



Agradecimientos: Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que han hecho posible este logro. En primer lugar, a mis padres y mis hermanas que me han apoyado a la distancia en cada una de mis decisiones. A Uxue y a la familia Arrieta Tarragona que me acogió como un miembro más de su bonita familia y han sido un factor emocional para alcanzar otro escalón en mi carrera profesional. A la Doctora Iraide López Roperó quien con su experiencia y profesionalismo me ha permitido adquirir nuevos conocimientos tanto en aula como en la investigación. Por último, quiero agradecer a todos mis amigos de Ecuador, España y México quienes hacen de esta experiencia mucho más agradable y enriquecedora.



Resumen: Las comunidades locales de energía pueden llegar a ser una potencial alternativa para fomentar la lucha contra el cambio climático. El avance tecnológico y la reducción de los precios en los últimos años ha permitido que los sistemas de generación, mediante fuentes de energía renovable, sean cada vez más asequibles y generan beneficios económicos al reducir el valor de la factura eléctrica para los socios de la comunidad, también es posible reducir el creciente impacto medioambiental. Los ciudadanos tienen en sus manos la posibilidad de marcar el cambio en cara al futuro y los gobiernos se encuentran en la obligación de favorecer las nuevas iniciativas innovadoras, por tal motivo, en este proyecto se plantean varias opciones de comunidades locales de energía para cubrir la demanda de ciertos usuarios que residen en Tolosa, Gipuzkoa y se comprueba la posibilidad de reducir la factura eléctrica y generar beneficios medioambientales.

Palabras clave: comunidad, electricidad, sistema, solar, almacenamiento.



Abstract: Local energy communities can become a potential alternative to promote the fight against climate change. Technological progress and price reductions in recent years have made renewable energy generation systems increasingly affordable and generate economic benefits by reducing the value of electricity bills for community members, as well as reducing the growing environmental impact. Citizens have the power to have influence in the future and governments have an obligation to encourage new innovative initiatives. For this reason, in this project, several options for local energy communities are proposed to cover the demand of certain users living in Tolosa, Gipuzkoa, and the possibility of reducing the electricity bill and generating environmental benefits is assessed.

Keywords: community, electricity, system, solar, storage.



Abstraktua: Tokiko energia-komunitateak alternatiba izan daitezke klima-aldaketaren aurkako borroka sustatzeko. Aurrerapen teknologikoari eta azken urteetako prezioen murrizketari esker, energia-iturri berriztagarrien bidezko sortze-sistemak gero eta eskuragarriagoak dira eta onura ekonomikoak sortzen dituzte erkidegoko bazkideentzako faktura elektrikoaren balioa murriztean. Era berean, ingurumen-inpaktu gero eta handiagoa murriztu daiteke. Herritarrek beren esku dute etorkizunari begira aldaketa markatzeko aukera, eta gobernuek ekimen berritzaile berriak bultzatu behar dituzte. Hori dela eta, proiektu honetan tokiko energia-komunitateen hainbat aukera planteatzen dira Tolosan (Gipuzkoa) bizi diren erabiltzaile batzuen eskaerari erantzuteko, eta faktura elektrikoa murrizteko eta ingurumen-onurak sortzeko aukera egiaztatzen da.

Gako-hitzak: komunitatea, elektrizitatea, sistema, eguzki-sistema, biltegitratzea.



Índice

1. MEMORIA	12
1.1. Introducción	12
1.2. Contexto	13
1.3. Objetivos y alcance del trabajo	19
1.4. Beneficios que aporta el trabajo	20
1.5. Análisis del estado del arte	21
1.6. Análisis de alternativas.....	44
1.7. Análisis de riesgos	49
1.8. Descripción de la solución propuesta	50
2. METODOLOGÍA.....	53
2.1. Recurso solar en Tolosa.....	54
2.2. Recurso solar en Málaga	54
2.3. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	55
2.4. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento.....	56
2.5. Perfiles de consumo de los casos de estudio.....	57
2.6. Estudio técnico de las CLEs físicas	61
2.7. Estudio técnico de las CLEs virtuales.....	84
2.8. Análisis de los resultados técnicos	99
3. ASPECTOS ECONÓMICOS	100
3.1. Costos de inversión inicial, operación y mantenimiento	100
3.2. Estimación de costos de inversión inicial de las CLEs físicas.....	105
3.3. Estimación de costos de inversión inicial de las CLEs virtuales.....	108
3.4. Análisis de rentabilidad	111
3.5. Análisis de los resultados económicos.....	130
4. CONCLUSIONES	132
4.1. Conclusiones generales	132
4.2. Conclusiones específicas	133
5. BIBLIOGRAFÍA	136
ANEXO I: Normativa aplicable	140
ANEXO II: Fichas técnicas, diseño de detalle y código	142



Lista de tablas

Tabla 1. Geografía de Tolosa. Fuente:[14].	16
Tabla 2. Clasificación de las tecnologías de Almacenamiento. Fuente: [18].	24
Tabla 3. Ejemplos de CLEs en Europa. Fuente: [19][20].	27
Tabla 4. Ejemplos de CLEs en España y Euskadi. Fuente:[19][21].	29
Tabla 5. Potenciales modelos de negocio basados en agregados zonales para CLEs. Fuente: [9].	32
Tabla 6. Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Fuente: [10].	33
Tabla 7. Peajes de acceso y cargos a baja tensión PEAJE 2.0 (< 1 kV). Fuente: [10].	34
Tabla 8. Peajes de acceso y cargos a baja tensión PEAJE 3.0 (< 1 kV). Fuente: [10].	34
Tabla 9. Puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público PEAJE 3.0. Fuente: [10].	35
Tabla 10. Pago de los autoconsumidores por la energía autoconsumida en instalaciones próximas a través de red. Fuente: [10].	35
Tabla 11. Clasificación de los periodos tarifarios para clientes 3.OTD. Fuente: [26].	42
Tabla 12. Alternativas de CLEs en Tolosa y sus modelos de negocio. Fuente: propia.	45
Tabla 13. Consumo de los 5 clientes para la alternativa 1. Fuente: propia.	57
Tabla 14. Consumo de los 6 clientes para la alternativa 2. Fuente: propia.	59
Tabla 15. Consumo de los 7 clientes para la alternativa 3. Fuente: propia.	60
Tabla 16. Dimensionamiento del Inversor para la alternativa 1. CLE física. Fuente: propia.	62
Tabla 17. Características y arreglo de los paneles solares de la alternativa 1. CLE física. Fuente: propia.	62
Tabla 18. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento para la alternativa 1. CLE física. Fuente: propia.	64
Tabla 19. Resumen de la energía producida y consumida de la CLE física, alternativa 1. Fuente: propia.	69
Tabla 20. Dimensionamiento del Inversor para la alternativa 2. CLE física. Fuente: propia.	70
Tabla 21. Características y arreglo de los paneles solares de la alternativa 2. CLE física. Fuente: propia.	70
Tabla 22. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento para la alternativa 2. CLE física. Fuente: propia.	72
Tabla 23. Resumen de la energía producida y consumida de la CLE física, alternativa 2. Fuente: propia.	77
Tabla 24. Dimensionamiento del Inversor para la alternativa 3. CLE física. Fuente: propia.	77
Tabla 25. Características y arreglo de los paneles solares de la alternativa 3. CLE física. Fuente: propia.	78
Tabla 26. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento para la alternativa 3. CLE física. Fuente: propia.	79
Tabla 27. Resumen de la energía producida y consumida de la CLE física, alternativa 3. Fuente: propia.	84
Tabla 28. Dimensionamiento del Inversor para la alternativa 1. CLE virtual. Fuente: propia.	85
Tabla 29. Características y arreglo de los paneles solares de la alternativa 1. CLE virtual. Fuente: propia.	85
Tabla 30. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento para la alternativa 1. CLE virtual. Fuente: propia.	86
Tabla 31. Resumen de la energía producida y consumida de la CLE virtual, alternativa 1. Fuente: propia.	89
Tabla 32. Dimensionamiento del Inversor para la alternativa 2. CLE virtual. Fuente: propia.	90



Tabla 33. Características y arreglo de los paneles solares de la alternativa 2. CLE virtual. Fuente: propia.	90
Tabla 34. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento para la alternativa 2. CLE virtual. Fuente: propia.	91
Tabla 35. Resumen de la energía producida y consumida de la CLE virtual, alternativa 2. Fuente: propia.	94
Tabla 36. Dimensionamiento del Inversor para la alternativa 3. CLE virtual. Fuente: propia. ..	95
Tabla 37. Características y arreglo de los paneles solares de la alternativa 3. CLE virtual. Fuente: propia.	95
Tabla 38. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento para la alternativa 3. CLE virtual. Fuente: propia.	96
Tabla 39. Resumen de la energía producida y consumida de la CLE virtual, alternativa 3. Fuente: propia.	99
Tabla 40. Precios de los sistemas fotovoltaicos en el 2021. Fuente: [29].	102
Tabla 41. Características técnicas y precio de las baterías de litio. Fuente: [30].	102
Tabla 42. Costo de inversión inicial de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.	105
Tabla 43. Costo de inversión inicial de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia.	106
Tabla 44. Costo de inversión inicial de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia.	107
Tabla 45. Costo de inversión inicial de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: propia.	108
Tabla 46. Costo de inversión inicial de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: propia.	109
Tabla 47. Costo de inversión inicial de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: propia.	110
Tabla 48. LCOE y ahorro de energía de la alternativa 1, CLE física. Fuente: Propia.	113
Tabla 49. Participación y beneficios para cada cliente de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.	114
Tabla 50. LCOE y ahorro de energía de la alternativa 2, CLE física. Fuente: Propia.	116
Tabla 51. Participación y beneficios para cada cliente de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia.	117
Tabla 52. LCOE y ahorro de energía de la alternativa 3, CLE física. Fuente: Propia.	119
Tabla 53. Participación y beneficios para cada cliente de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia.	120
Tabla 54. LCOE y ahorro de energía de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: Propia.	122
Tabla 55. Participación y beneficios para cada accionista de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: propia.	123
Tabla 56. LCOE y ahorro de energía de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: Propia.	125
Tabla 57. Participación y beneficios para cada accionista de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: propia.	126
Tabla 58. LCOE y ahorro de energía de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: Propia.	128
Tabla 59. Participación y beneficios para cada accionista de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: propia.	129
Tabla 60. Resumen de la reducción de las facturas para cada alternativa. Fuente: propia.	131



Lista de figuras

Figura 1. Mapa de área de distribución de la empresa público. Fuente: [15].	17
Figura 2. Subestación de la empresa pública (Tolargi) en Tolosa. Fuente: [15].	17
Figura 3. Ubicación de la subestación de Iberdrola en Tolosa. Fuente: [17].	18
Figura 4. Modelos de negocio basados en agregados zonales. Fuente [9].	31
Figura 5. Consumo Promedio Mensual de un consumidor de 5,7 kW. Fuente: Tolargi.	37
Figura 6. Consumo durante el invierno y el verano de un consumidor residencial. Fuente: Tolargi.	38
Figura 7. Perfil de consumo promedio diario-mensual de un consumidor residencial. Fuente: Tolargi.	38
Figura 8. Consumo Promedio Mensual de un consumidor de 12 kW. Fuente: Tolargi.	39
Figura 9. Consumo durante el invierno y el verano de un consumidor comercial. Fuente: Tolargi.	40
Figura 10. Perfil de consumo promedio diario-mensual de un consumidor comercial. Fuente: Tolargi.	41
Figura 11. Consumo Promedio Mensual de un consumidor de más de 15 kW. Fuente: Tolargi.	43
Figura 12. Consumo durante el invierno y el verano de un consumidor industrial. Fuente: Tolargi.	43
Figura 13. Perfil de consumo promedio diario-mensual de un consumidor industrial. Fuente: Tolargi.	44
Figura 14. Ejemplo de edificación para la alternativa 1. Fuente: propia.	46
Figura 15. Ejemplo de edificación para la alternativa 2. Fuente: propia.	47
Figura 16. Ejemplo de edificación para la alternativa 2. C.R.) Cliente Residencial, C.C.) Cliente Comercial, C.I.) Cliente Industrial. Fuente: propia.	48
Figura 17. Diagrama de flujo para la gestión de una CLE física. Fuente: Propia.	51
Figura 18. Diagramas de flujo para la gestión de una CLE virtual. 1) No se considera un sistema de almacenamiento. 2) Se considera un sistema de almacenamiento. Fuente: propia.	53
Figura 19. Irradiación Wh/m ² hora a hora durante un año en Tolosa. Fuente: [25].	54
Figura 20. Irradiación Wh/m ² hora a hora durante un año en Málaga. Fuente: [25].	55
Figura 21. Perfil de consumo de la alternativa 1. Fuente: Propia	58
Figura 22. Perfil de consumo de la alternativa 2. Fuente: Propia	59
Figura 23. Perfil de consumo de la alternativa 3. Fuente: Propia	61
Figura 24. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la alternativa 1. CLE física. Fuente: propia.	63
Figura 25. Perfil de generación de la alternativa 1, CLE física. Fuente: Propia	65
Figura 26. Diferencia de energía entre la generación y consumo de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.	66
Figura 27. Energía remanente de la fuente de generación de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.	66
Figura 28. Energía suministrada por el sistema de almacenamiento de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.	67
Figura 29. Energía suministrada a través de la red de distribución de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.	67
Figura 30. Energía vertida a la red con sistema de almacenamiento de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.	68
Figura 31. Ciclo de carga de las baterías de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.	69



Figura 32. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la alternativa 2. CLE física. Fuente: propia. 71

Figura 33. Perfil de generación de la alternativa 2, CLE física. Fuente: Propia 73

Figura 34. Diferencia de energía entre la generación y consumo de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia. 73

Figura 35. Energía remanente de la fuente de generación de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia. 74

Figura 36. Energía suministrada por el sistema de almacenamiento de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia. 74

Figura 37. Energía suministrada a través de la red de distribución de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia. 75

Figura 38. Energía vertida a la red con sistema de almacenamiento de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia. 76

Figura 39. Ciclo de carga de las baterías de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia. 76

Figura 40. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la alternativa 3. CLE física. Fuente: propia. 78

Figura 41. Perfil de generación de la alternativa 3, CLE física. Fuente: Propia 80

Figura 42. Diferencia de energía entre la generación y consumo de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia. 80

Figura 43. Energía remanente de la fuente de generación de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia. 81

Figura 44. Energía suministrada por el sistema de almacenamiento de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia. 81

Figura 45. Energía suministrada a través de la red de distribución de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia. 82

Figura 46. Energía vertida a la red con sistema de almacenamiento de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia. 83

Figura 47. Ciclo de carga de las baterías de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia. 83

Figura 48. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la alternativa 1. CLE virtual. Fuente: propia. 86

Figura 49. Perfil de generación de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: Propia 87

Figura 50. energía proveniente de la red para cubrir la demanda y cargar las baterías de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: propia. 88

Figura 51. Energía de las baterías suministrada durante el día de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: propia. 88

Figura 52. Ciclo de carga de las baterías de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: propia. 89

Figura 53. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la alternativa 2. CLE virtual. Fuente: propia. 91

Figura 54. Perfil de generación de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: Propia 92

Figura 55. Energía proveniente de la red para cubrir la demanda y cargar las baterías de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: propia. 93

Figura 56. Energía de las baterías suministrada durante el día de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: propia. 93

Figura 57. Ciclo de carga de las baterías de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: propia. 94

Figura 58. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la alternativa 3. CLE virtual. Fuente: propia. 96

Figura 59. Perfil de generación de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: Propia 97



Figura 60. Energía proveniente de la red para cubrir la demanda y cargar las baterías de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: propia..... 98

Figura 61. Energía de las baterías suministrada durante el día de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: propia..... 98

Figura 62. Ciclo de carga de las baterías de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: propia..... 99

Figura 63. Evolución de los sistemas residenciales y montados en el suelo gama de precios 2012 - 2021 (\$/W). Fuente:[29]. 101

Figura 64. Batería CYM-POWER de Ion-litio de 100Ah y 51,2 V. Fuente: [30]. 103

Figura 65. Gastos por operación y mantenimiento según la categoría del emplazamiento. Fuente: [31]. 104

Figura 66. Ejemplo de flujo neto para el análisis de flujo de caja. Fuente: [34]. 112

Figura 67. Flujo de caja para una CLE sin baterías y sin subvención de la alternativa 1. Fuente: propia. 115

Figura 68. Flujo de caja para una CLE con baterías y con subvención de la alternativa 1. Fuente: propia. 115

Figura 69. Flujo de caja para una CLE con baterías y sin subvención de la alternativa 2. Fuente: propia. 118

Figura 70. Flujo de caja para una CLE con baterías y con subvención de la alternativa 2. Fuente: propia. 118

Figura 71. Flujo de caja para una CLE sin baterías y sin subvención de la alternativa 3. Fuente: propia. 121

Figura 72. Flujo de caja para una CLE con baterías y con subvención de la alternativa 3. Fuente: propia. 121

Figura 73. Flujo de caja para una CLE sin baterías y sin subvención de la alternativa 1. Fuente: propia. 124

Figura 74. Flujo de caja para una CLE sin baterías y sin subvención de la alternativa 2. Fuente: propia. 127

Figura 75. Flujo de caja para una CLE con baterías y con subvención de la alternativa 3. Fuente: propia. 129



Lista de acrónimos

- CLE: Comunidad Local de Energía.
- AE: Agregador Energético.
- UE: Unión Europea.
- CEL: Comunidad Local de Energía.
- CER: Comunidades de Energías Renovables.
- CCE: Comunidad Ciudadana de Energía.
- GD: Generación Distribuida.
- EVE: Ente Vasco de la energía.
- IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- PVPC: Precio voluntario para el pequeño consumidor.
- Pm: Potencia máxima instalada.
- E: Energía.
- HSP: Hora Solar Pico.
- η : Eficiencia.
- CEM: Condiciones Estándar de Medida.
- CA: Capacidad de Almacenamiento.
- CC: Consumo del Cliente.
- DA: Días de Autonomía.
- FC: Factor de Corrección.
- PD: Profundidad de Descarga.



1. MEMORIA

1.1. Introducción

El avance tecnológico durante los últimos años ha permitido plantear nuevas formas de producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables. La implementación de nuevos recursos tiene como propósito la reducción del uso de fuentes que producen altos niveles de contaminación, y así fomentar la lucha contra el cambio climático. Las Comunidades Locales de Energía (CLE) se presentan como una alternativa para esta transición energética. Las comunidades tienen en sus manos la posibilidad de producir y consumir su propia energía. La producción de electricidad de manera local permite lograr un ahorro en la factura para los usuarios, mejorar la eficiencia energética debido a la cercanía de los sistemas de generación y fomenta nuevos valores de conciencia ambiental [1][3].

Las CLEs pueden representar una nueva modalidad de intercambio de energía. Los usuarios pueden beneficiarse mediante la inclusión de nuevos modelos de negocio en el sector, generar nuevas fuentes de empleo y favorecer a una comunidad entera [3].

La tendencia actual es producir energía mediante fuentes renovables, almacenar la mayor cantidad de energía y cubrir las necesidades energéticas. Por otro lado, la transición del modelo de generación piramidal al modelo de generación distribuido abre nuevos campos de investigación, desarrollo e inversión. El mercado energético representa una fuente de negocio beneficiosa y la inclusión de nuevos proyectos permiten reducir costos y analizar nuevas alternativas de generación.

El estudio denominado “COMUNIDADES LOCALES DE ENERGÍA. DISEÑO DE NUEVAS MODALIDADES DE INTERCAMBIO DE ENERGÍA EN TOLOSA GIPUZKOA” permite representar, mediante la plataforma MATLAB, una CLE en Tolosa. A través de algoritmos de coordinación, entre los distintos agentes que conforman dicha comunidad, es posible determinar las funciones que debe cumplir un Agregador Energético (AE) que varían desde conocer y combinar el consumo, generación o almacenamiento de clientes para participar en la compra, venta y subasta en los mercados de energía, hasta estudiar los modelos de negocio y mercados energéticos organizados [22]. El fin del estudio es plantear posibles escenarios de producción y

consumo de energía eléctrica en una comunidad local, diseñar una nueva modalidad de intercambio de energía entre los agentes de una CLE y representar los impactos energéticos y económicos para cada caso.

Para la implementación de una CLE en Tolosa es necesario conocer los agentes que conforman dicha comunidad. Dentro de los miembros se encuentran los consumidores, los generadores y los presumidores. Los perfiles energéticos de cada uno de ellos permiten al AE aplicar modelos de negocio que generen beneficios en la comunidad [3]. Además, es necesario conocer los recursos disponibles para el adecuado tratamiento de la energía.

1.2. Contexto

La transición energética es posible mediante la implicación de la ciudadanía, las empresas e instituciones. El objetivo principal es concientizar a todos los elementos que conforman el sistema eléctrico, que la implementación de nuevos proyectos energéticos a pequeña escala como CLEs, hoy en día, garantizan beneficios medioambientales y socioeconómicos [22]. El uso de fuentes renovables y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica son alternativas altamente potenciales que permiten a los consumidores producir su propia energía y almacenarla para cubrir sus necesidades, ya sea de manera local o remota. A continuación, se analiza desde un punto de vista general por parte de la Unión Europea (UE) como se conforma una CLE, por otro lado, para este proyecto es necesario analizar la situación actual de Tolosa que es la localidad que se toma como ejemplo para la implementación de una CLE.

1.2.1. Comunidades Locales de Energía en la UE

La transición energética justa e inclusiva puede ser posible con la participación de la ciudadanía o miembros de una comunidad que contribuyan de manera económica y operativa en proyectos de energías renovables. Una democracia energética puede lograrse con la autonomía de las comunidades en la producción de energía, los miembros de la comunidad pueden tener el control de los recursos financieros y energéticos, esto fomenta valores socioeconómicos locales. La contribución de las comunidades impulsa el desarrollo y aplicación de las energías renovables, además, los ciudadanos forman un pilar para la transición energética [3].

