acceso a los servicios públicos por parte de quienes viven en zonas rurales o áreas aisladas
 - ✓ Mayor fuente de empleo
 - ✓ Ahorro de energía
 - ✓ Favorecimiento de la economía
 - ✓ Avances tecnológicos en el país
 - ✓ Generación de puestos de trabajo, para reducir la tasa de desempleo de la provincia de San Juan
 - ✓ Amenaza para las centrales eléctricas convencionales, basadas en hidrocarburos fósiles
 - ✓ Oposición a la contaminación producida a partir de la generación convencional de energía eléctrica
 - ✓ Generadora de empleo. Una planta de 50MW genera 5.000 puestos de trabajo directos, 2.000 puestos en la construcción y 50 puestos permanentes.
 - ✓ Recurso inagotable

Debilidades:

- ✓ Alto costo de instalación
- ✓ Ignorancia del funcionamiento por parte de la sociedad
- ✓ Falta de información nacional
- ✓ Resistencia a la nueva forma de energía
- ✓ Impacto visual de instalación en el paisaje
- ✓ Se requiere una alta inversión inicial
- ✓ Gran inversión en capacitación de operadores de planta
- ✓ Falta de concientización sobre energías renovables



Amenazas:

- ✓ Malas condiciones climáticas que afectan a la absorción constante de la radiación solar
- ✓ Obsolescencia rápida de la tecnología instalada
- ✓ Crisis económicas
- ✓ Falta de conocimiento por parte de potenciales trabajadores
- ✓ Oposición de las organizaciones a favor del medio ambiente por afectar la visual del paisaje
- ✓ Actividades adversas por quienes generan energía eléctrica convencional
- ✓ Oposición de proteccionistas de animales, por el daño que puede generar la radiación solar que refracta en los espejos a las aves que vuelen cerca de la planta generadora

6.12. Estructura del capital

La inversión total de un proyecto de tal envergadura puede dividirse a modo conceptual de la siguiente manera:

- Helioestatos suponen más del 40% de la inversión
- Torre y receptor suponen un poco menos del 20% de la inversión.

6.12.1. Cuadro de resultados

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ventas	27.594.000	27.594.000	27.594.000	27.594.000	27.594.000
Costos de generación	933.494	933.494	933.494	933.494	933.494
Resultado Bruto	28.527.494	28.527.494	28.527.494	28.527.494	28.527.494
Gastos generales	27.500	27.500	27.500	27.500	27.500
Gastos de administración	7.600	7.600	7.600	7.600	7.600
Gastos mano de obra	31.172	31.172	31.172	31.172	31.172
Gastos amortización	6.089.349	6.089.349	6.089.349	5.687.119	5.687.119
Intereses	950.400	950.400	876.150	757.350	638.550
Impuestos a los IIBB	965.790	965.790	965.790	965.790	965.790
Resultado antes de impuestos	20.455.683	20.455.683	20.529.933	21.050.963	21.169.763
Impuesto a las ganancias	7.159.489	7.159.489	7.185.477	7.367.837	7.409.417
Resultado después de impuestos	13.296.194	13.296.194	13.344.457	13.683.126	13.760.346



	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ventas	27.594.000	27.594.000	27.594.000	27.594.000	27.594.000
Costos de generación	933.494	933.494	933.494	933.494	933.494
Resultado Bruto	28.527.494	28.527.494	28.527.494	28.527.494	28.527.494
Gastos generales	27.500	27.500	27.500	27.500	27.500
Gastos de administración	7.600	7.600	7.600	7.600	7.600
Gastos mano de obra	31.172	31.172	31.172	31.172	31.172
Gastos amortización	5.687.119	5.687.119	5.687.119	5.687.119	5.687.119
Intereses	519.750	400.950	282.150	163.350	44.550
Impuestos a los IBB	965.790	965.790	965.790	965.790	965.790
Resultado antes de impuestos	21.288.563	21.407.363	21.526.163	21.644.963	21.763.763
Impuesto a las ganancias	7.450.997	7.492.577	7.534.157	7.575.737	7.617.317
Resultado después de impuestos	13.837.566	13.914.786	13.992.006	14.069.226	14.146.446

Tabla 64. Cuadro de resultados

6.12.2. Free Cash Flow y Capital Cash Flow

	Periodo 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Flujo de caja neto con financiación	0	21.309.330	20.989.858	20.364.738	20.292.241	20.367.832
Valor residual						
Aporte accionistas	115.534.005,53					
Equity Cash Flow	-115.534.006	21.309.330	20.989.858	20.364.738	20.292.241	20.367.832