Dentro de los preámbulos de la Directiva 2018/2001 se afirma que: “El término comunidad energética local (CEL) o comunidad local de energía (CLE), salvo su uso en la propuesta de Directiva sobre el mercado interior de la electricidad que formaba parte del llamado Paquete de invierno de energía, no ha sido retomado en las actuales Directivas de la UE, que optan por referirse a comunidad energética renovable o comunidad energética ciudadana¹”.

El objetivo principal de los Estados miembros es garantizar que los consumidores (con mayor énfasis a consumidores domésticos) tengan derecho de participar en comunidades de energías renovables mientras mantienen sus obligaciones como consumidores finales, además, en el caso de empresas privadas, la participación no deber constituir como la principal actividad comercial o profesional de la empresa. La integración de las autoridades locales está prevista como opcional. Sin embargo, esta posible participación de las autoridades locales en este tipo de comunidades es posible por el hecho de que estén formadas por ciudadanos (con la dificultad que impone el marco regulatorio para el desarrollo o prestación de actividades o servicios energéticos). Además, se exige a las empresas implicadas que no se guíen por criterios de rentabilidad económica, junto con el hecho de que la Directiva 2018/2001 inste a los Estados miembros a adoptar disposiciones a nivel nacional, regional y local para facilitarlas (art. 15.3) y que la Directiva 2019/944 les exija adoptar un marco jurídico favorable, lo que lleva a analizar su naturaleza jurídica y su régimen legal.

La Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, define a las Comunidades de Energías Renovables (CER) en el numeral 16 de las definiciones². Dicha entidad puede participar libremente en proyectos de energías renovables en cercanías a una localidad. Los Socios o miembros de la CER incluyen personas físicas, autoridades locales y hasta municipios de una localidad. Para fines medioambientales, económicos y sociales, las CLEs cuentan con todos los derechos que la ley adjudica [5].

¹ Paquete de invierno de energía en el preámbulo de la Directiva 2018/2001

² 16) «comunidad de energías renovables»: una entidad jurídica. Artículo 2, Definiciones de la Directiva (EU) 2018/2001



Por otro lado, La Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea de 5 de junio de 2019, sobre las normas comunes para el mercado interior de la electricidad, define a la Comunidad Ciudadana de Energía (CCE)³. La CCE está conformada por socios o miembros, ya sean personas físicas, autoridades locales, municipios o pequeñas empresas. La finalidad de la CCE es ofrecer beneficios medioambientales, económicos y sociales a los miembros, socios o localidad que participan en el proyecto. Dentro de las actividades que puede desarrollar una CCE incluye generación a partir de fuentes renovables u otras fuentes, distribución, suministro, consumo, agregación, almacenamiento de energía, prestación de servicios de eficiencia energética o, la prestación de servicios de recarga de vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos a los socios o miembros de la comunidad [6].

Las dos directivas resuelven que, ya sea una CER o una CCE, gozan de los derechos de participación dentro de la producción de energía para obtener beneficios ambientales y económicos, además de aportar con la sociedad generando empleo. Las dos definiciones propuestas por las directivas se denominan CLEs en el resto del documento para generalizar los tipos de entidades.

1.2.2. Situación actual en Tolosa, Gipuzkoa

Tolosa es una ciudad ubicada en la provincia de Gipuzkoa perteneciente a la comunidad autónoma del País Vasco al norte de España cercana a la frontera con Francia. Esta población cuenta con aproximadamente 19.667 habitantes, estos datos fueron aprobados por el Ayuntamiento de Tolosa en el año 2020 [11]. Además de ser una ciudad con un desarrollo cultural y económico, cuenta con recursos hídricos y varias fuentes de energía que pueden ser aprovechadas para cubrir la demanda energética que requiere la industria y el área residencial urbana y rural.

Durante los últimos años el Ayuntamiento de Tolosa ha puesto en marcha algunos proyectos de integración de energías renovables para generar energía eléctrica y abastecer a varias edificaciones de dominio público. La mayoría de los proyectos aprovechan el recurso solar en la

³ 11) «comunidad ciudadana de energía»: una entidad jurídica. Artículo 2, Definiciones de la Directiva (EU) 2019/944.

zona para la producción de electricidad, esto se debe al compromiso para fomentar la implementación de sistemas que permitan producir energía eléctrica para autoconsumo [12].

Dentro de la situación geográfica y climática se puede detallar que: Las coordenadas geográficas se pueden observar en la Tabla 1. En Tolosa, el invierno es frío y húmedo y el verano es templado con temperatura media de 24°C, durante los últimos años la temperatura en el verano ha aumentado sobrepasando los 35°C en días calurosos, la principal causa es atribuida al cambio climático. Si bien durante el año la nubosidad es constante, pero se puede aprovechar la energía proveniente del sol para producir electricidad, entre los meses de julio y septiembre [13].

Tabla 1. Geografía de Tolosa. Fuente: [14].

Coordenadas Geográficas	Latitud:	43.137
	Longitud:	-2.07391 43° 8' 13" Norte, 2° 4' 26" Oeste
Superficie	3.739 hectáreas/37,39 km ²	
Altitud	80 m	
Clima	Clima oceánico	

La ubicación de Tolosa hace que las probabilidades de precipitaciones sean altas durante todo el año. El mes más lluvioso de esta localidad es noviembre y el mes más seco es julio. Las precipitaciones están presentes en la mayor parte del año desde septiembre hasta mayo, esto garantiza un ambiente húmedo y con espesa vegetación, además de varias fuentes hídricas cerca de la ciudad [13].

El sistema de distribución eléctrica de la ciudad se encuentra controlado por dos empresas. La primera empresa pertenece al ayuntamiento de Tolosa, suministrando energía eléctrica a más de 6.100 usuarios con 25 GW/año [15]. La empresa pública abastece a los usuarios que residen o tienen sus locales en el caso viejo de la ciudad, como se observa en la Figura 1.

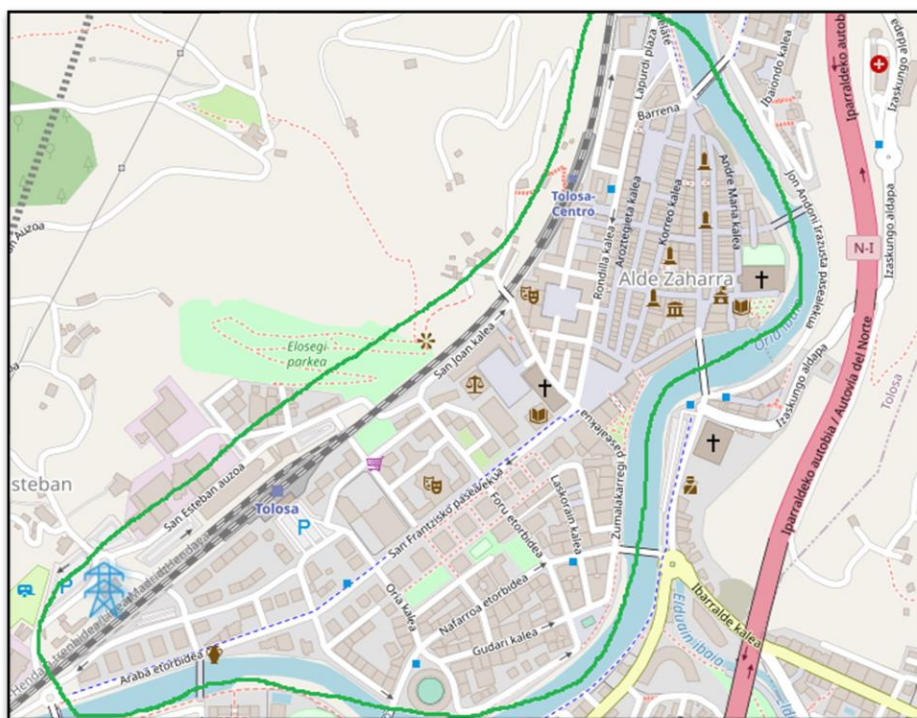


Figura 1. Mapa de área de distribución de la empresa público. Fuente: [15].

Dentro del área de distribución que es controlada por la empresa pública se encuentra una subestación con una capacidad disponible de 23,79 MW a una tensión de 30kV [15], que se representa en la Figura 2. Un proyecto impulsado por el ayuntamiento de Tolosa ha permitido conectar a la red un sistema fotovoltaico, fomentando de esta manera la integración de nuevas fuentes de generación renovables.



Figura 2. Subestación de la empresa pública (Tolargi) en Tolosa. Fuente: [15].

Por otro lado, fuera del casco viejo, el suministro de energía para consumidores se lo realiza mediante las redes de distribución a cargo de Iberdrola. Dentro de los dominios de la empresa privada en Tolosa, se encuentra una subestación en el barrio de San Blas con niveles de tensión de 13,2 kV y 30 kV y con transformadores de hasta 25 MVA para cubrir las necesidades de los usuarios [16]. En el mapa de la Figura 3 se puede observar la ubicación de la subestación.

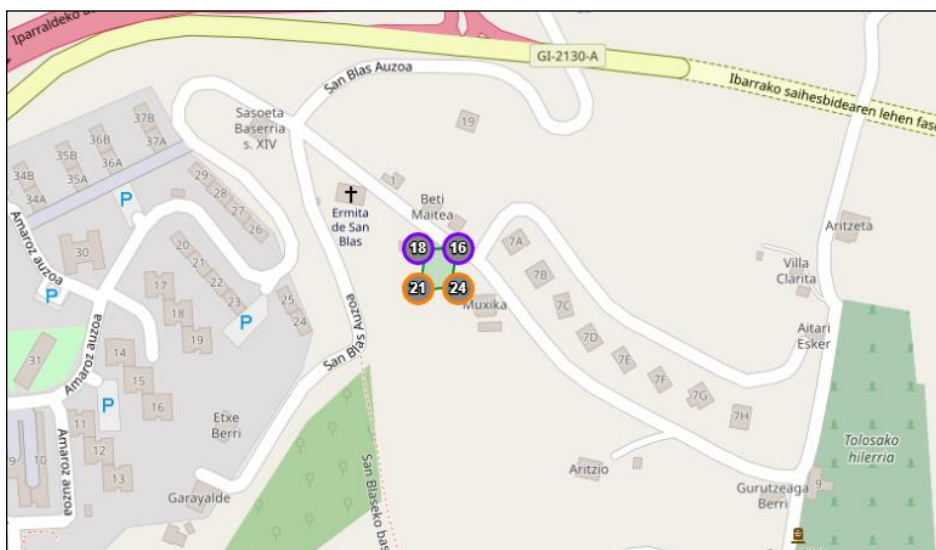


Figura 3. Ubicación de la subestación de Iberdrola en Tolosa. Fuente: [17].

1.3. Objetivos y alcance del trabajo

El objetivo principal de este trabajo es implementar una CLE sobre la plataforma de simulación MATLAB y aplicar una nueva modalidad de intercambio de energía.

Para cumplir el objetivo principal se procede a:

- Analizar los perfiles de consumo de clientes residenciales, comerciales e industriales, y definir escenarios de estudio para cubrir la demanda mediante la implementación de sistemas fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento (baterías).
- Estudiar y analizar las alternativas de CLEs en baja tensión que se pueden implementar para cada escenario, teniendo en cuenta las normativas vigentes.
- Estudiar potenciales modelos de negocio y mercados de energía de una comunidad local, identificando los escenarios más probables.
- Implementar una CLE en Tolosa Sobre la plataforma de simulación de Matlab.
- Aplicar un algoritmo de coordinación entre los distintos agentes que conforman la CLE.
- Obtener y analizar los resultados.



1.4. Beneficios que aporta el trabajo

Dentro de los principales beneficios que aporta la implementación de CLEs, se puede resaltar que:

- Se considera como una alternativa de lucha contra el cambio climático.
- Los consumidores llegarían a ser productores y beneficiarse económicamente.
- Se motiva la creación de nuevos valores sociales y medioambientales dentro de la comunidad.
- Es una nueva modalidad para el intercambio de energía eléctrica donde se pueden incentivar la aplicación de diferentes modelos de negocio.
- Se promueve la investigación, desarrollo e inversión a las nuevas modalidades de producción y almacenamiento de energía.



1.5. Análisis del estado del arte

El suministro de energía eléctrica, en el escenario actual del sector eléctrico español, se realiza mediante actividades donde correlacionan la generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. La fuente de producción de energía que predomina a nivel nacional proviene de centrales de ciclo combinado seguido por centrales nucleares, centrales de cogeneración, centrales hidráulicas, etc. Las energías renovables han alcanzado una madurez tecnológica y comercial que, a comparación con las energías tradicionales, cada vez son más competitivas, siendo las fuentes eólicas y fotovoltaicas un soporte para la generación alcanzando potencias instaladas de 29,551 MW y 17,913 MW respectivamente, aproximándose al 40% de la potencia instalada total [23]. Las CLEs se presentan como una potencial alternativa cargada de beneficios para todos los sectores del sistema eléctrico, las ventajas de una comunidad local de energía provienen de los agentes que la conforman. Por otro lado, la incorporación de fuentes renovables, sistemas de almacenamiento y eficiencia energética, abren nuevos campos aplicación e investigación para alcanzar los objetivos de sostenibilidad.

Por tal motivo, para este apartado, es necesario analizar algunos conceptos de manera general que entran en el ámbito de las CLEs, como lo son: la generación distribuida y las *Smart Grids*, los sistemas de almacenamiento y su papel en las comunidades locales. Además, es conveniente determinar la clasificación de las CLEs y analizar algunos proyectos existentes a nivel nacional e internacional que demuestren la puesta en marcha de las CLEs. También, es imprescindible conocer los potenciales modelos de negocio en energía y las tarifas eléctricas actuales para obtener resultados más fiables al momento de diseñar una nueva modalidad de intercambio.

1.5.1. Generación Distribuida y las *Smart Grids*

Dentro de la propuesta de Directiva Europea COM (2016) 864, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, se afirma que: “Comunidad Local de Energía: una asociación, cooperativa, sociedad, organización sin ánimo de lucro u otra entidad jurídica que esté controlada por accionistas o miembros locales, generalmente orientada al valor más que a la



rentabilidad, dedicada a la generación distribuida y a la realización de actividades de un gestor de red de distribución, suministrador o agregador a nivel local, incluso a escala transfronteriza.⁴⁷

La generación distribuida (GD) es la producción de electricidad por muchas fuentes pequeñas instaladas cerca del consumidor que está conectado a la red de distribución de electricidad. Disponer de generación distribuida reduce las pérdidas en la red debido a la proximidad de las fuentes de generación con las cargas, esto evita la necesidad de transportar energía a largas distancias. También permite la descarga de la red de transporte mediante el aporte de electricidad de pequeñas fuentes de generación (microgeneración), repartidas por todo el territorio, que suplen la producción de grandes plantas generadoras. El fallo de una de las fuentes no supone un problema grave para el sistema eléctrico, mejorando así la fiabilidad, calidad y seguridad del sistema [1]. Las energías renovables y los sistemas avanzados de automatización y control también están muy presentes en la generación distribuida, que reduce las emisiones de CO₂ y se establece como parte fundamental de las *Smart Grids* [1].

Las *Smart Grids* se pensaron debido a que la topología actual de la red se planificó e implementó para las grandes centrales eléctricas centralizadas ubicadas a largas distancias de las cargas y que la reciente evolución de las energías renovables distribuidas exige un cambio para hacer que las redes sean capaces de albergar nuevos recursos energéticos cercanos a las cargas. Las infraestructuras distribuidas necesitan más supervisión y control a distancia que las centralizadas. Además, los nuevos recursos de generación de energía renovable necesitan una red flexible, que sólo puede implementarse mediante la tecnología de la información y la comunicación. Las necesidades anteriores se aplican a una gran variedad de tecnologías, lo que daría lugar a la red inteligente [2].

Por otra parte, la producción centralizada y distribuida permiten a las cargas satisfacer sus necesidades energéticas de alguna u otra manera. La tecnología aplicada en la generación, transmisión y distribución garantiza hasta cierto punto la calidad y continuidad del suministro. Pero, la producción y la demanda no siempre coinciden a lo largo del día, por ello es necesario almacenar la energía que se genera cuando las cargas no lo requieren y ser utilizados cuando se

⁴⁷ 7) «comunidad local de energía». Artículo 2, Definiciones de DIRECTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad COM (2016) 864



necesite, especialmente si provienen de fuentes renovables donde no se tiene el control del recurso energético.

1.5.2. Almacenamiento Eléctrico

Las directivas 2018/2001 y 2019/944 hacen referencia sobre la participación de las CLEs en el almacenamiento de energía eléctrica como una actividad que desarrollan este tipo de entidades. Por ello se afirma que: “Comunidad ciudadana de energía es una entidad jurídica que: participa en la generación, incluida la procedente de fuentes renovables, la distribución, el suministro, el consumo, la agregación, el almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética o, la prestación de servicios de recarga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos a sus miembros o socios.⁵”

Actualmente, la limitación de los sistemas de almacenamiento se debe al tamaño y los elevados costos que representa su aplicación en grandes cantidades de energía eléctrica. Pero, a niveles reducidos como comunidades locales es una solución efectiva y competitiva, en algunos casos no es necesario el consumo de la red. Los sistemas de almacenamiento permiten regular y cubrir la curva de demanda resolviendo las incertidumbres de los sistemas de generación con fuentes renovables. Los acumuladores de energía se enfrentan a las fluctuaciones de la generación por fuentes renovables, además de las limitaciones propias del sistema [4].

Las tecnologías de almacenamiento varían según su aplicación y necesidad. Por un lado, el uso del almacenamiento basado en potencia requiere una infraestructura sofisticada y costosa, es necesario respuesta en tiempos cortos y un servicio rápido (baterías, supercondensadores, volantes de inercia). Es aplicable para garantizar la continuidad de suministro en sistemas energéticos locales o en vehículos eléctricos. Por otro lado, la aplicación basada en energía no requiere gran infraestructura, las respuestas pueden ser de tiempos largos y un servicio lento (baterías, pilas de hidrogeno). En sistemas locales o CLEs sirven de ayuda para el control de la frecuencia [4].

A continuación, en la Tabla 2, se clasifican las principales tecnologías que se han desarrollado durante los últimos años teniendo en cuenta la gestión de energía, madurez técnica e impacto ambiental.

⁵ 11) «comunidad ciudadana de energía». Literal c). Artículo 2, Definiciones de la Directiva (EU) 2019/944.



Tabla 2. Clasificación de las tecnologías de Almacenamiento. Fuente: [18].

Tecnología	Eficiencia %	Escala MW	Gestión de la energía	Madurez técnica	Impacto ambiental	
Hidroeléctricas reversibles o de bombeo	65-87	10-8,000	A muy gran escala	Muy maduro/Fase comercial	Medio	
Aire comprimido	57-89	0.01-3,000	A muy gran escala	Probado/Fase comercial	Medio-bajo	
Volante de inercia	70-96	0.001-10	A mediana escala	Maduro/Fase comercial	Muy bajo	
Pilas de hidrogeno	85	0.001-10	A mediana escala	Probado/Fase comercial	Bajo	
Baterías	Plomo - ácido	63-90	0-50	A pequeña y mediana escala	Muy maduro/Muy comercializado	Alto
	Ion - litio	70-100	0-3	A pequeña y mediana escala	Maduro/Fase comercial	Medio-alto
	Níquel metal hidruro	50-80	0.01-3	A pequeña escala	Muy maduro/Muy comercializado	Medio-bajo
	Níquel – cadmio	59-90	0-50	A pequeña y mediana escala	Muy maduro/Muy comercializado	Alto
	Azufre de sodio	65-92	0.01-80	A mediana y gran escala	Probado/Fase comercial	Medio-bajo
	Aire - zinc	30-50	0-1	A muy pequeña escala	Maduro/Fase comercial	Muy bajo
	Redox de vanadio	60-88	0-20	A mediana y gran escala	Probado/Fase comercial	Medio -bajo
Bromo de zinc	60-85	0.001-20	A gran escala	Probado/Fase de desarrollo	Medio	
Superconductores Magnéticos	80-99	0.01-200	A mediana y gran escala	Probado/Fase comercial	Bajo	
Supercondensadores	65-99	0-5	A pequeña y mediana escala	Probado/Fase comercial	Muy bajo	
Almacenamiento térmico	75-100	0.01-1	A pequeña y mediana escala	Probado/Fase de desarrollo	Incierto	

De acuerdo con la tabla anterior, las tecnologías de almacenamiento con mayor proyección durante los últimos años son las hidroeléctricas reversibles o de bombeo. Este tipo de tecnología permite almacenar grandes cantidades de energía en forma de energía potencial que puede ser liberada en el momento que sea requerida, pero las desventajas como en la mayoría de las tecnologías son los altos costes que se necesitan para su implementación, además, es necesario grandes espacios para acumular el agua y no representa una alternativa aplicable para CLEs a pequeña escala. Por otro lado, las tecnologías que han tenido un gran avance y que alcanzaron grandes rendimientos son los volantes de inercia, pilas de hidrogeno y las baterías, el desarrollo

tecnológico ha permitido que estos sistemas de almacenamiento sean comerciales y accesibles con altos niveles de rendimiento, eficiencia y calidad. La necesidad y la urgencia de nuevos métodos de almacenamiento eléctrico permite que sistemas modernos e innovadores permanezcan en fase de desarrollo. El almacenamiento térmico y algunas baterías se muestran como alternativas con un gran potencial y que pueden ser altamente explotados con bajos niveles de impacto ambiental. Una de las ventajas de los sistemas de almacenamiento antes mencionados es la posibilidad de integrar las energías renovables formando un sistema autónomo descentralizado [18].

Las baterías son una opción accesible y aplicable para una CLE, debido a que, la tecnología actual permite alcanzar eficiencias de 100% en casos como las baterías de Ion-Litio, y brindan la posibilidad de almacenar energía con altas capacidades como 50 MW en el caso de las baterías de plomo ácido [18]. La gran variedad de posibilidades permite al cliente adquirir un sistema de almacenamiento que garantice cubrir sus necesidades energéticas. Para este proyecto, las baterías son consideradas el sistema de almacenamiento adecuado para la aplicación en CLES.