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Flujo de caja neto con financiación	20.447.152	20.534.372	20.611.592	20.690.912	20.766.032
Valor residual					
Aporte accionistas					
Equity Cash Flow	20.447.152	20.534.372	20.611.592	20.690.912	20.766.032

Tabla 65. Rentabilidad – Equity cash flow

	Periodo 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
	-115.534.006	21.309.330	20.989.858	20.364.738	20.292.241	20.367.832
Ingresos financieros	6.000.000	0	0	0	0	0
Egresos financieros						
Amortizaciones	0	0	0	750.000	750.000	750.000
Intereses	0	950.400	950.400	876.150	757.350	638.550
Protección fiscal	0	332.640	332.640	306.653	265.073	223.493
Free cash flow	-121.534.006	21.927.090	21.607.618	21.684.235	21.534.518	21.532.889

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	20.447.152	20.534.372	20.611.592	20.690.912	20.766.032
Ingresos financieros	0	0	0	0	0
Egresos financieros					
Amortizaciones	750.000	750.000	750.000	750.000	750.000
Intereses	519.750	400.950	282.150	163.350	44.550
Protección fiscal	181.913	140.333	98.753	57.173	15.593
Free cash flow	21.534.989	21.544.989	21.544.989	21.547.089	21.544.989

Tabla 66. Rentabilidad – Free cash flow



6.12.3. CAPM

Para comenzar con el cálculo de beta, se tomaron como dato principal la cotización del merval.

Cotizacion Merval		
Fecha	Valor Cierre	Variacion
29/12/2005	1.532,53	
28/12/2006	2.090,80	31,1%
28/12/2007	2.163,34	3,4%
30/12/2008	1.079,64	-69,5%
30/12/2009	2.323,88	76,7%
30/12/2010	3.511,66	41,3%
29/12/2011	2.461,00	-35,6%
28/12/2012	2.854,29	14,8%
30/12/2013	5.391,03	63,6%
30/12/2014	8.579,02	46,5%
30/12/2015	11.675,18	30,8%
29/12/2016	16.917,86	37,1%
30/12/2017	29.974,54	57,2%
31/12/2018	30.292,55	1,1%

Estructuración Capital
$K_D = 4,94\%$
$K_e = 95,06\%$

Siendo K_D el porcentaje de financiación por parte del Banco y K_e el costo en el que se incurre para financiar el proyecto con recursos propios.



Situación del Mercado Probabilidad de Ocurrencia P(s)		Rm	$P_{(s)} R_m$	$R_m - R_{m(m)}$	$(R_m - R_{m(m)})^2$	$P_{(s)} (R_m - R_{m(m)})^2$
Altamente recesivo	3%	-69,50%	-2,09%	-94,38%	0,89071343	0,026721403
Moderadamente Recesivo	15%	2,10%	0,32%	-22,77%	0,05186365	0,007779547
Neutro	60%	23,99%	14,40%	-0,88%	7,7771E-05	4,66627E-05
Moderada Recuperación	15%	45,88%	6,88%	21,01%	0,0441413	0,006621196
Fuerte recuperación	7%	76,66%	5,37%	51,79%	0,26817905	0,018772534
100%			24,88%			

Rendimiento promedio esperado por Dividendos = **3,00%**

Rm Total esperado = 27,88%

Rm = rendimiento esperado de los mercados para cada escenario

Varianza (Rm)=	0,05994134
$\theta (m) =$	0,24482921

Tabla 67. Cálculo de la varianza

Situación del Sector Probabilidad de Ocurrencia P(s)		$R_{(j)}$	$P_{(s)} R_{(j)}$	$R_{(j)} - (3)$	$R_m - R_{m(m)}$	(4)*(5)	P(s)*(6)
Altamente recesivo	3%	26,54%	0,80%	-16,18%	-94,378%	15,270%	0,458%
Moderadamente Recesivo	15%	34,32%	5,15%	-8,40%	-22,774%	1,913%	0,287%
Neutro	60%	42,10%	25,26%	-0,62%	-0,882%	0,005%	0,003%
Crecimiento	15%	49,87%	7,48%	7,15%	21,010%	1,502%	0,225%
Fuerte crecimiento	7%	57,65%	4,04%	14,93%	51,786%	7,732%	0,541%
			42,72%				

Covar. Proyecto = 1,515%

Tabla 68. Cálculo de la covarianza

Por lo tanto, los datos obtenidos de beta, WACC y K_E se ven en la siguiente tabla:

β_U del Proyecto =	0,25
β_L del Proyecto =	0,26
$\beta_{Acivo Total}$ Proyecto =	0,25
K_E =	7,06%
WACC =	7,72%