1.5.3. Tipos de Comunidades Locales de Energía

Las CLEs se pueden diferenciar teniendo en cuenta la forma en que se utiliza la red eléctrica y la gestión al momento de contabilizar y facturar la energía generada y consumida, conocidos estos factores, se clasifican en dos tipos [35]:

1. **Comunidades físicas:** son aquellas donde existe una conexión directa entre la generación y el consumo, sin la necesidad de conectarse a la red en niveles altos de tensión, en cambio, al conectarse en la red de baja tensión y al tener proximidad con las cargas, la CLE es capaz de generar alivio a la red general. Dentro de este tipo de comunidades se encuentran:
 - **Comunidades de Autoconsumo Colectivo:** son consumidores que se encuentran conectados a un nodo común de la red pública de distribución y cuentan con una red privada para su abastecimiento, por ejemplo, un edificio de apartamentos o urbanizaciones residenciales privadas. La energía generada es consumida por los propietarios del sistema y los excedentes puede ser intercambiados con la red pública. Además, es

posible que la CLE cuente con sistema de almacenamiento y cargadores de vehículos eléctricos.

- **Comunidades de Autoconsumo Comunitario:** los consumidores utilizan la red de distribución pública para el suministro de la energía generada por el sistema de la CLE. Es posible suministrar energía a una mayor cantidad de cargas, esto debido a que los participantes están conectados a un nivel de tensión más alto que las comunidades de Autoconsumo Colectivo.
2. **Comunidades virtuales:** son aquellas donde no se puede garantizar la conexión directa entre la generación y las cargas, para ello es posible la adquisición de energía eléctrica fuera de la comunidad. En este caso es necesario contar con una gestión optimizada en ámbitos tecnológicos y administrativos. Este tipo de comunidades se pueden clasificar en:
- **Comunidades Regionales:** los productores y consumidores se conectan en una región específica. Este tipo de comunidades no cuentan con una relación física entre la generación y el consumo, pero es necesario que la CLE cuente con modelos de tarifas justos que permita facturar la energía suministrada y consumida.
 - **Comunidades en la Nube:** este tipo de comunidades cumplen las mismas características que las regionales, pero basándose en otros aspectos como requisitos técnicos comunes o los tipos de hardware que utilizan como por ejemplo sistemas de almacenamiento integrados en los hogares.

1.5.4. CLEs en Europa

La tecnología de GD está relacionada directamente con la fuente primaria que se encuentre disponible en la localidad o en el lugar de emplazamiento. La disponibilidad del recurso energético es un limitante que se debe considerar. Por tal motivo, el tipo de suministro como: la energía basada en la red o energía almacenada y la energía basada en el entorno (solar, eólica, etc.), marcan las condiciones para una futura instalación [4].

Por otra parte, el fin de implementar GD es explotar al máximo los recursos locales aprovechando la mezcla de diferentes fuentes de energía y así generar beneficios técnicos, económicos y medioambientales. La convergencia entre los beneficios da lugar a un sistema

factible y rentable en todos los ámbitos. Para ello es necesario determinar la fuente y lugar de emplazamiento. En territorio europeo, la necesidad de promover la economía social y solidaria mediante las CLEs, se han desarrollado varios proyectos, cooperativas y estudios apoyándose en las fuentes de energías renovables y gestión de energía. A continuación, se indican algunos proyectos y estudios de caso de CLEs que se han desarrollado en varios estados miembros de la Unión Europea (UE) y Reino Unido [4].

Tabla 3. Ejemplos de CLEs en Europa. Fuente: [19][20].

Proyecto	Ubicación	Año	Tecnología	Capacidad	Almacenamiento	Venta de Excedentes	Tipo de CLE
Aldea bioenergética Jühnde	Alemania	2005	Biomasa	700 kW eléctrica	Si	Si	Autoconsumo comunitario
				550 kW calor			
Energía de Brixton	Reino Unido	2012	Solar Fotovoltaica	133 kW	No	Si	Autoconsumo comunitario
Cooperativa Energética De Karditsa	Grecia	2018	Productor de Biomasa	-	-	-	Comunidades regionales
Calor y energía de Aberdeen	Reino unido	2002	Geotermia	2 MW calor	-	-	Autoconsumo comunitario
Comunidad energética Freiburg	Reino unido	2000	Solar fotovoltaica	445 kW	No	Si	Autoconsumo Comunitario
Jurascic	Francia	2016	Fotovoltaica - Eólica	18 MW	No	Si	Autoconsumo Comunitario
Cooperativa de la isla de Sifnos	Grecia	2018	Hidroeléctrica - Eólica	-	Si	Si	Comunidades Regionales

1.5.5. CLEs en España y el País Vasco

Al igual que varios estados de la UE, el gobierno de España busca la inclusión y apoya a proyectos de CLEs basándose en leyes imperativas como la Ley 24/2013 del Sector eléctrico, el Real Decreto-Ley 15/2018, el Real Decreto-Ley 20/2018 y las Directivas 2018/2001 y 2019/944, diferenciando algunas de las funciones que pueden tener los implicados en los proyectos, dentro de la ley del sector eléctrico español dichos proyectos deben regirse según la función que vayan a cumplir y se pueden clasificar como asociaciones, cooperativas o sociedades de capital. Según lo antes mencionado, el gobierno garantiza a los productores, consumidores y presumidores todos los derechos para el desarrollo de su actividad [19]. Si bien se han impulsado el desarrollo



de CLEs dentro de las leyes y decretos, estos marcan un énfasis para comunidades físicas y próximas a la carga, dejando algunas incógnitas en cuanto a comunidades virtuales y sus normativas para la gestión e implementación.

De igual manera, el Gobierno Vasco propone nuevas estrategias energéticas para el desarrollo de la región, el objetivo es alcanzar la sostenibilidad garantizando el suministro de manera competitiva. Para cumplir el objetivo entre varios, la administración creó una agencia energética conocida como el Ente Vasco de la Energía (EVE). El EVE promueve la participación de proyectos energéticos estratégicos para su evolución, uno de los objetivos de la agencia es incrementar la producción mediante energías renovables. Los proyectos que apoya el EVE varían desde la gasificación, transporte y producción de energía, este último se ve ejemplificado por el parque solar fotovoltaico EKIAN [7].

El parque solar fotovoltaico EKIAN es considerado una de las más grandes instalaciones en EUSKADI, el sistema cuenta con una potencia instalada de 24 MW repartidos en 64.000 paneles solares. La producción de energía es equivalente al consumo de energía eléctrica de aproximadamente 15.000 familias, la generación anual se aproxima a los 40.000 MW. El proyecto se encuentra ubicado en el sur de Álava y cuenta con la participación de múltiples empresas a nivel regional que aprovechan del recurso solar para la producción de energía eléctrica y generar beneficios económicos, medioambientales y sociales [8]. Además, esta instalación es considerada dentro del marco legal estatal como una cooperativa energética y según las directivas 2018/2001 y 2019/944 podría ser considerada también como una especie de CLE virtual, pero debido a algunas restricciones nacionales no se gestiona como tal.

A continuación, se describen algunos proyectos en el territorio español y en Euskadi que pueden ser considerados como CLEs.

Tabla 4. Ejemplos de CLEs en España y Euskadi. Fuente:[19][21].

Proyecto	Ubicación	Año	Tecnología	Capacidad	Almacenamiento	Venta de Excedentes	Tipo de CLE
Comunidad energética Crevillent	Alicante	2019	Solar fotovoltaica	5 MW	-	Si	Autoconsumo comunitario
Comunidad energética Esparza de Galar	Navarra	2019	Solar fotovoltaica	18 kW	-	No	Autoconsumo comunitario
Comunidad energética Urroz Villa	Navarra	2020	Solar fotovoltaica	36 kW	-	Si	Autoconsumo comunitario
Comunidad energética Lasierra	Álava	2020	Solar fotovoltaica	30 kW	-	No	Autoconsumo comunitario

1.5.6. Modelos de negocio en Energía

Los cambios que afectan a la red eléctrica tradicional con nuevas fuentes de generación tienen un impacto en varios ámbitos que conforman el sistema eléctrico. La descentralización de la red eléctrica, debido a la generación distribuida, genera complejos cambios en el sistema. Otros factores afectados son los modelos de negocio, donde los generadores centralizados ofrecen el producto y los clientes son consumidores. Hoy en día los consumidores pueden ser productores con sistemas de GD cambiando el panorama de los modelos de negocio tradicionales.

Los modelos de negocio para recursos distribuidos son escasos debido a la reciente integración de nuevos sistemas en puntos locales o distantes. La clasificación de los modelos depende del tipo de servicio a ofrecer, a quien va dirigido el producto o servicio y el segmento del mercado en el que se encuentran. Entre otros se pueden clasificar [9]:

- Modelos de negocio en GD:** se promueve la evolución de los sistemas locales o distantes. Los modelos de negocio que se pueden encontrar son: el modelo *Rent-the-space*, el suministro de sistemas de generación distribuida y el servicio de Leasing o de *Power Purchase Agreement*. Otros modelos asociados

incluyen servicios o actividades de planificación, instalación, mantenimiento etc.

- **Modelos de negocio de gestión de la demanda:** Donde se promueve el uso óptimo y racional del consumo eléctrico, mediante el uso de artefactos con alta eficiencia energética y en horas de menor consumo (horas valle). Los modelos que gestionan pueden ser los servicios energéticos, *Smart home*, *demand response* y *energy management systems*.
- **Modelos de negocio de almacenamiento eléctrico o térmico:** Para que la producción mediante un sistema solar fotovoltaico sea rentable es necesario la aplicación de almacenamiento eléctrico o térmico, ya sea con la aplicación de baterías o acumuladores de energía. Algunos modelos asociados al almacenamiento de energía pueden ser almacenamiento energético para servicios de redes, almacenamiento energético y optimización (usuario), almacenamiento energético para el usuario final y co-optimización del sistema y almacenamiento en la nube.
- **Modelos de Negocio basados en agregados zonales:** el objetivo principal es controlar y optimizar la producción y el consumo eléctrico en las *virtual power plants* y las *microgrids* como modelos principales. Todos los potenciales modelos de negocio para este apartado se pueden observar en la siguiente figura.

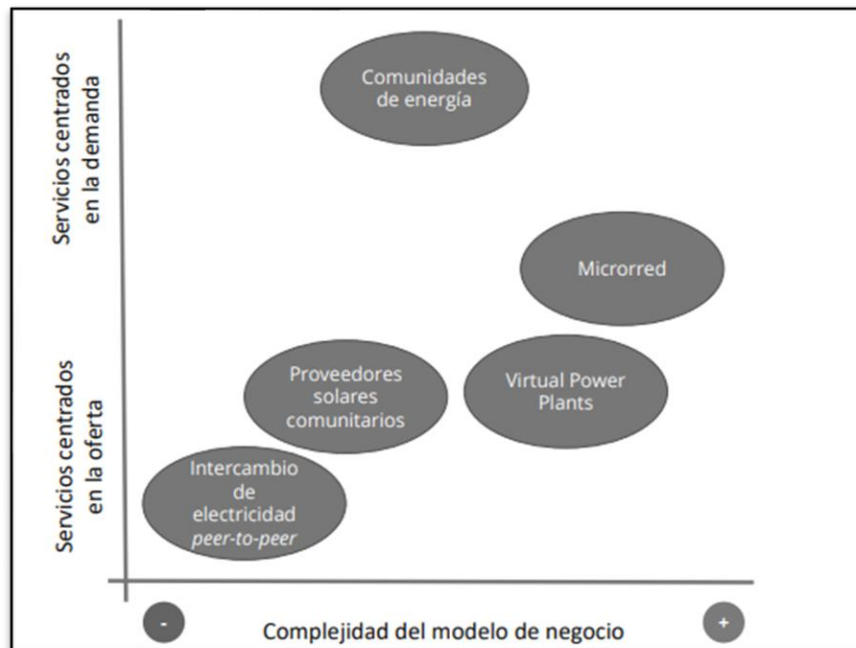


Figura 4. Modelos de negocio basados en agregados zonales. Fuente [9].

- **Modelos de negocio para las *utilities* tradicionales:** estos modelos de negocio buscan la participación de las compañías tradicionales en la transición energética, teniendo en cuenta que tienen accesibilidad al consumo energético. Los modelos de negocio pueden ser de carácter colectivo, suministrador de servicios relacionados con los operadores de red, suministrador de soluciones energéticas distribuidas, suministrador de energía como servicio y *utility* tradicional (simple suministrador de energía eléctrica).
- Otros modelos de negocio se basan en la tecnología, la consultoría y desde una perspectiva de la financiación.

Se puede concluir que, las CLEs se encuentran en la clasificación dentro de los modelos de negocio basados en agregados zonales. Donde los servicios se centran en la oferta y la demanda. La complejidad del modelo varía según varios factores a controlar, como la producción, el consumo, el almacenamiento, protecciones, infraestructura, mantenimiento, etc. A continuación, se detallan los modelos de negocio que se basan en agregados zonales y pueden aplicarse en las alternativas de CLEs que se definirán posteriormente.



Tabla 5. Potenciales modelos de negocio basados en agregados zonales para CLEs. Fuente: [9].

Modelo	Características	Agentes	Tipo de CLEs
Intercambio de electricidad peer to peer	Este tipo de modelo se basa en plataformas online para las transacciones entre los consumidores y productores	Productores, consumidores y prosumidores	Preferencialmente comunidades físicas
Virtual power plants	La generación, el almacenamiento y el consumo es gestionado por un agregador, quien se encarga de integrar las actividades y participa en la compra y venta de electricidad.	Productores, consumidores, prosumidores y agregador energético	Comunidades físicas y virtuales
Microrred	Las fuentes de generación distribuida y consumo pueden operar conectados a la red o de forma aislada, dependiendo de factores económicos y de seguridad.	Productores y consumidores	Comunidades físicas
Proveedores solares comunitarios	Los sistemas fotovoltaicos se instalan en zonas alejadas de los consumidores y estos pueden formar parte de la comunidad mediante acciones o comprando derechos de participación. Los beneficios de las plantas fotovoltaicas son repartidos entre los accionistas	Accionistas	Comunidades virtuales
Comunidades de energía	Este modelo de negocio permite a los consumidores de una comunidad participar en un proyecto de energías renovables para hacer uso de la electricidad producida y reducir su factura eléctrica. El sistema puede estar emplazado en un solo lugar cercano a las cargas o distribuido en los hogares.	Productores, consumidores y prosumidores. Agregador energético (opcional)	De preferencia comunidades físicas. Comunidades virtuales

En cuanto a los modelos de negocio que describen en la tabla anterior, para este proyecto se tiene pensado aplicar los correspondientes a Proveedores solares comunitarios y comunidades de energía. Estos modelos se aproximan a las alternativas más probables para una CLE de tipo física y virtual que se desean aplicar en este proyecto.

1.5.7. Tarifas Eléctricas en España

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) proporciona información acerca de las tarifas reguladas de energía eléctrica para el año 2022. Esta información permite conocer las tarifas aplicables al consumo de energía eléctrica, además de otras fuentes de energía a base de petróleo y gas natural.

Dentro de la clasificación de las tarifas es necesario diferenciar el tipo de consumidor, la potencia contratada, los periodos y los cargos que se agregan al precio energético regulado. El precio final al consumidor depende de la comercializadora o el intermediario que tenga contratado el usuario, además, del precio variable de la energía en el mercado nacional, estos valores permiten estimar el posible ahorro en la factura eléctrica en el caso que se opte por un modelo de negocio para las alternativas que se plantean más adelante para el desarrollo de este trabajo. A continuación, se indican los valores regulados de peajes y cargos de energía eléctrica para clientes de baja tensión solamente, ya que entran en el alcance del estudio de las CLEs [10].

- Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)

Tabla 6. Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Fuente: [10].

PEAJE 2.0TD = SEGMENTO TARIFARIO DE CARGOS 1						
Potencia contratada	Periodos	Termino energía		Termino potencia		
		€/kWh y mes		€/kWh y mes		
		Peaje de transporte y distribución	Cargos	Peaje de transporte y distribución	Cargos	Coste fijo de comercialización
Potencia ≤ 10kW	P1 (Punta)	0,027787	0,046622	1,915688	0,264649	0,259417
	P2 (Llano)	0,019146	0,009324	0,078241	0,017020	--
	P3 (Valle)	0,000703	0,002331	--	--	--

- Peajes de acceso y cargos a baja tensión (< 1 kV)

Tabla 7. Peajes de acceso y cargos a baja tensión PEAJE 2.0 (< 1 kV). Fuente: [10].

PEAJE 2.0TD = SEGMENTO TARIFARIO DE CARGOS 1					
Potencia contratada	Periodos	Termino energía		Termino potencia	
		€/kWh y mes		€/kWh y mes	
		Peaje de transporte y distribución	Cargos	Peaje de transporte y distribución	Cargos
Potencia ≤ 15kW	P1	0,027787	0,046622	22,988256	3,175787
	P2	0,019146	0,009324	0,938890	0,204242
	P3	0,000703	0,002331	--	--

Tabla 8. Peajes de acceso y cargos a baja tensión PEAJE 3.0 (< 1 kV). Fuente: [10].

PEAJE 3.0TD = SEGMENTO TARIFARIO DE CARGOS 2					
Potencia contratada	Periodos	Termino energía		Termino potencia	
		€/kWh y mes		€/kWh y mes	
		Peaje de transporte y distribución	Cargos	Peaje de transporte y distribución	Cargos
Potencia > 15kW	P1	0,017752	0,025990	10,493920	3,946179
	P2	0,014567	0,019244	9,152492	1,974813
	P3	0,007955	0,010396	3,688512	1,434747
	P4	0,005361	0,005198	2,802739	1,434747
	P5	0,000321	0,003332	1,122833	1,434747
	P6	0,000321	0,002079	1,122833	0,657696

- Otros peajes de acceso y cargos
 - Puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público:

Tabla 9. Puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público PEAJE 3.0. Fuente: [10].

PEAJE 3.0 TDVE = SEGMENTO TARIFARIO DE CARGOS 2 VE					
Punto de suministro para recarga	Periodos	Termino energía		Termino potencia	
		€/kWh y mes		€/kWh y mes	
		Peaje de transporte y distribución	Cargos	Peaje de transporte y distribución	Cargos
Potencia>15kW Tensión≤1 kV	P1	0,073799	0,055237	2,600765	0,000000
	P2	0,060601	0,040900	2,266264	0,000000
	P3	0,033191	0,022095	0,915906	0,000000
	P4	0,022367	0,011047	0,696758	0,000000
	P5	0,001295	0,007082	0,274140	0,000000
	P6	0,001295	0,004419	0,274140	0,000000

- Pago de los autoconsumidores por la energía autoconsumida en instalaciones próximas a través de red:

Tabla 10. Pago de los autoconsumidores por la energía autoconsumida en instalaciones próximas a través de red. Fuente: [10].

PEAJES	3.0 TDA	6.1 TDA	6.2 TDA	6.3 TDA	6.4 TDA
Nivel de tensión	NT0 Tensión<1kV	NT1 (1Kv<Tensión<30Kv)	NT2 (30kv≤Tensión<72,5kv)	NT3 (72,5kv≤Tensión<145kv)	NT4 (Tensión≥145kv)
Periodos	Término de energía del peaje de transporte y distribución				
	€/kWh año				
P1	--	0,008915	0,004342	0,003514	0,007046
P2	--	0,007307	0,003565	0,003005	0,005743
P3	--	0,004312	0,001823	0,001876	0,003063
P4	--	0,002819	0,001755	0,000602	0,002433
P5	--	0,000124	0,000048	0,000135	0,000156
P6	--	0,000124	0,000048	0,000135	0,000156

1.5.8. Perfiles de consumo de clientes en Tolosa, Gipuzkoa, España

Para alcanzar resultados más fiables y próximos a la realidad, es necesario conocer los perfiles de consumo de clientes que en la actualidad adquieren el servicio eléctrico a través de la red de distribución eléctrica y que carecen de algún sistema auxiliar de producción o de almacenamiento de energía eléctrica. La necesidad del recurso energético y los altos precios de este son los motivos por los cuales los consumidores de la zona buscan alternativas de producción de electricidad y aún más si provienen de fuentes renovables de fácil acceso, alta eficiencia y calidad.

Dentro de los perfiles de consumo a analizar, se encuentran consumidores residenciales con una potencia contratada de 5,7 kW, consumidores comerciales con 12 kW de potencia contratada y consumidores industriales con 41 kW de potencia contratada. Todos estos datos fueron proporcionados por la empresa distribuidora TOLARGI de Tolosa. A continuación, se detallan cada uno de estos.

- **Consumidor residencial de 5,7 kW (vivienda unifamiliar)**

El tipo de consumidor residencial entra en la categoría de tarifa de acceso 2.0 TD, donde los rangos de potencia contratada varían entre los 0 y 10 kW. Esto quiere decir que, los consumidores de hogares no requieren grandes cantidades de energía para sus actividades cotidianas. Para estos rangos de potencia, según varias comercializadoras, los precios de potencia alcanzan los 0,1022 €/kW día, por otra parte, los precios de energía alcanzan los 0,3002 €/kWh para horas punta (10:00-14:00, 18:00-22:00) y 0,2633 €/kWh para horas valle (00:00-08:00) [24]. El consumo de este tipo de cliente varía según la época del año y las horas del día, además, cada consumidor tiene un perfil distinto debido a las costumbres diarias de cada uno.

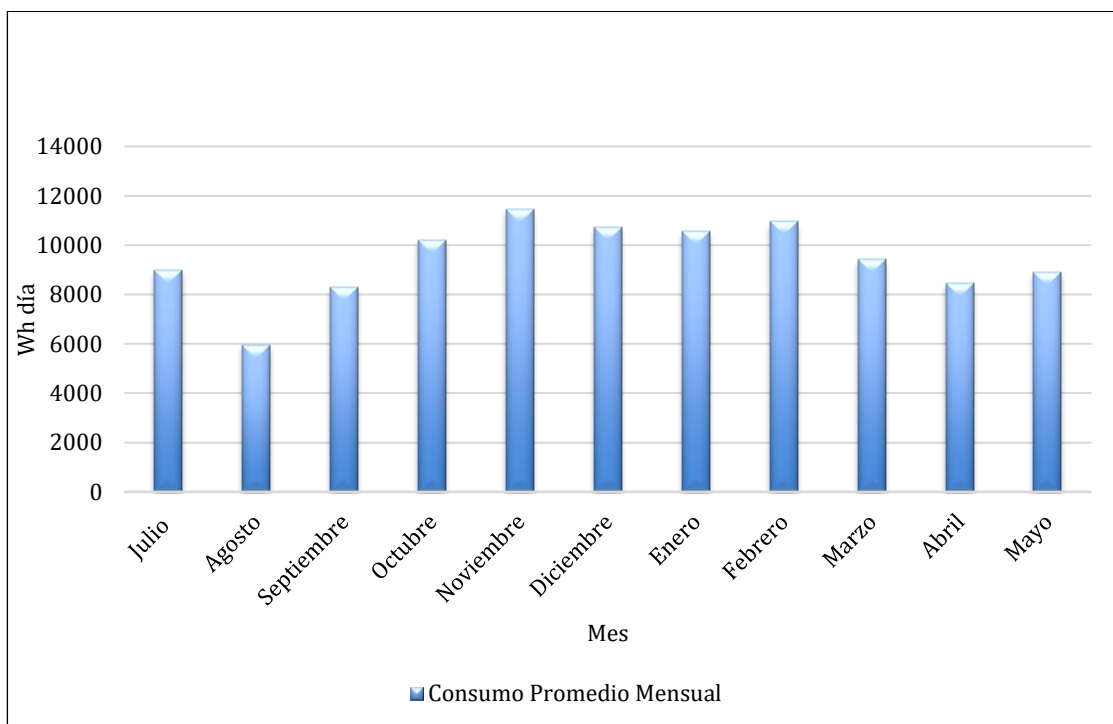


Figura 5. Consumo Promedio Mensual de un consumidor de 5,7 kW. Fuente: Tolargi.

Como se puede observar en la figura anterior, los meses de mayor consumo se producen de octubre a febrero y de menor consumo durante el mes de marzo al mes de septiembre. El mes de noviembre alcanza valores promedios de 11,445 kWh día y se ha registrado que durante este periodo se ha consumido en total de 343,353 kWh mes. Por otro lado, en agosto alcanza valores de 5,928 kWh día y se han registrado 183,797 kWh mes.

Como se puede observar en la siguiente figura, durante la época invernal, que comprenden los meses de octubre a febrero, el consumo alcanzó valores de 1.602,798 kWh y en verano, de marzo a septiembre, los valores registrados alcanzaron los 1.556,515 kWh. Comparando las dos épocas del año se puede contrastar que durante el invierno la demanda de energía es mayor que en verano, en el invierno el recurso solar es escaso y las condiciones climáticas dificultan una producción de energía solar fotovoltaica. Todos estos factores se deben tomar en cuenta para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y sistema de almacenamiento.

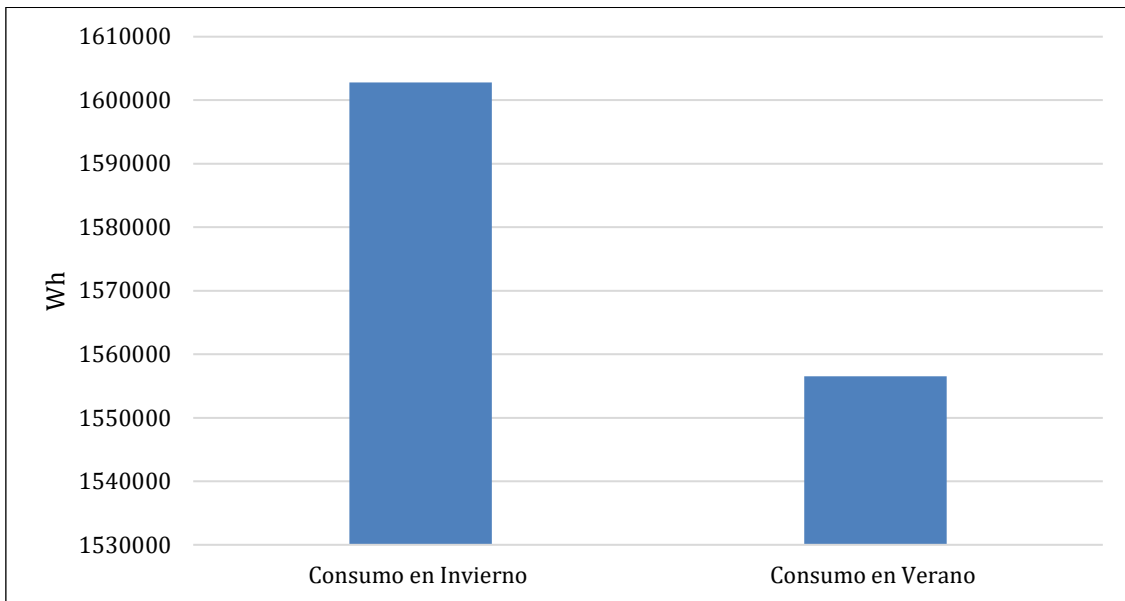


Figura 6. Consumo durante el invierno y el verano de un consumidor residencial. Fuente: Tolargi.

Los perfiles de consumo diarios de este tipo de consumidor son parecidos durante el año, excepto los fines de semana y días festivos, donde algunos clientes tienden a visitar lugares de recreación y turismo. Pero, durante días laborables, los consumidores tienden a repetir su consumo debido a sus hábitos y costumbres. Esto se puede observar en la siguiente figura.

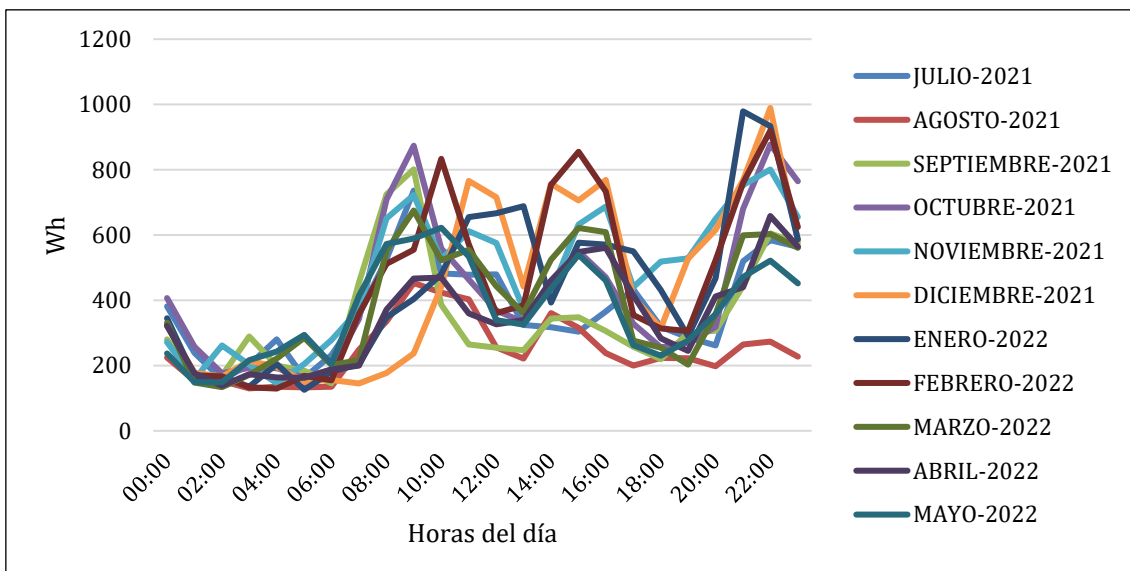


Figura 7. Perfil de consumo promedio diario-mensual de un consumidor residencial. Fuente: Tolargi.

- **Consumidor comercial de 12 kW (centro de estética)**

Un consumidor comercial promedio contrata potencias de 10-15 kW para garantizar la energía suficiente y desarrollar sus actividades cotidianas. Este tipo de cliente puede acceder a una tarifa 2.0 TD, donde los precios de potencia alcanzan los 0,0748 €/kW día y los precios de energía se encuentran por los 0,3095 €/kWh para horas punta y los 0,2725 €/kWh para horas valle [25]. De igual manera, el consumo de este tipo de cliente varía según los días y la época del año. Esto se puede observar en la siguiente figura.

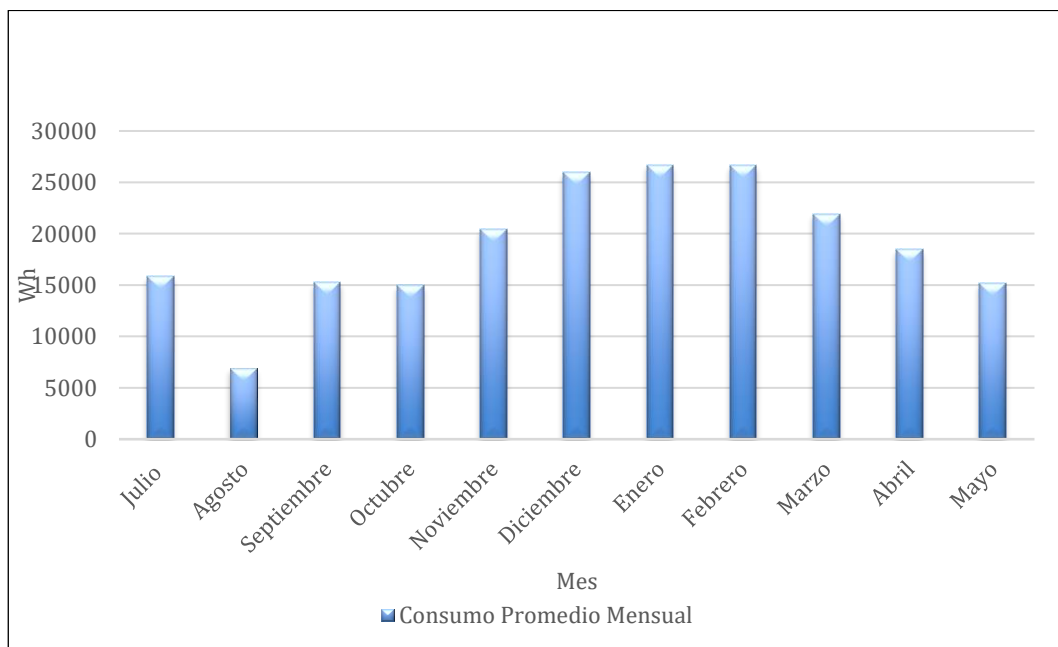


Figura 8. Consumo Promedio Mensual de un consumidor de 12 kW. Fuente: Tolargi.

El mayor consumo se registra durante los meses de noviembre a marzo. El mes de enero se ha registrado un mayor consumo, alcanzando así valores de hasta 26,710 kWh al día y acumulando 828,016 kWh al mes. Por otra parte, el mes donde se ha registrado un menor consumo es agosto, donde se alcanzan valores de hasta 6,911 kWh al día y al mes 214,255 kWh.

Las épocas del año también representan un cambio de hábito de consumo de energía eléctrica. Durante la temporada invernal, la demanda de electricidad para este tipo de consumidor

alcanzó valores de 3.670,410 kWh. Por otro lado, se ha registrado valores de demanda eléctrica de 2.650,341 kWh en el verano. Esto se evidencia en la siguiente figura.

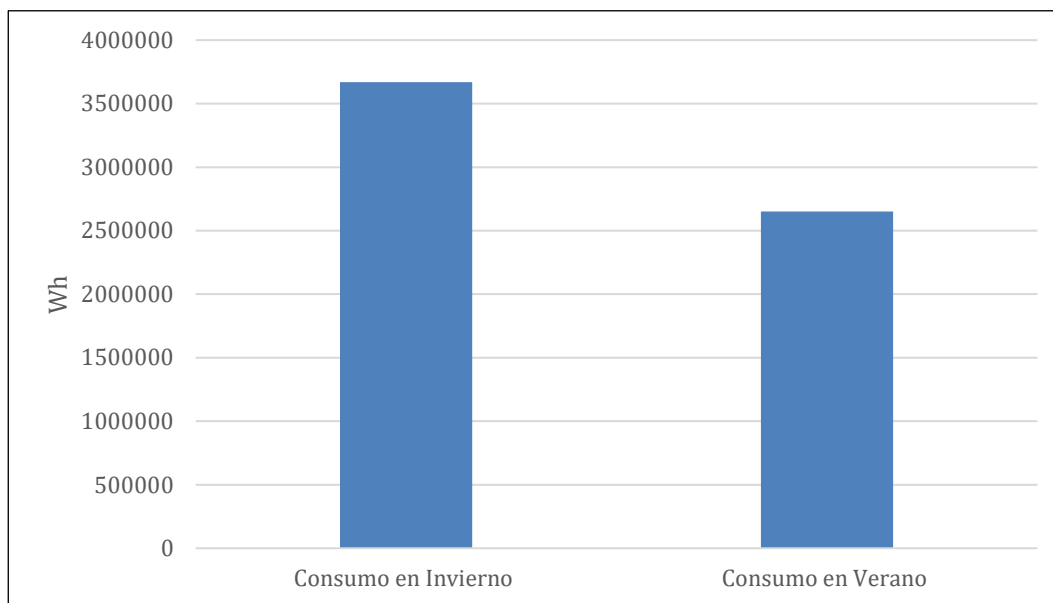


Figura 9. Consumo durante el invierno y el verano de un consumidor comercial. Fuente: Tolargi.

El hábito de consumo de este tipo de cliente varía según la época del año, los locales comerciales tienden a realizar sus actividades durante el día hasta ciertas horas de la noche, donde culminan su horario laboral y el consumo se reduce considerablemente. El perfil se mantiene constante a excepción de los días donde el local comercial permanece cerrado por vacaciones, fines de semana o días festivos.

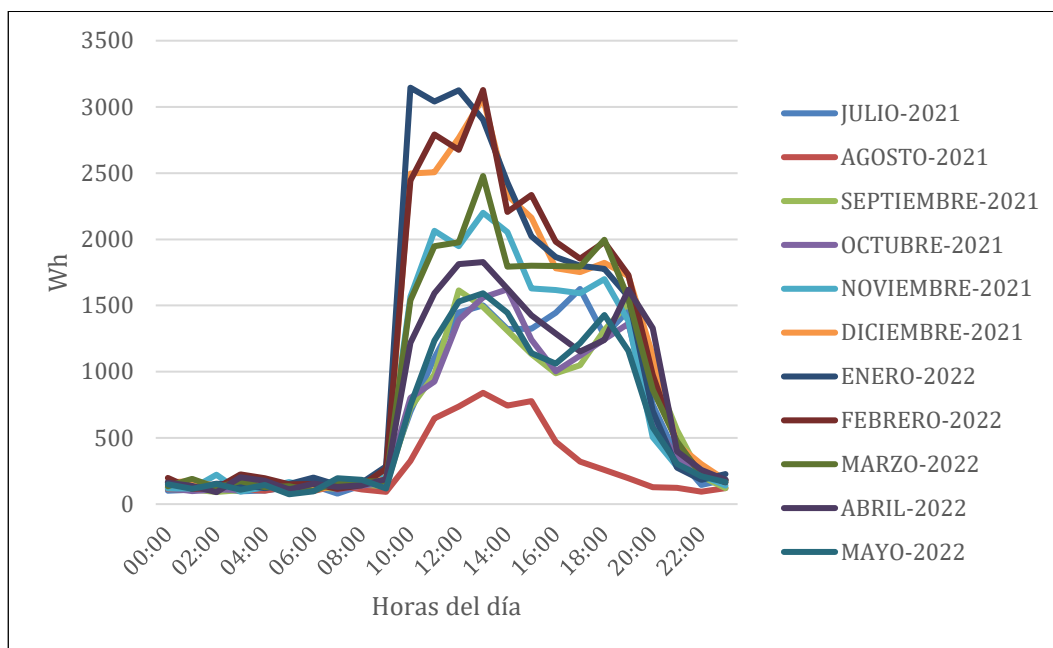


Figura 10. Perfil de consumo promedio diario-mensual de un consumidor comercial. Fuente: Tolargi.

- **Consumidor industrial de más de 15 kW (pastelería y panadería)**

El consumo de un cliente industrial tiene características completamente diferentes a comparación con clientes residenciales y comerciales. El tipo de industria marca el perfil de consumo y para este caso en particular es necesario analizar el hábito de consumo de un cliente industrial con una potencia contratada mayor a los 15 kW. Este consumidor accede a una tarifa 3.0 TD que pasa de tener 3 periodos a 6 periodos tarifarios denominados: P1, para la tarifa más costosa, hasta P6, para la tarifa más económica. Las tarifas antes mencionadas se clasifican teniendo en cuenta la temporada del año: alta, media-alta, media y baja [26]. En la siguiente tabla se indican los precios de la energía que se aplican en este proyecto. Además, se clasifican en función de la zona territorial, en este caso en la zona peninsular.



Tabla 11. Clasificación de los periodos tarifarios para clientes 3.0TD. Fuente: [26].

Temporada	Meses	Periodo	Hora	€/kWh
Alta	Enero, febrero, julio y diciembre	P1	09:00-14:00 / 18:00-22:00	0,3613
		P2	08:00-09:00 / 14:00-18:00 / 22:00-00:00	0,3494
		P6	00:00-08:00	0,2403
Media-Alta	Marzo, noviembre	P2	09:00-14:00 / 18:00-22:00	0,3494
		P3	08:00-09:00 / 14:00-18:00 / 22:00-00:00	0,3295
		P6	00:00-08:00	0,2403
Media	Junio, agosto y septiembre	P3	09:00-14:00 / 18:00-22:00	0,3295
		P4	08:00-09:00 / 14:00-18:00 / 22:00-00:00	0,2952
		P6	00:00-08:00	0,2403
Baja	Abril, mayo y octubre	P4	09:00-14:00 / 18:00-22:00	0,2952
		P5	08:00-09:00 / 14:00-18:00 / 22:00-00:00	0,2846
		P6	00:00-08:00	0,2403

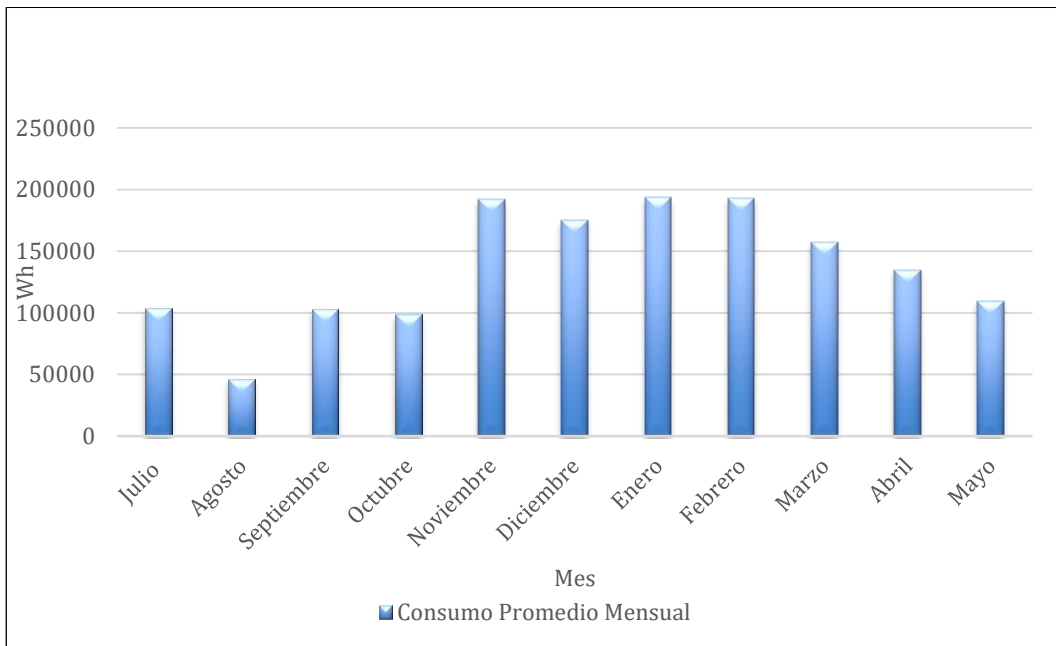


Figura 11. Consumo Promedio Mensual de un consumidor de más de 15 kW. Fuente: Tolargi.

Tal como se indica en la Figura 11, los meses de mayor consumo se distribuyen entre noviembre y marzo. Por otra parte, el menor consumo se registró entre los meses de abril y octubre. En el mes de enero se consumió la mayor cantidad de energía alcanzado los 193,516 kWh por día y al mes se acumuló 5.998,999 kWh. El mes de menor consumo corresponde a agosto, donde la energía consumida al día alcanza los 46,00 kWh y al mes se acumuló 1.426,00 kWh.