Tabla 69. Beta del proyecto, K_E y WACC



6.12.4. Flujo de fondos, VAN y TIR

	Periodo 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingresos operativos						
USD/MWh	0	27.594.000	27.594.000	27.594.000	27.594.000	27.594.000
Egresos operativos						
Gastos generales	0	27.500	27.500	27.500	27.500	27.500
Gastos de administración	0	7.600	7.600	7.600	7.600	7.600
Flujo de caja operativo	0	27.558.900	27.558.900	27.558.900	27.558.900	27.558.900
Ingresos no operativos						
IVA recuperado	0	6.387.248	6.222.058	6.220.524	6.218.424	6.218.424
Aporte accionistas	115.534.006	0	0	0	0	0
Egresos no operativos						
Inversión Capex	120.662.345	3.660.049	3.581.897	3.654.577	3.644.106	3.645.735
Variación de Capital de trabajo	871.660	-98.910	133.525	-17.308	0	0
Impuestos a los IIBB		965.790	965.790	965.790	965.790	965.790
Impuesto a las ganancias		7.159.489	7.159.489	7.185.477	7.367.837	7.409.417
Flujo de caja no operativo	-6.000.000	-5.299.170	-5.618.642	-5.568.012	-5.759.309	-5.802.518
Flujo de caja sin financiación	-6.000.000	22.259.730	21.940.258	21.990.888	21.799.591	21.756.382
Ingresos financieros	6.000.000	0	0	0	0	0
Egresos financieros						
Amortización de capital	0,00	0,00	0,00	750.000	750.000	750.000
Intereses	0,00	950.400	950.400	876.150	757.350	638.550
Flujo de caja neto con financiación	0	21.309.330	20.989.858	20.364.738	20.292.241	20.367.832
Flujo de caja acumulado	0	21.309.330	42.299.188	62.663.926	82.956.167	103.323.999

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos operativos					
USD/MWh	27.594.000	27.594.000	27.594.000	27.594.000	27.594.000
Egresos operativos					
Gastos generales	27.500	27.500	27.500	27.500	27.500
Gastos de administración	7.600	7.600	7.600	7.600	7.600
Flujo de caja operativo	27.558.900	27.558.900	27.558.900	27.558.900	27.558.900
Ingresos no operativos					
IVA recuperado	6.220.524	6.218.424	6.218.424	6.220.524	6.218.424
Aporte accionistas	0	0	0	0	0
Egresos no operativos					
Inversión Capex	3.645.735	3.633.635	3.633.635	3.633.635	3.633.635
Variación de Capital de trabajo	0	0	0	0	0
Impuestos a los IIBB	965.790	965.790	965.790	965.790	965.790
Impuesto a las ganancias	7.450.997	7.492.577	7.534.157	7.575.737	7.617.317
Flujo de caja no operativo	-5.841.998	-5.873.578	-5.915.158	-5.954.638	-5.998.318
Flujo de caja sin financiación	21.716.902	21.685.322	21.643.742	21.604.262	21.560.582
Ingresos financieros	0	0	0	0	0
Egresos financieros					
Amortización de capital	750.000	750.000	750.000	750.000	750.000
Intereses	519.750	400.950	282.150	163.350	44.550
Flujo de caja neto con financiación	20.447.152	20.534.372	20.611.592	20.690.912	20.766.032
Flujo de caja acumulado	123.771.151	144.305.523	164.917.115	185.608.027	206.374.059

Tabla 70. Flujo de fondos

TIR Accionista =	12,27%
TIR proyecto =	12,14%
WACC =	7,72%
VAN =	25.352.538

Tabla 71. TIR accionista, TIR proyecto, WACC, VAN



A partir de los resultados obtenidos, se llega a la conclusión de que el proyecto es rentable debido a que la TIR se encuentra dentro del rango propio de los proyectos renovables (10 – 14%), siendo ésta de 12,14%.

Por otro lado, la estructura de capital no está conformada de la manera adecuada, ya que solamente se puede tener un financiamiento de 6.000.000 de dólares, que solo representan el 4,94% de la inversión. Es por esto que se decidió que la planta tenga una potencia de 50 MW, dado a que es el monto que un accionista puede aportar como máximo a este tipo de proyecto.

A partir de los datos de WACC y Free Cash Flow arrojados por el modelo, se calculó el Valor Actual Neto del proyecto (VAN) el cual será de 25.352.538 USD. Como el VAN es mayor a cero, esto indica que el proyecto es rentable.

La inversión se recuperará en el quinto año, debido a que los ingresos por venta serán altos, ya que se tiene un precio muy competitivo en el mercado de la energía y se puede producir hasta las 24 horas del día.

ANEXO – diagrama de equipamiento y características