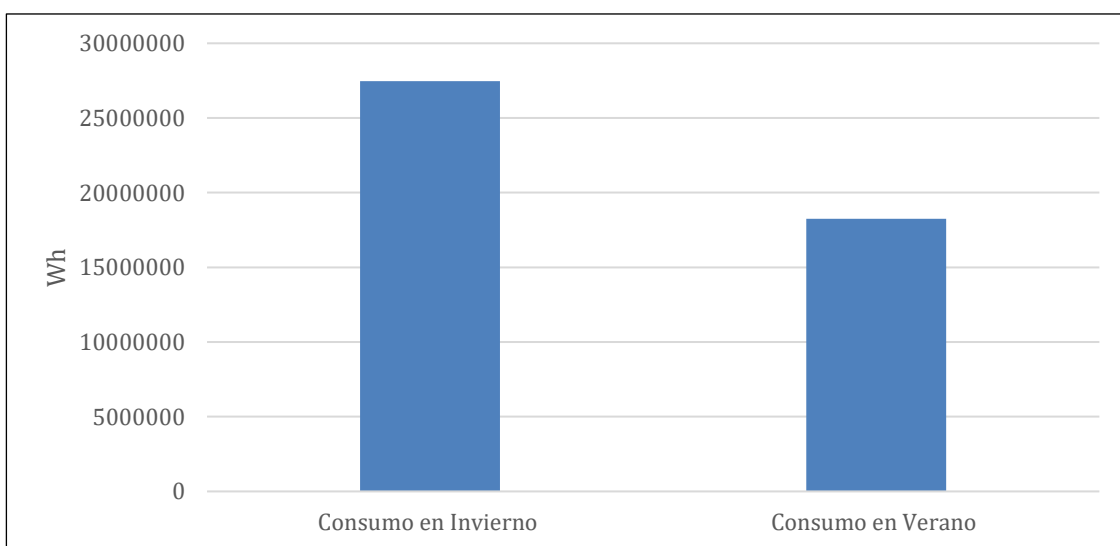


Figura 12. Consumo durante el invierno y el verano de un consumidor industrial. Fuente: Tolargi.

De la misma manera, la temporada invernal representa un alto valor de consumo alcanzando los 27.473,99 kWh y durante el verano se registró un consumo de 18.242,99 kWh durante un año. Esto se puede ver en la Figura 12.

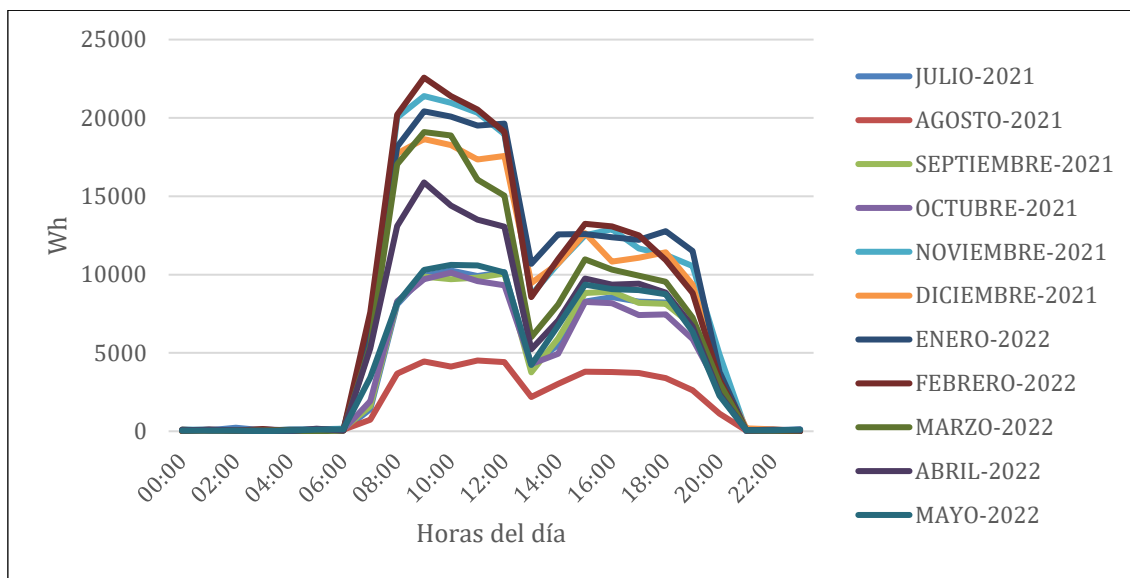


Figura 13. Perfil de consumo promedio diario-mensual de un consumidor industrial. Fuente: Tolargi.

Como se puede observar en la Figura 13. El perfil permite determinar el hábito de consumo de este cliente en particular, durante las horas laborables desde las 06:00 am hasta las 22:00 se registró un consumo con una reducción en las horas del almuerzo aproximadamente de 12:00 a 14:00. Este cliente tiene una variación de demanda que depende principalmente de las estaciones del año, además, de los días laborables, fines de semana y días festivos.

1.6. Análisis de alternativas

Para los casos de estudio es necesario plantear tres alternativas de comunidades locales de energía en Tolosa y analizar dos posibles escenarios para la aplicación de cada comunidad local. De esta manera se podrán diferenciar las ventajas y desventajas de los modelos de negocio que se aplican en cada caso.

A continuación, las tres alternativas de CLEs se representan en la siguiente tabla:

Tabla 12. Alternativas de CLEs en Tolosa y sus modelos de negocio. Fuente: propia.

Casos	Tipo de cliente	Nro de clientes	Escenario	Modelo de negocio
Alternativa 1	Residencial	5	Comunidad física de autoconsumo colectivo	Comunidades de energía
			Comunidad virtual regional	Proveedores solares comunitarios
Alternativa 2	Residencial Comercial	5 1	Comunidad física de autoconsumo colectivo	Comunidades de energía
			Comunidad virtual regional	Proveedores solares comunitarios
Alternativa 3	Residencial Comercial Industrial	5 1 1	Comunidad física de autoconsumo comunitario	Comunidades de energía
			Comunidad virtual regional	Proveedores solares comunitarios

- **Alternativa 1: 5 clientes residenciales**

La primera alternativa integra 5 clientes residenciales de un edificio donde comparten sus actividades cotidianas, tal como se indica en la Figura 14. Por tal motivo, el primer escenario que se plantea para esta CLE corresponde a una comunidad física de autoconsumo colectivo y se aplica un modelo de negocio de comunidades de energía, donde se tiene en cuenta la participación del agregador energético para gestionar la producción de energía eléctrica a través

de un sistema fotovoltaico, el almacenamiento en baterías de ion-litio y el consumo eficiente de cada cliente. Además, las condiciones técnicas de la instalación clasifican esta alternativa dentro de este escenario y del modelo de negocio, el sistema fotovoltaico se encuentra emplazado cerca de las cargas y comparten el mismo nodo común de la red de distribución. La edificación cuenta con un área disponible en su tejado de $91.84 m^2$.



Figura 14. Ejemplo de edificación para la alternativa 1. Fuente: propia.

Para la misma alternativa se analiza un segundo escenario, donde, el tratamiento de la CLE corresponde a una comunidad virtual regional. La instalación solar fotovoltaica se emplaza en una zona distante a la carga, el recurso solar en la nueva zona (Málaga) es mucho más abundante. Los clientes se convierten en accionistas dentro de la CLE y es necesario la participación de un agregador energético para la gestión de la energía producida y consumida. El modelo de negocio aplicable para este escenario sería de proveedores solares comunitarios.

- **Alternativa 2: 5 clientes residenciales + 1 cliente comercial**

La segunda alternativa integra a los 5 clientes de la alternativa 1 con un cliente comercial, los consumidores residenciales comparten el mismo edificio donde realizan sus actividades y el consumidor comercial se encuentra en el edificio contiguo, como se indica en la Figura 15. Por tal motivo, el primer escenario corresponde a una comunidad física de autoconsumo colectivo y se aplica el modelo de negocio de comunidades de energía. De igual manera, la participación de un AE es indispensable para la gestión de la producción de electricidad mediante un sistema fotovoltaico, el almacenamiento de energía en baterías de ion-litio y el consumo de cada cliente. Las edificaciones cuentan con espacios disponibles de $155.43 m^2$.



Figura 15. Ejemplo de edificación para la alternativa 2. Fuente: propia.

El segundo escenario clasifica a la CLE como una comunidad virtual regional y se aplica un modelo de negocio de proveedores solares comunitarios. Al igual que la alternativa 1, el emplazamiento se encuentra instalado en una zona distante a las cargas (Málaga).

- **Alternativa 3: 5 clientes residenciales + 1 cliente comercial +1 cliente industrial**

La tercera alternativa integra a los clientes de la Alternativa 2 con un cliente industrial, los clientes se encuentran distribuidos en diferentes viviendas y locales comerciales e industriales en la misma zona, tal como se indica en la Figura 16. Los consumidores se encuentran conectados en la misma red de distribución pública al mismo nivel de tensión, por tal motivo, la CLE entra en la categoría de comunidad física de autoconsumo comunitario y se aplica un modelo de negocio de comunidades de energía. La participación de un AE es necesario para la gestión de la producción mediante un sistema solar fotovoltaico, el almacenamiento en baterías de ion-litio y el consumo de cada cliente. Las edificaciones cuentan con un área disponible en sus tejados de $345.93 m^2$.

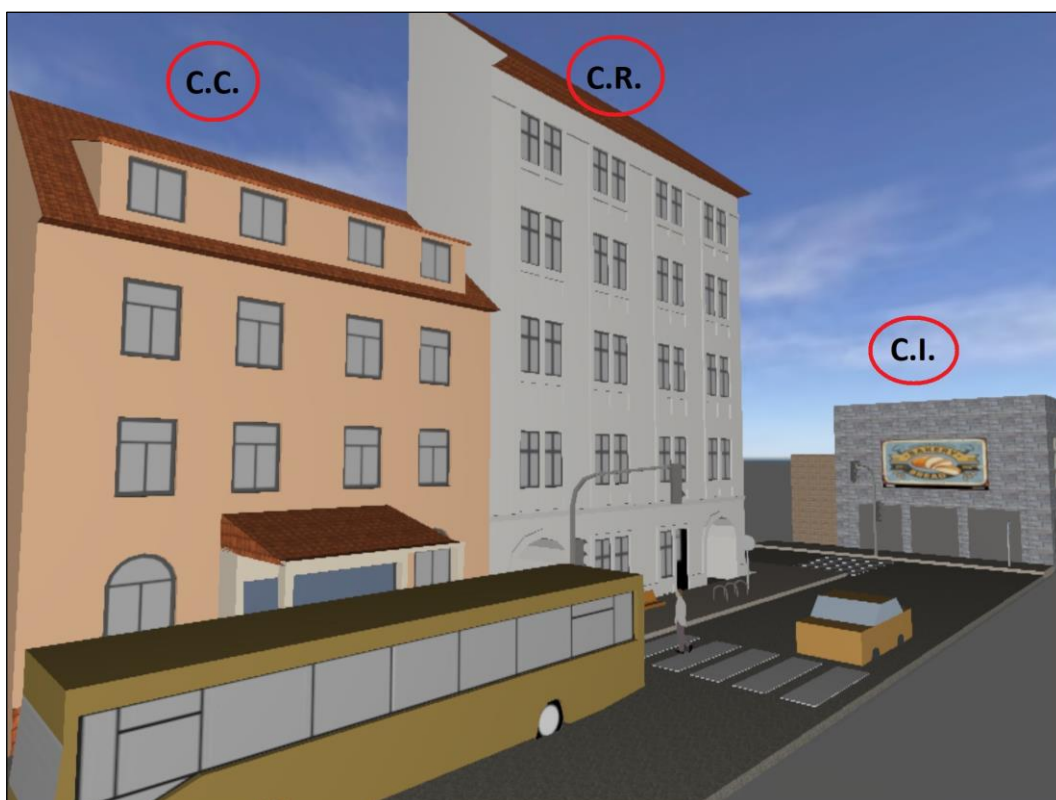


Figura 16. Ejemplo de edificación para la alternativa 2. C.R.) Cliente Residencial, C.C.) Cliente Comercial, C.I.) Cliente Industrial. Fuente: propia.



Para el segundo escenario, la clasificación de la CLE entra en la categoría de comunidad virtual regional. Al igual que las otras alternativas, la CLE está compuesta por accionistas y el sistema fotovoltaico se encuentra emplazado en una zona distante (Málaga) de la carga.

El desarrollo del proyecto en los ámbitos técnicos y económicos se realiza más adelante en el apartado de la metodología y aspectos económicos. Las tres alternativas analizadas en el proyecto representan posibles opciones para la aplicación de CLEs en un ambiente donde pueden participar varios tipos de consumidores y reducir el valor de la factura de energía eléctrica.

1.7. Análisis de riesgos

La implementación de cualquiera de las tres alternativas está expuesta a sufrir riesgos, ya sea al momento de la instalación del sistema fotovoltaico para la producción de la energía eléctrica, donde la disponibilidad de espacio para el emplazamiento de los paneles solares es una necesidad indispensable. Las edificaciones no siempre cuentan con las condiciones adecuadas para la implementación de equipos, la tecnología fotovoltaica requiere ciertas condiciones en cuanto a la estructura de emplazamiento para obtener el máximo provecho. Por una parte, varias estructuras habitacionales no cuentan con el espacio necesario y se requiere una inversión previa para adecuar el área de instalación. Por otro lado, los ayuntamientos protegen las edificaciones consideradas como patrimonio histórico donde no es posible aplicar modificaciones que cambien su diseño.

La gestión de la generación y el consumo es otro factor principal para considerar y que puede generar riesgos al momento de la operación de la CLE. El agregador energético juega un papel fundamental en la correcta gestión de la CLE, este agente debe considerar que un sobredimensionamiento del sistema de generación o del almacenamiento representa un gasto para todos los miembros que conforman la comunidad. Uno de los objetivos de la implementación de una CLE es reducir las facturas de los consumidores, si la inversión inicial es muy elevada y la operación de la comunidad no representa beneficio alguno, la modalidad de intercambio no cumpliría su propósito.

Las leyes locales y las normativas representan un obstáculo para el diseño e implementación de estas nuevas modalidades, la falta de una correcta legislación o las restricciones que se imponen sobre las CLEs representan un gran riesgo en las etapas de diseño e implementación.

1.8. Descripción de la solución propuesta

El agente encargado de la gestión de la generación, la demanda y el almacenamiento es un agregador energético (AE). Para cada una de las alternativas es necesario proponer una solución desde el punto de vista de dicho agente. Primero, para una CLE física, el AE debe conocer los perfiles de consumo de cada uno de los clientes que conforman la CLE, luego, es necesario diseñar un sistema fotovoltaico que pueda cubrir las necesidades energéticas de los clientes teniendo en cuenta el recurso solar de la zona y las normativas vigentes. Por otro lado, El mismo gestor debe dimensionar un sistema de almacenamiento a base de baterías de ion-litio capaz de entregar la energía suficiente por la noche y almacenar energía durante el día. Además, es necesario hacer un seguimiento hora a hora para gestionar de manera correcta la CLE con la información suficiente y aplicando el modelo de negocio de comunidades de energía.

A continuación, se indica de manera general para las tres alternativas, mediante un diagrama de flujo en la Figura 17, la gestión que el AE debe realizar hora a hora en las CLEs físicas para conocer la relación entre los sistemas y los Clientes. Luego, se debe analizar, dependiendo el caso, los beneficios económicos de la CLE considerando que la misma cuenta o no con un sistema de almacenamiento. También es necesario determinar la participación de cada cliente al momento de realizarse el consumo de la red o del sistema de almacenamiento, el objetivo principal es reducir el consumo de la red en horas punta y aprovechar al máximo la energía producida por el sistema de generación.

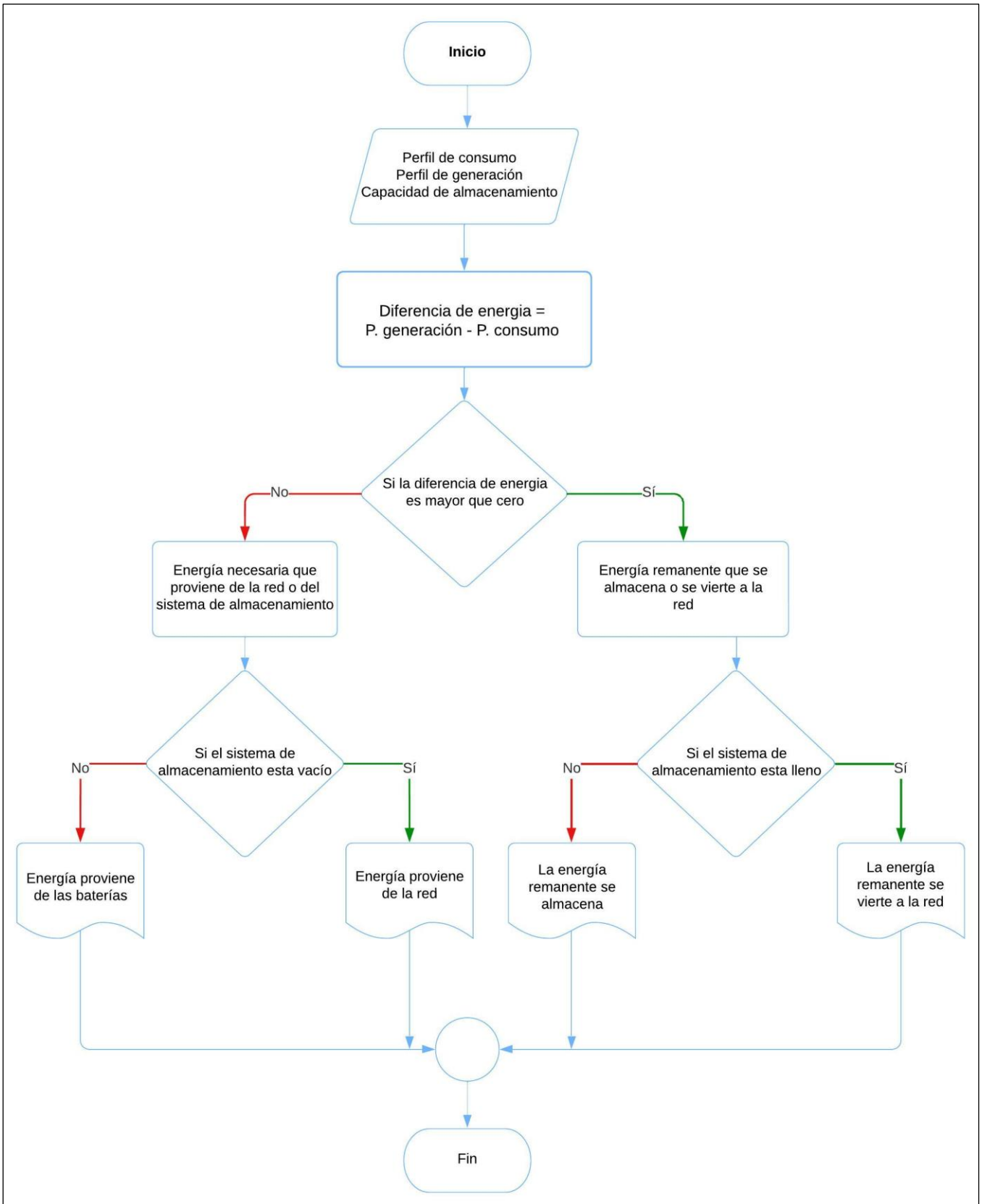


Figura 17. Diagrama de flujo para la gestión de una CLE física. Fuente: Propia.

Dentro de las consideraciones que se debe tener al momento de la gestión de energía, es necesario conocer el valor de la energía consumida por el cliente, además, se debe comprobar si la aplicación de una CLE con sistema de almacenamiento representa alguna reducción en el precio de la factura o no. Los consumidores contratan, a través de una empresa comercializadora, el servicio eléctrico de acuerdo con las necesidades de la carga. Dependiendo del tipo de tarifa y la potencia contratada, la energía consumida puede variar de precio, los beneficios pueden variar conforme cambian los precios regulados.

Segundo, la gestión de una CLE virtual es completamente distinta a comparación de una CLE física. El sistema fotovoltaico se encuentra emplazado en un lugar distante a la carga, por tal motivo, el AE debe tener el control de la energía producida de manera remota y verterla por completo a la red. Los beneficios para los accionistas, que en este caso son los miembros de la CLE virtual, dependen del precio de la electricidad generada que participa en el mercado eléctrico. La diferencia entre la venta de la energía del sistema fotovoltaico y el consumo por parte de los accionistas marca la reducción de la factura final, el análisis debe realizarse hora a hora para verificar de manera precisa los resultados finales.

A continuación, mediante dos diagramas de flujo en la Figura 18, Se analiza la gestión de un AE sobre una CLE virtual. El diagrama número 1 representa la gestión que se debe realizar en una CLE sin considerar almacenamiento de energía, que llegaría a ser la manera más común de una comunidad virtual. El diagrama número 2 representa la gestión en una CLE con almacenamiento mediante baterías por parte de los clientes, para este proyecto se analiza la viabilidad de la instalación de un sistema de almacenamiento cercano a la carga mientras el sistema de generación se encuentra distante.

De igual manera, para una CLE virtual se debe analizar los beneficios económicos teniendo en cuenta las tarifas horarias para cada alternativa y verificar que la inversión que deben realizar los accionistas genera beneficios. A diferencia que una CLE física, el modelo de negocio que debe aplicarse es el de proveedores solares comunitarios.

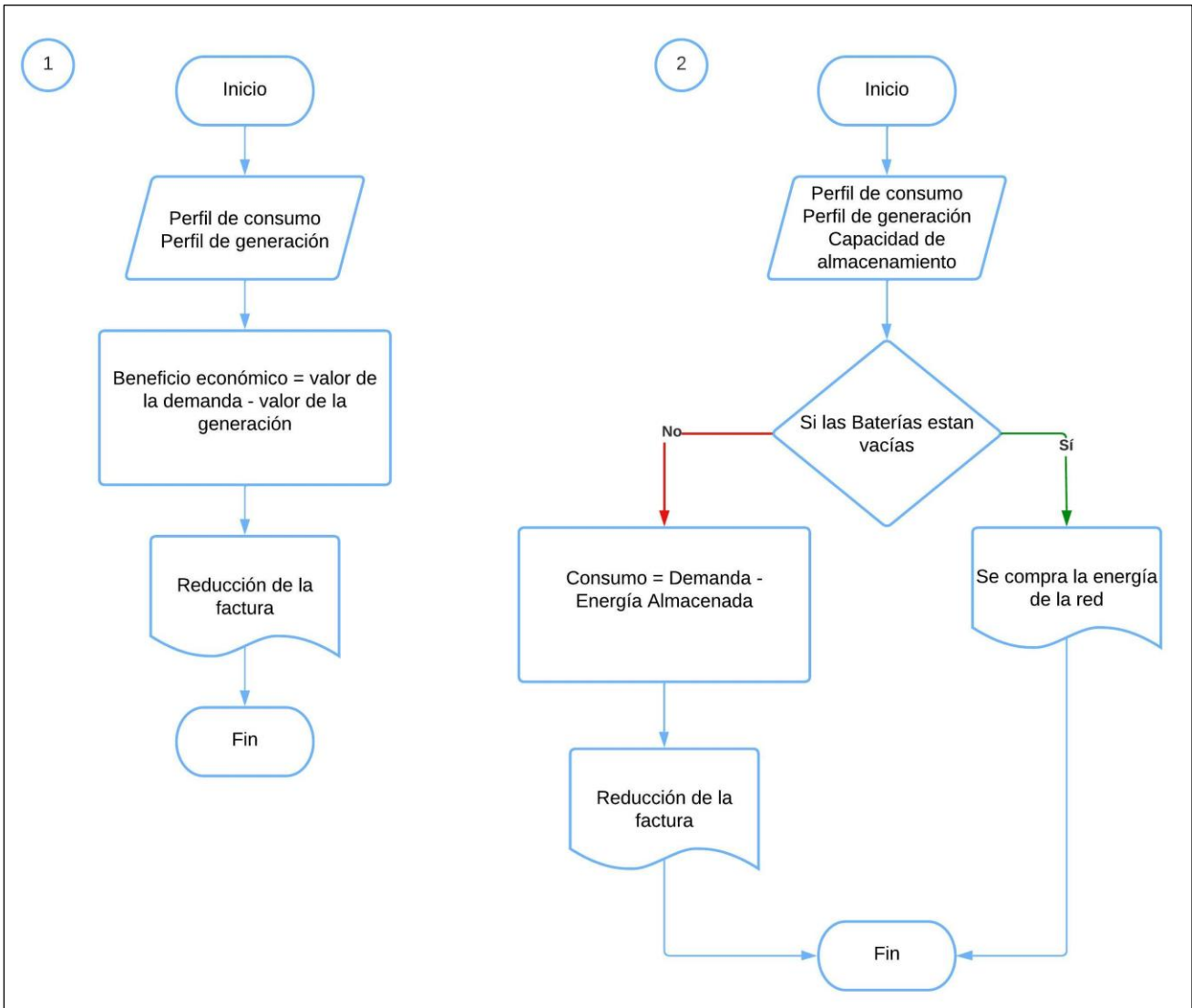


Figura 18. Diagramas de flujo para la gestión de una CLE virtual. 1) No se considera un sistema de almacenamiento. 2) Se considera un sistema de almacenamiento. Fuente: propia.

2. METODOLOGÍA

En este apartado se desarrolla todo el procedimiento, cálculos, algoritmos y análisis de las alternativas planteadas. Una vez obtenidos los resultados técnicos de las instalaciones y de la gestión de la energía, se procede al cálculo de los beneficios económicos donde se verifica si la implementación de una CLE, como una nueva modalidad de intercambio de energía, garantiza una factibilidad. Para ello, Las CLEs de cada alternativa deben diseñarse según las normativas vigentes lo permitan.

2.1. Recurso solar en Tolosa

La ubicación geográfica de Tolosa no garantiza un recurso solar constante, debido a las condiciones climáticas propias de la zona. La falta de irradiación es un factor que podría reducir el desempeño del sistema Fotovoltaico para la generación de electricidad y sería necesario un leve sobredimensionamiento para alcanzar los resultados deseados.

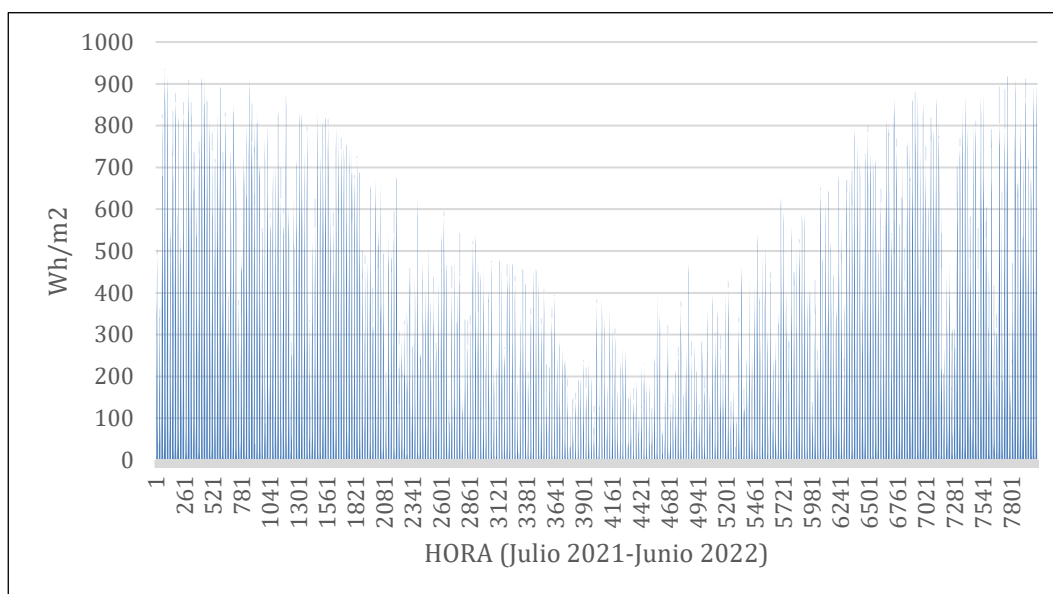


Figura 19. Irradiación Wh/m² hora a hora durante un año en Tolosa. Fuente: [25].

Tal como se indica en la Figura 19, la irradiación durante el verano es elevada y en algunos casos llega hasta los 900 Wh/m². Por otra parte, durante la temporada invernal la irradiancia es reducida y en el mejor de los casos alcanzaría los 250 Wh/m², al año alcanza valores de irradiancia de aproximadamente 1.374.215,4 Wh/m². Esta información permite dimensionar el sistema fotovoltaico para cada alternativa.

2.2. Recurso solar en Málaga

Las CLEs virtuales se caracterizan por la distancia entre las cargas y la fuente de generación. Para este proyecto se analiza la posibilidad de implementar una CLE con el sistema de generación emplazado en Málaga, esto se debe a las características climáticas de la zona y los niveles de irradiación elevados que permiten una factibilidad en cuanto al recurso solar para la implementación de tecnología solar fotovoltaica.

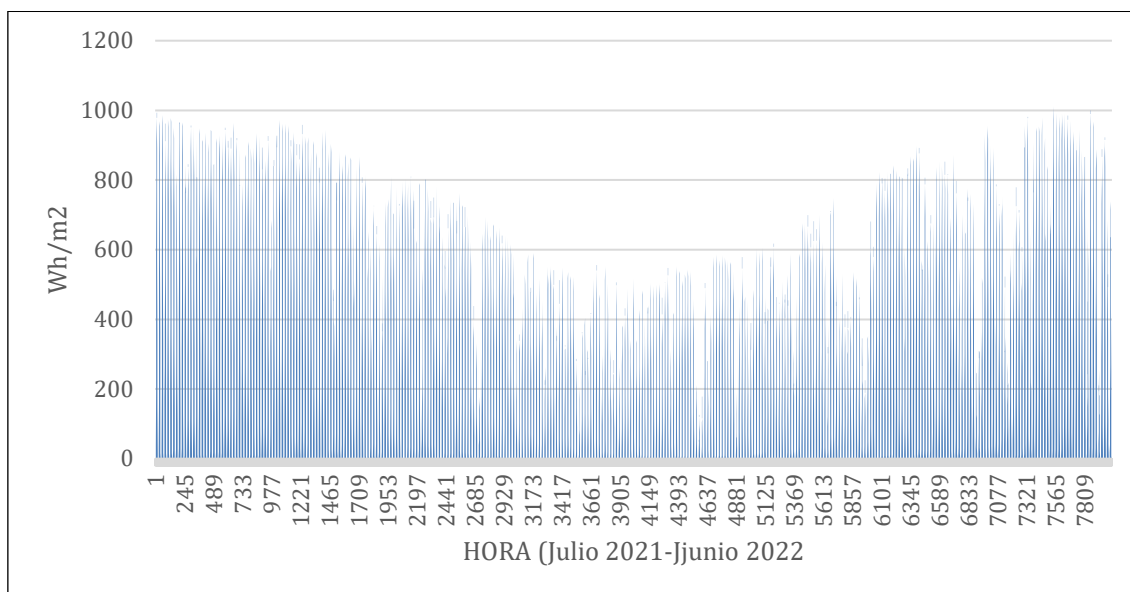


Figura 20. Irradiación Wh/m² hora a hora durante un año en Málaga. Fuente: [25].

La Figura 20 marca las grandes diferencias entre los niveles de irradiancia entre las dos ciudades, en Málaga el recurso solar es mucho mayor durante la misma franja horaria de Tolosa. Los niveles de Irradiancia pueden alcanzar los 1000 Wh/m² durante el verano y puede llegar hasta los 600 Wh/m² en el mejor de los casos durante la temporada invernal. De igual manera la irradiancia acumulada anual alcanza los 1.832.741,61 Wh/m².

2.3. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico depende de las cargas que se desean alimentar y del recurso solar disponible, el conocimiento adquirido en los apartados anteriores permite establecer la potencia de la fuente de generación. Según las necesidades expuestas, para este proyecto se opta por usar el software de cálculo y simulación de sistemas fotovoltaicos PVsyst. Este programa servirá de ayuda para obtener la configuración óptima del sistema, así como también, permite obtener un aproximado de la energía producida durante un año por la instalación que alimenta la carga.

Por una parte, la potencia del inversor se obtiene de manera aproximada mediante la ecuación (1):

$$P_m = \frac{E}{HSP * \eta} \quad (1)$$

Donde:

P_m : Potencia máxima instalada.

E : Energía del sistema.

HSP : Horas solares pico.

η : Eficiencia del sistema.

La hora solar pico (HSP) se define como el tiempo en horas de irradiación de $1000\text{W}/\text{m}^2$ de las condiciones estándar de medida (CEM) [28]. De esta manera, se procede a dividir la irradiación acumulada anual para la irradiación estándar y se obtiene las HSP de un año. Por otro lado, la eficiencia del sistema η depende de las condiciones de la instalación y las pérdidas de los equipos que conforma el sistema [28].

Las alternativas expuestas para este proyecto representan ciertas condiciones que deben ser tomadas en cuenta para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico en cada caso.

2.4. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento

El dimensionamiento del sistema de almacenamiento se encuentra condicionado por la carga y descarga de las baterías de ion-litio. Para este proyecto será necesario estimar la capacidad de almacenamiento de los miembros de la CLE, la energía remanente que se produce durante el día se debe almacenar y consumirse durante la noche donde no hay recurso solar que se pueda aprovechar. La capacidad de las baterías se puede calcular mediante la ecuación (2).

$$CA = \frac{CC * DA * FC}{P.} \quad (2)$$

Donde:

CA: Capacidad de almacenamiento.

CC: Consumo del cliente.

DA: Días de autonomía.

FC: Factor de corrección.

PD: Profundidad de descarga.

Para el cálculo de la capacidad de las baterías, se debe multiplicar el consumo del cliente (CC) por los días de autonomía (DA), para este proyecto los días de autonomía quedan condicionados a 0.5 por que la energía se consume durante la noche. Se multiplica también por un factor de corrección (FC) 1,1 que compensa la pérdida de potencia de las baterías por el paso de los años. Por último, se divide por la profundidad de descarga (PD) 0,8 que indica el nivel máximo de descarga de las baterías con el cual no se pueden presentar riesgos.

Una vez calculada la capacidad de almacenamiento, es necesario dividir la CA con el voltaje de las baterías y así obtener la capacidad en Amperios hora (Ah), con lo cual permitirá adquirir las baterías que cumplan las condiciones necesarias para el sistema de almacenamiento.

2.5. Perfiles de consumo de los casos de estudio

2.5.1. Perfil de consumo. Alternativa 1

La CLE que se desea implementar en esta alternativa debe cumplir los parámetros necesarios para cubrir las necesidades energéticas de los 5 clientes residenciales. Por tal motivo, la demanda de todos los clientes es información indispensable para el AE, en este caso, los perfiles de consumo de los 5 clientes tienen características parecidas a diferencia que cada piso no siempre cuenta con los mismos electrodomésticos. A continuación, en la Tabla 13 se detalla el consumo anual de cada cliente de la CLE.

Tabla 13. Consumo de los 5 clientes para la alternativa 1. Fuente: propia.

Consumidor	kWh / año	Tarifa	Potencia contratada kW
C1	3.422,14	2.0 TD	5,7 kW
C2	3.422,51	2.0 TD	5,7 kW
C3	3.421,96	2.0 TD	5,7 kW
C4	3.902,56	2.0 TD	5,7 kW
C5	3.417,17	2.0 TD	5,7 kW
Consumo total de la CLE	17.586,33 kWh / año		

La tabla anterior indica el consumo de energía eléctrica anual de cada uno de los clientes y el acumulado total de los miembros de la nueva modalidad de intercambio. Si bien estos valores ayudan a dimensionar el sistema de generación y el sistema de almacenamiento, es necesario conocer el comportamiento del consumo de la CLE para obtener una mayor precisión en la gestión de la energía. A continuación, en la Figura 21 se indica la demanda hora a hora durante un año.

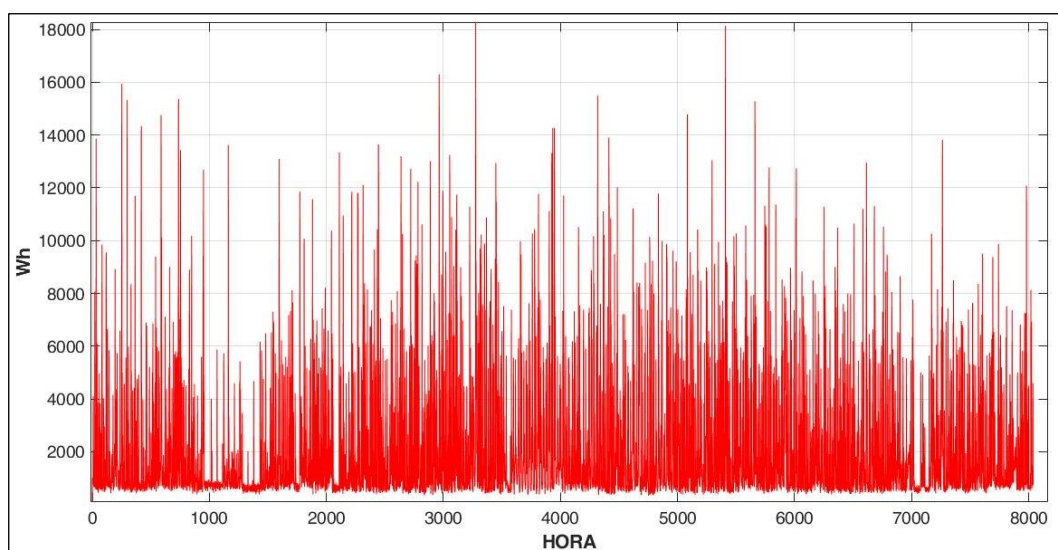


Figura 21. Perfil de consumo de la alternativa 1. Fuente: Propia

El consumo de energía eléctrica varía hora a hora durante el año. Al tener hábitos parecidos, la demanda de energía se mantiene constante durante el año, pero se puede observar un leve aumento de energía consumida entre las 2.500 a 6.500 horas que para este estudio llegaría a ser la temporada invernal.

2.5.2. Perfil de consumo. Alternativa 2

Para este caso, se analizan los perfiles de consumo de los 5 clientes residenciales y 1 cliente comercial, el cual cuenta con un hábito de consumo completamente distinto a los residenciales. En la Tabla 14, se representa el consumo anual de cada miembro de la CLE.

Tabla 14. Consumo de los 6 clientes para la alternativa 2. Fuente: propia.

Consumidor	kWh / año	Tarifa	Potencia contratada kW
C1	3.422,14	2.0 TD	5,7 kW
C2	3.422,51	2.0 TD	5,7 kW
C3	3.421,96	2.0 TD	5,7 kW
C4	3.902,56	2.0 TD	5,7 kW
C5	3.417,17	2.0 TD	5,7 kW
C6	6.809,37	2.0 TD	12 kW
Consumo total de la CLE	24.395,69 kWh / año		

Una vez obtenido el consumo anual para este caso, a continuación, se analiza el comportamiento hora a hora para la alternativa 2 en la Figura 22.

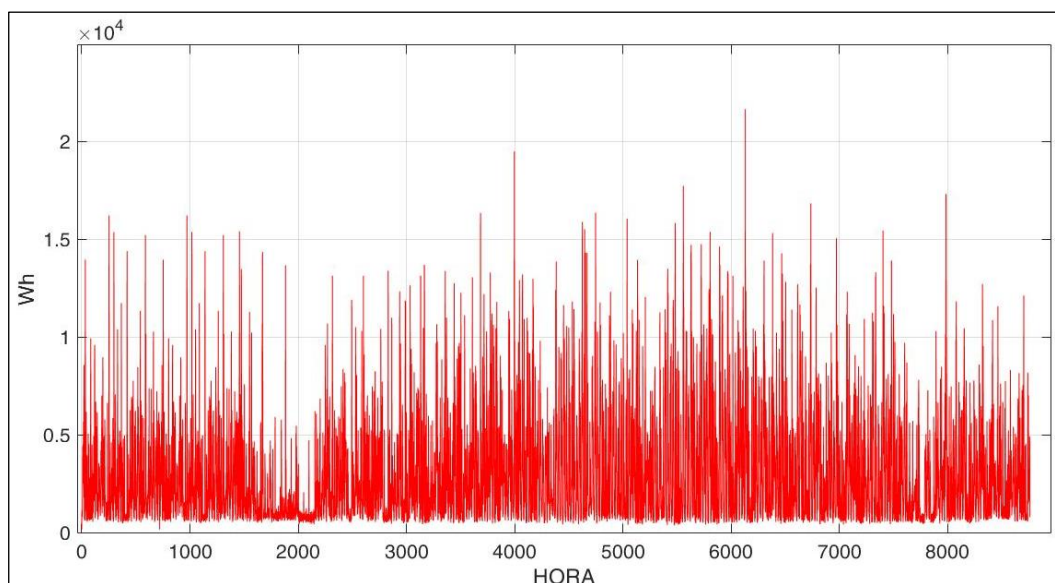


Figura 22. Perfil de consumo de la alternativa 2. Fuente: Propia

Al tener hábitos de consumo diferentes entre clientes residenciales y comerciales, la demanda horaria de la nueva CLE aumenta considerablemente a comparación de la alternativa 1, esto se debe al tipo de consumo del nuevo cliente. En las horas de la noche el consumo se reduce, ya que, el cliente comercial realiza sus actividades laborales en el día.

2.5.3. Perfil de consumo. Alternativa 3

Para este último caso, se analizan los perfiles de consumo de los 5 clientes residenciales, 1 cliente comercial y 1 cliente industrial, el cual cuenta con un hábito de consumo completamente distinto a los residenciales y parecido al cliente comercial, pero con diferencia en la hora laboral. En la Tabla 15, se representa el consumo anual de cada miembro de la CLE.

Tabla 15. Consumo de los 7 clientes para la alternativa 3. Fuente: propia.

Consumidor	kWh / año	Tarifa	Potencia contratada kW
C1	3.422,14	2.0 TD	5,7 kW
C2	3.422,51	2.0 TD	5,7 kW
C3	3.421,96	2.0 TD	5,7 kW
C4	3.902,56	2.0 TD	5,7 kW
C5	3.417,17	2.0 TD	5,7 kW
C6	6.809,37	2.0 TD	12 kW
C7	48.891,99	3.0 TD	41 kW
Consumo total de la CLE	73.287,68 kWh / año		

Una vez obtenido el consumo anual para este último caso, a continuación, se analiza el comportamiento hora a hora para la alternativa 3 en la Figura 23.

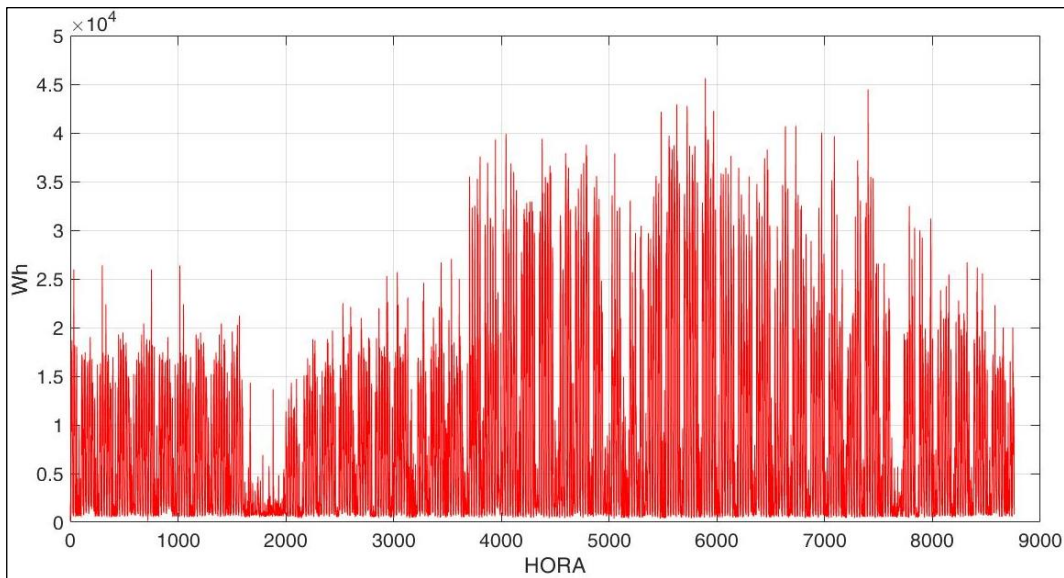


Figura 23. Perfil de consumo de la alternativa 3. Fuente: Propia

La demanda del cliente industrial eleva considerablemente la demanda de la CLE. Durante el invierno entre las 4.000 y 8.000 horas se puede observar que el consumo aumenta, a diferencia del mes de agosto entre las 1.500 y 2.000 horas, donde la demanda disminuye por la temporada vacacional de la empresa que se ejemplifica para este proyecto.

2.6. Estudio técnico de las CLEs físicas

En este apartado se analiza a nivel técnico el dimensionamiento y la producción de las CLEs físicas para cada alternativa. Esto es un paso fundamental, los resultados favorables llegarían a ser posibles con una correcta estimación. Si bien existe una gran cantidad de inversores, paneles solares y baterías en el mercado, cualquier combinación puede llegar a cubrir las necesidades requeridas por la CLE. Pero, para este proyecto en específico se consideran estos equipos de manera general, sin importar las marcas y las combinaciones. Además, se realizarán las simulaciones necesarias en PVsyst para comparar resultados. Las simulaciones en PVsyst y el código de MATLAB para la gestión de energía se encuentra en el ANEXO II.

2.6.1. Estudio técnico de la alternativa 1, CLE física

2.6.1.1. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico, alternativa 1, CLE física

El consumo de la CLE conformada por los 5 miembros ronda los 17,58 MWh / año, y el recurso solar disponible alcanza los 1,37 MWh/m² por año, de esta manera se procede con:

- **Dimensionamiento del inversor**

A continuación, en la Tabla 16, se detallan la información para el cálculo del inversor.

Tabla 16. Dimensionamiento del Inversor para la alternativa 1. CLE física. Fuente: propia.

Característica	Valor
Energía del sistema (Demanda)	17,59 MWh/año
Hora solar pico (HSP)	1.374,22 HSP
Eficiencia del sistema (η)	0,96
Potencia del inversor	13,33kW

La potencia del inversor es aproximadamente de 13,33 kW, la eficiencia del sistema se considera con un valor de 0,96. Las pérdidas del sistema pueden afectar la producción, por ello, es necesario sobredimensionar el sistema para garantizar la generación requerida. El Software PVsyst permite estimar que la potencia del inversor necesaria para cubrir la demanda debe ser de 15 kW para este caso en particular ANEXO II.

- **Potencia y arreglo de los paneles solares**

En la Tabla 17 se detallan las características de los paneles solares y el arreglo necesario para suministrar la energía demandada.

Tabla 17. Características y arreglo de los paneles solares de la alternativa 1. CLE física. Fuente: propia.

Característica	Valor
Nro. De paneles	34
Potencia de cada panel	400 W
Nro. De paneles en serie	17
Nro. De ramas en paralelo	2
Área	68,2 m ²
Potencia del Arreglo	13,6 kW

El arreglo que paneles solares que recomienda PVsyst está conformado por 2 cadenas de paneles solares conectadas en paralelo con 17 módulos en serie cada una ANEXO II. Esto permitiría tener una potencia instalada de 13,6 kW que se conectarán al inversor de 15 kW. El esquema de conexión se representa en la siguiente figura.

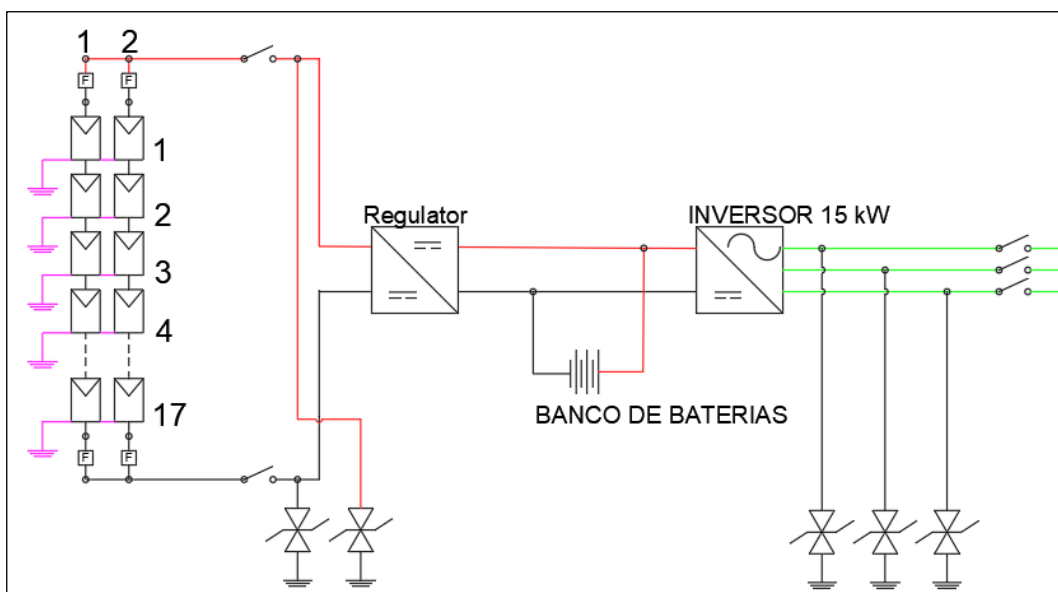


Figura 24. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la alternativa 1. CLE física. Fuente: propia.

2.6.1.2. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento, alternativa 1, CLE física

Para el dimensionamiento del sistema de almacenamiento es necesario considerar varias características de la CLE, en este caso los 5 clientes residenciales tienen hábitos de consumo similares, por tal motivo el cálculo de la capacidad de almacenamiento será el mismo para los 5 miembros. En la Tabla 18 se detallan las propiedades de las baterías para este caso en específico.

Tabla 18. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento para la alternativa 1. CLE física. Fuente: propia.

Característica	Valor
Consumo del cliente (CC)	10 kWh
Días de autonomía (DA)	0,5 días
Factor de corrección (FC)	1,1
Profundidad de descarga (PD)	0,8
Voltaje de operación de las baterías	51,2 V
Nro de clientes	5
Capacidad de almacenamiento (CA)	34,375 kWh / 671,39 Ah

Se estima que, en el caso más desfavorable, cada cliente consuma un aproximado de 10 kWh por día, por lo que el dimensionamiento se realiza con estos valores. Además, la energía que produzca durante el día y no sea consumida debe almacenarse para su uso durante la noche, por tal motivo los días de autonomía son 0,5. Al mejorar la eficiencia y la garantía de las baterías de Ion-litio se utiliza un Factor de corrección de 1,1, garantizando así un correcto dimensionamiento. Por último, la tecnología de las baterías permite descargas con una profundidad entre el 80 y el 100%, de esta manera 0.8 es un valor aceptable.

Al tener en cuenta que el voltaje de operación de las baterías de 51,2 V se obtiene como resultado una capacidad de almacenamiento de hasta 34,375 kWh o 671,39 Ah. Se deben buscar baterías que cuenten con las características mencionadas para su aplicación en la CLE.

2.6.1.3. Determinación de la producción energética, alternativa 1, CLE física

Una vez dimensionado el sistema de generación y el sistema de almacenamiento, se procede a estimar la producción de energía del sistema fotovoltaico y posteriormente se cuantifica el consumo de la CLE considerando el sistema de almacenamiento. En la Figura 25 se representa la generación de la CLE durante un año.

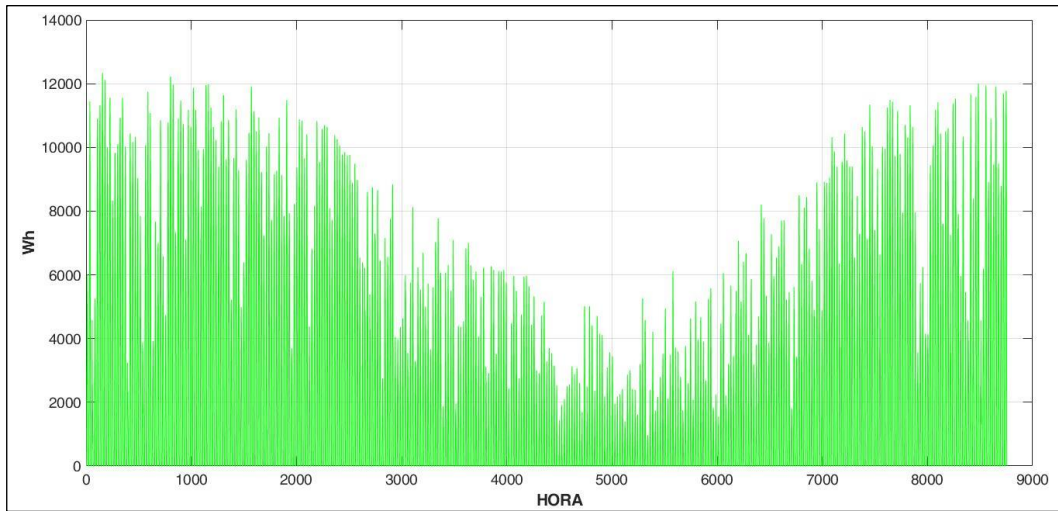


Figura 25. Perfil de generación de la alternativa 1, CLE física. Fuente: Propia

Tal como se puede observar en la figura anterior, el perfil de generación alcanza niveles favorables, superando los 12 kWh en ciertos días. Se puede puntualizar que se produce un decremento de los niveles de energía entre las 3.000 y 7000 horas, esto se debe a la falta del recurso solar en épocas invernales. El sistema puede generar hasta los 17.941,80 kWh durante el año de operación de la CLE.

Al complementar la generación y el consumo se puede analizar la diferencia de energía cada hora durante el año de operación de la CLE. Esto permite obtener la energía remanente del sistema de generación o bien la energía que no alcanza a suministrar dicho sistema.

La Figura 26 permite observar la diferencia de energía en el año de operación de la CLE. Por un lado, en varios puntos de la gráfica se puede observar que la diferencia de energía es positiva, con lo cual, la generación es superior al consumo siendo esta la energía remanente del sistema de generación. Por otro lado, el consumo es mayor que la generación en varios puntos, por lo tanto, la diferencia de energía es negativa.

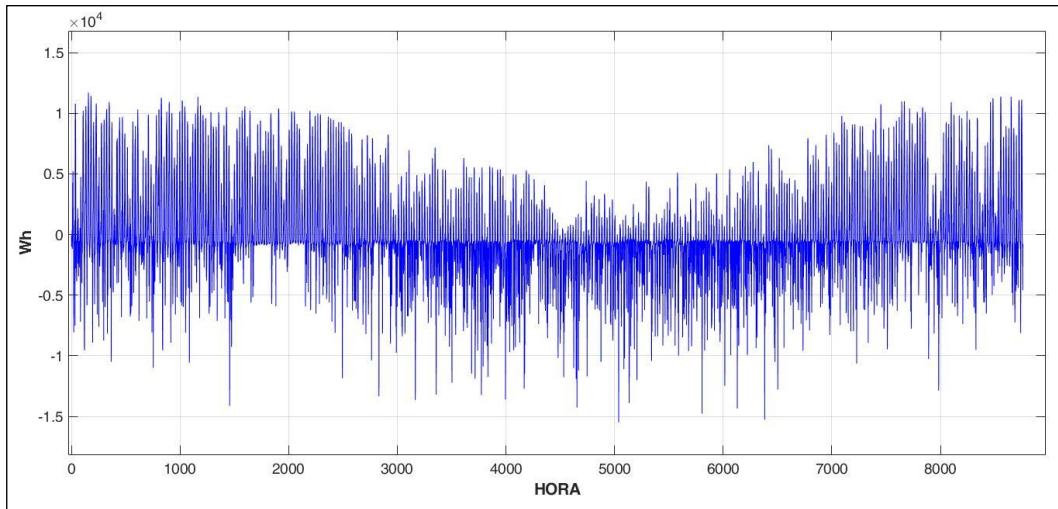


Figura 26. Diferencia de energía entre la generación y consumo de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.

La energía remanente del sistema de generación es la electricidad que no se consume durante el día y puede tratarse de dos maneras distintas. En primera instancia, la energía sobrante se puede verter a la red y así obtener beneficio económico con la venta de energía. Como segunda opción, si la CLE cuenta con un sistema de almacenamiento, la energía se debe almacenar hasta alcanzar la capacidad máxima de las baterías y así ser aprovechada durante la noche. Si las baterías tienen carga completa, la energía sobrante debe ser vendida.

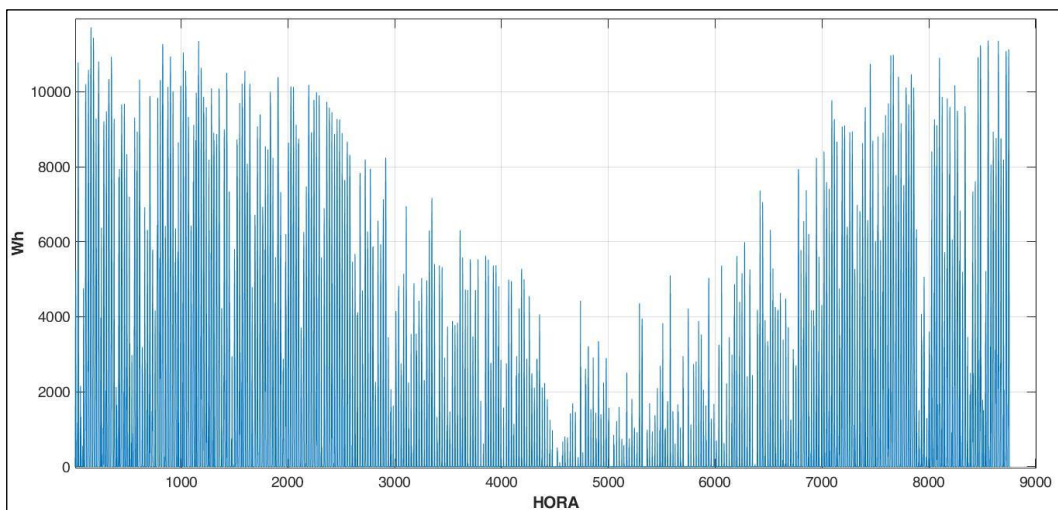


Figura 27. Energía remanente de la fuente de generación de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.

Tal como se indica en la Figura 27, La energía que no se consume durante el día puede alcanzar altos valores en ciertas horas y puede ser almacenada para ser aprovechada cuando no se

disponga de recurso solar, alcanzando los 11.272,60 kWh al año. En ciertas épocas del año, el recurso solar es limitado y la energía remanente tiene niveles bajos.

La CLE cuenta con un banco de baterías capaz de almacenar parte de la energía remanente durante el día, por lo tanto, la electricidad que se consume a través del sistema de almacenamiento se representa en la Figura 28.

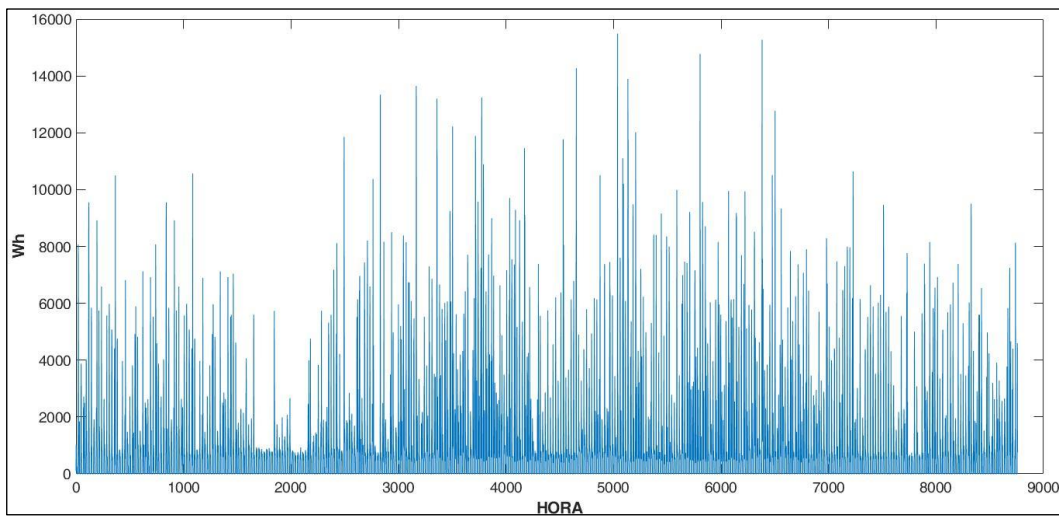


Figura 28. Energía suministrada por el sistema de almacenamiento de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.

El sistema de almacenamiento es capaz de suministrar un aproximado de 4.959,00 kWh durante el año de operación. Si el sistema de almacenamiento no puede cubrir la demanda de energía, esta se obtiene a través de la red de distribución.

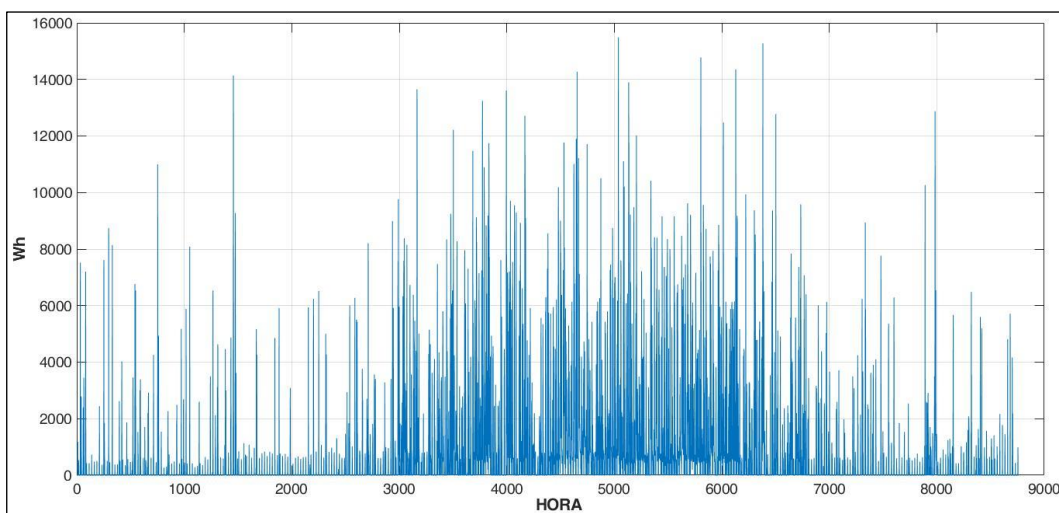


Figura 29. Energía suministrada a través de la red de distribución de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.

En la Figura 29, se detalla cada hora la energía que debe ser suministrada por la red de distribución pública, la electricidad de la red alcanza valores de hasta 5.957,50 kWh durante el año de operación.

Si las baterías se encuentran completamente cargadas, la energía sobrante es evacuada a la red de distribución y se obtienen beneficios económicos a cambio de la electricidad.

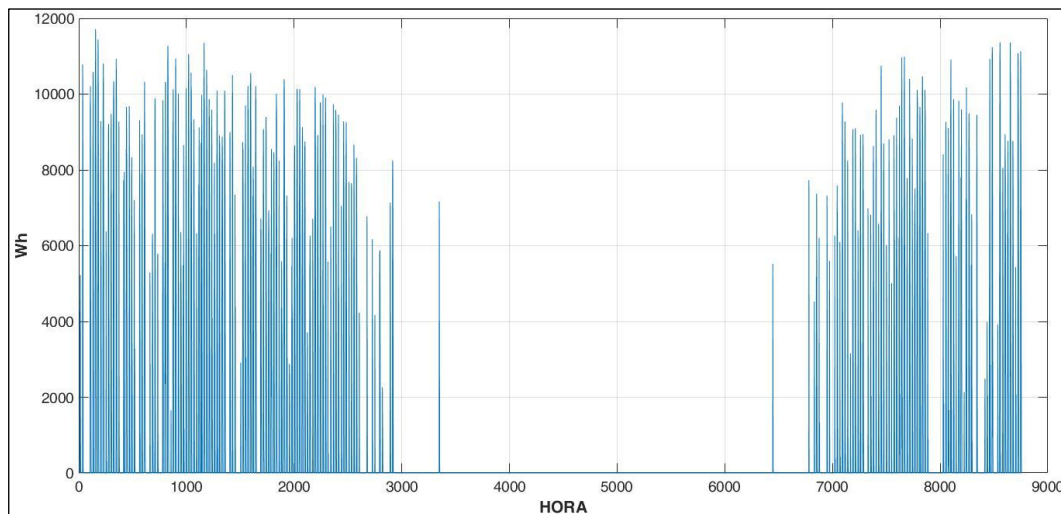


Figura 30. Energía vertida a la red con sistema de almacenamiento de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.

Tal como se indica en la Figura 30, durante el invierno no es posible verter energía a la red debido a la falta del recurso solar. En este caso el valor de electricidad vertida alcanza los 6.322,7 kWh durante el año de operación de la CLE.

Las baterías tienen ciclos de carga y descarga, en la Figura 31 se analiza cada hora los ciclos del sistema de almacenamiento para este caso de estudio.

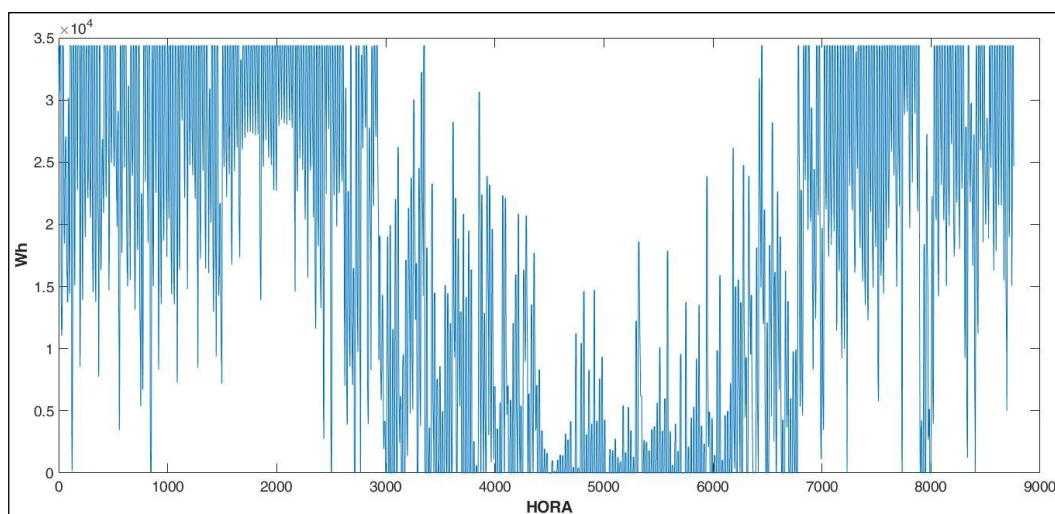


Figura 31. Ciclo de carga de las baterías de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.

Es notable que durante el invierno la carga de las baterías se reduce por completo, esto se debe a la elevada demanda y la poca producción en la temporada señalada.

A continuación, se representa el resumen de la operación de la CLE para la alternativa 1 mediante la Tabla 19.

Tabla 19. Resumen de la energía producida y consumida de la CLE física, alternativa 1. Fuente: propia.

Tipo	Energía
Demanda	17,58 MWh/año
Generación	17,94 MWh/año
Generación estimada en PVsyst	17,98 MWh/año
Desglose de la generación	Energía
Energía consumida directamente de la generación	6,67 MWh/año
Energía remanente de la generación que se almacena o se vierte a la red	11,27 MWh/año
Energía remanente de la generación que se almacena	4,95 MWh/año
Energía remanente de la generación que se vierte a la red	6,32 MWh/año
Energía de la red o de las baterías que alimenta a la carga	10,92 MWh/año
Energía proveniente netamente de las baterías	4,95 MWh/año
Energía proveniente netamente de la red	5,96 MWh/año

2.6.2. Estudio técnico de la alternativa 2, CLE física

2.6.2.1. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico, alternativa 2, CLE física

El consumo de la CLE conformada por los 6 miembros ronda los 24,396 MWh / año, y el recurso solar disponible alcanza los 1,37 MWh/m² por año, de esta manera se procede con:

- **Dimensionamiento del inversor**

A continuación, en la Tabla 20, se detallan la información para el cálculo del inversor.

Tabla 20. Dimensionamiento del Inversor para la alternativa 2. CLE física. Fuente: propia.

Característica	Valor
Energía del sistema (Demanda)	24,396 MWh/año
Hora solar pico (HSP)	1.374,22 HSP
Eficiencia del sistema (η)	0,96
Potencia del inversor	18,49 kW

La potencia del inversor es aproximadamente de 18,49 kW. El Software PVsyst permite estimar que la potencia del inversor necesaria para cubrir la demanda debe ser de 20 kW para este caso en particular ANEXO II.

- **Potencia y arreglo de los paneles solares**

En la Tabla 21 se detallan las características de los paneles solares y el arreglo necesario para suministrar la energía demandada.

Tabla 21. Características y arreglo de los paneles solares de la alternativa 2. CLE física. Fuente: propia.

Característica	Valor
Nro. De paneles	48
Potencia de cada panel	400 W
Nro. De paneles en serie	8
Nro. De ramas en paralelo	6
Área	96,3 m ²
Potencia del Arreglo	19,2 kW

El arreglo que paneles solares que recomienda PVsyst está conformado por 6 cadenas de paneles solares conectadas en paralelo con 8 módulos en serie cada una ANEXO II. Esto permitiría tener una potencia instalada de 19,2 kW que se conectarán al inversor de 20 kW. El esquema de conexión se representa en la siguiente figura.

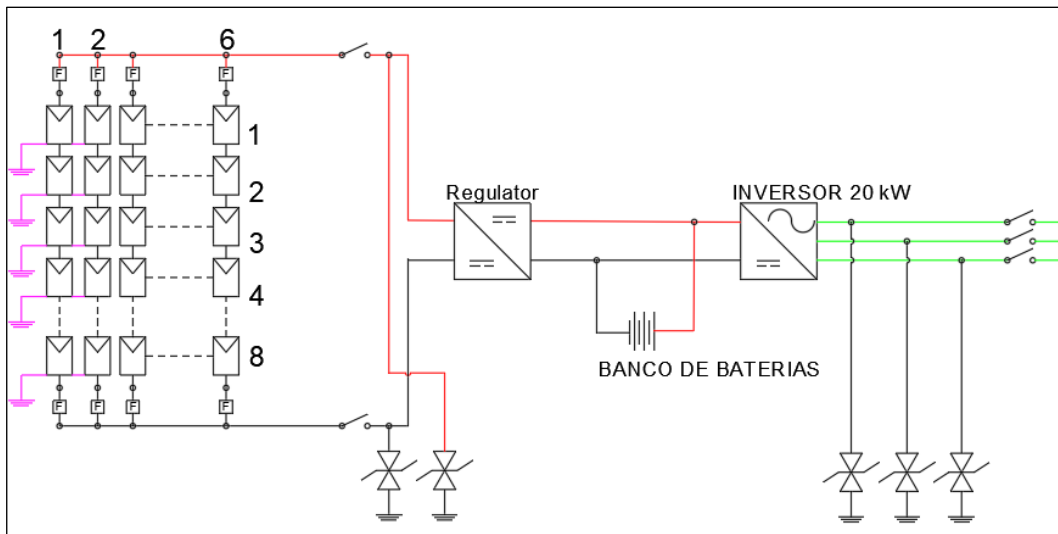


Figura 32. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la alternativa 2. CLE física. Fuente: propia.

2.6.2.2. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento, alternativa 2, CLE física

En este caso los 5 consumidores residenciales y el consumidor comercial tienen perfiles de consumo distintos, por tal motivo el cálculo de la capacidad de almacenamiento será el mismo para los 5 miembros residenciales. El cliente 6 tiende a consumir durante el día y esa energía puede ser cubierta por el sistema de generación. En la Tabla 22 se detallan las propiedades de las baterías para este caso en específico.

Tabla 22. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento para la alternativa 2. CLE física. Fuente: propia.

Característica	Valor
Consumo del cliente (CC)	10 kWh
Días de autonomía (DA)	0,5 días
Factor de corrección (FC)	1,1
Profundidad de descarga (PD)	0,8
Voltaje de operación de las baterías	51,2 V
Nro de clientes	5
Capacidad de almacenamiento (CA)	34,375 kWh / 671,39 Ah

Para este caso en específico, se considera la misma dimensión del sistema de almacenamiento de la alternativa 1. El objetivo de la implementación de las baterías es proporcionar energía para el consumo durante la noche y el cliente comercial reduce su consumo considerablemente durante ese periodo de tiempo, al tener un consumo bajo durante la noche, la mayor cantidad de electricidad es aprovechada por las cargas residenciales.

De este modo, la capacidad de almacenamiento es de hasta 34,375 kWh o 671,39 Ah.

2.6.2.3. Determinación de la producción energética, alternativa 2, CLE física

Una vez dimensionado el sistema de generación y el sistema de almacenamiento, se procede a estimar la producción de energía del sistema fotovoltaico y posteriormente se cuantifica el consumo de la CLE considerando el sistema de almacenamiento. En la Figura 33 se representa la generación de la CLE durante un año.

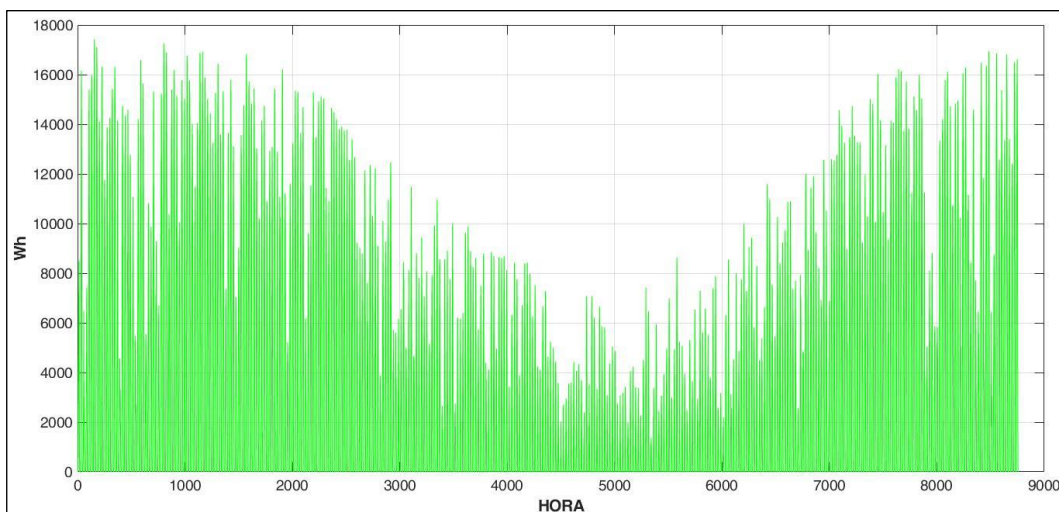


Figura 33. Perfil de generación de la alternativa 2, CLE física. Fuente: Propia

El sistema puede generar hasta los 25.329,54 kWh durante el año de operación de la CLE.

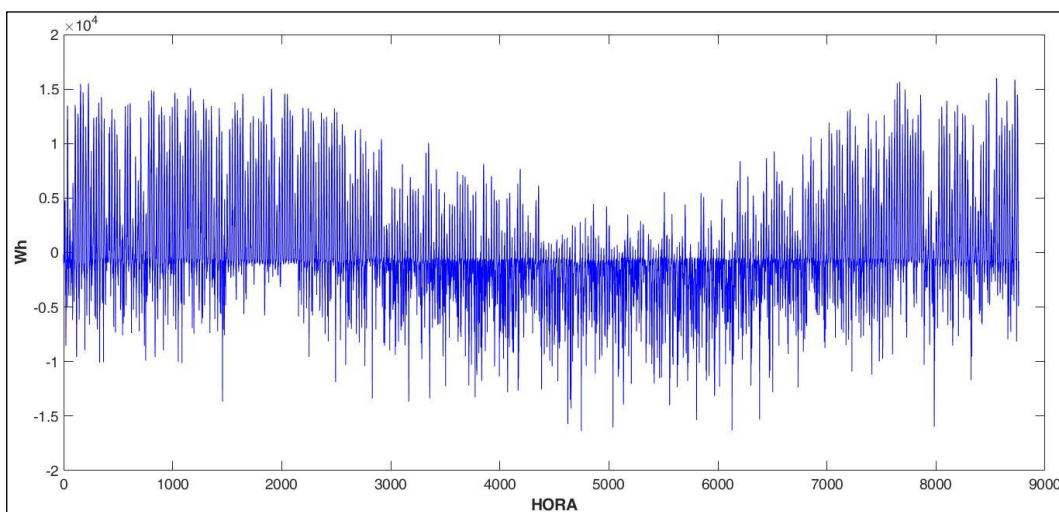


Figura 34. Diferencia de energía entre la generación y consumo de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia.

La Figura 34 permite observar la diferencia de energía en el año de operación de la CLE. Por un lado, en varios puntos de la gráfica se puede observar que la diferencia de energía es positiva, con lo cual, la generación es superior al consumo siendo esta la energía remanente del sistema de generación. Por otro lado, el consumo es mayor que la generación en varios puntos, por lo tanto, la diferencia de energía es negativa.

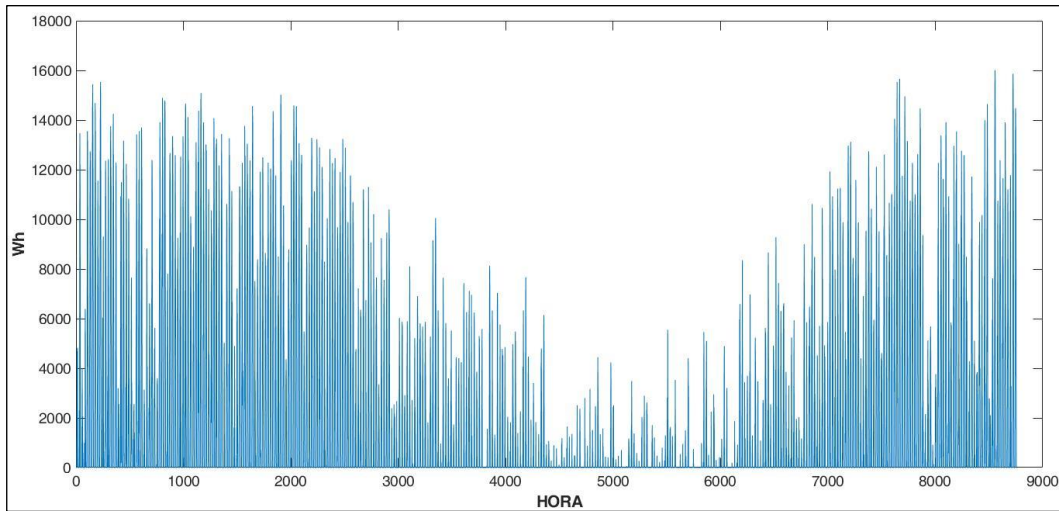


Figura 35. Energía remanente de la fuente de generación de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia.

Tal como se indica en la Figura 35, La energía que no se consume durante el día puede alcanzar altos valores en ciertas horas y puede ser almacenada para ser aprovechada cuando no se disponga de recurso solar, alcanzando los 14.826,1 KWh al año. En ciertas épocas del año, el recurso solar es limitado y la energía remanente tiene niveles bajos.

La CLE cuenta con un banco de baterías capaz de almacenar parte de la energía remanente durante el día, por lo tanto, la electricidad que se consume a través del sistema de almacenamiento se representa en la Figura 36.

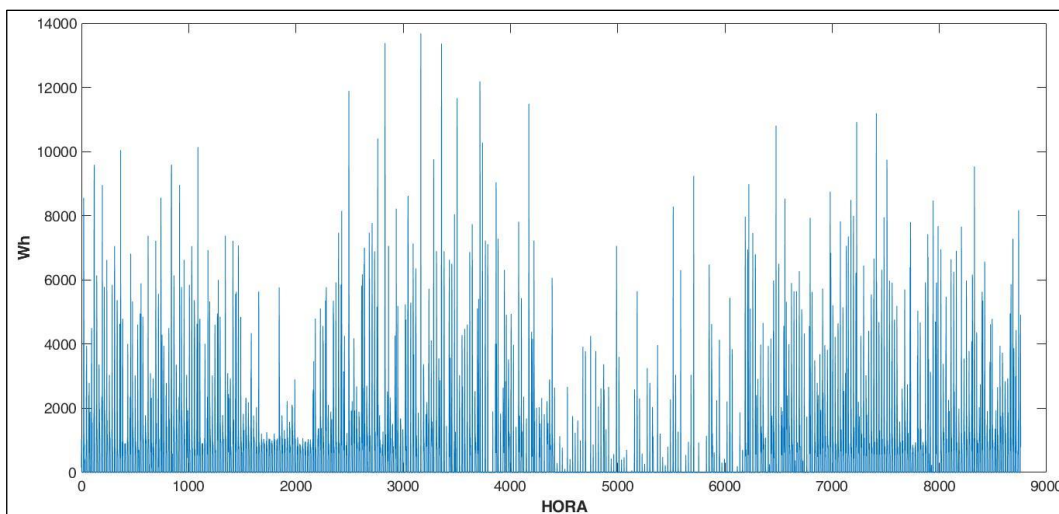


Figura 36. Energía suministrada por el sistema de almacenamiento de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia.

El sistema de almacenamiento es capaz de suministrar un aproximado de 5.289,5 kWh durante el año de operación. La capacidad de las baterías se puede aprovechar de mejor manera en la alternativa 2 a comparación de la alternativa 1. Si el sistema de almacenamiento no puede cubrir la demanda de energía, esta se obtiene a través de la red de distribución.

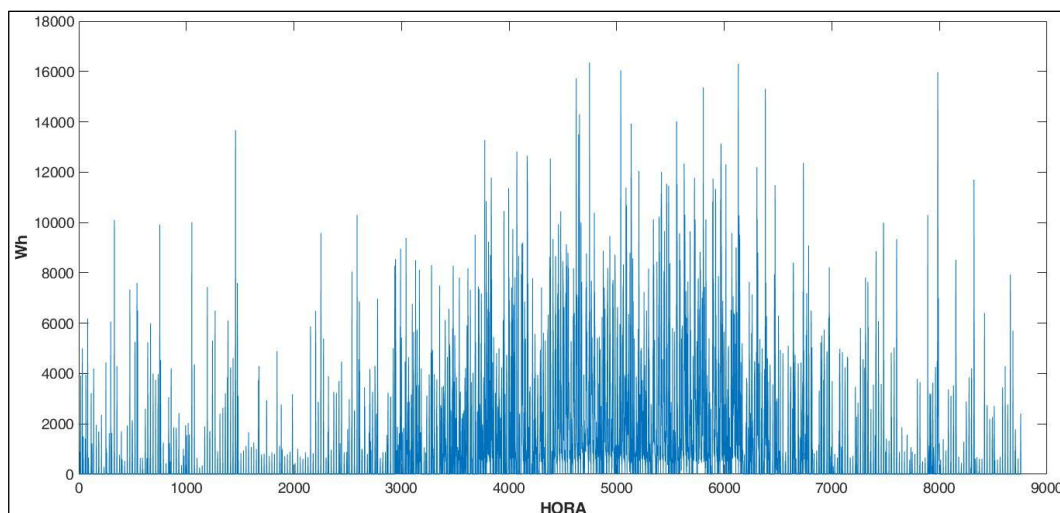


Figura 37. Energía suministrada a través de la red de distribución de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia.

En la Figura 37, se detalla cada hora la energía que debe ser suministrada por la red de distribución pública, la electricidad de la red alcanza valores de hasta 8.602,80 kWh durante el año de operación.

Si las baterías se encuentran completamente cargadas, la energía sobrante es evacuada a la red de distribución y se obtienen beneficios económicos a cambio de la electricidad.

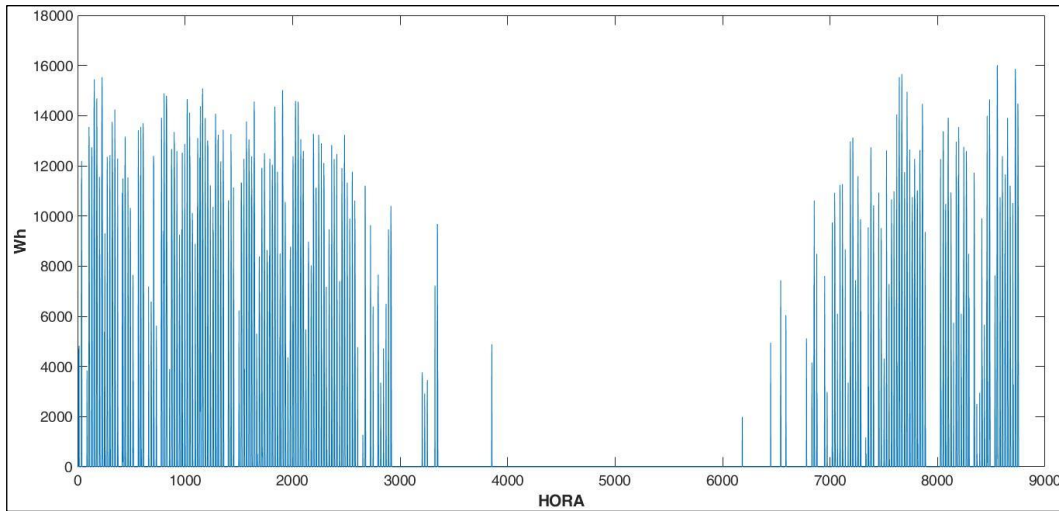


Figura 38. Energía vertida a la red con sistema de almacenamiento de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia.

Tal como se indica en la Figura 38, durante el invierno no es posible verter energía a la red debido a la falta del recurso solar. En este caso el valor de electricidad vertida alcanza los 9.547,90 kWh durante el año de operación de la CLE.

Las baterías tienen ciclos de carga y descarga, en la Figura 39 se analizan los ciclos del sistema de almacenamiento cada hora para este caso de estudio.

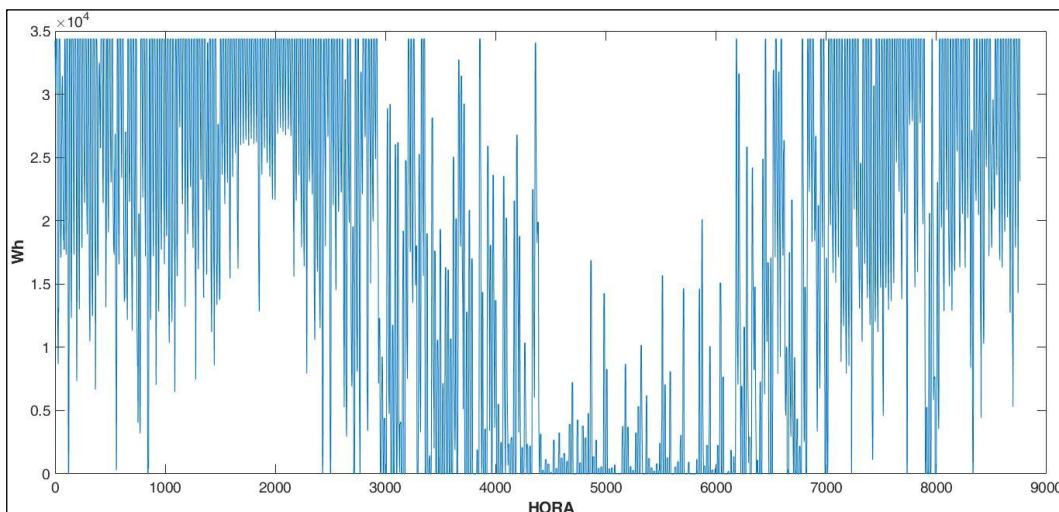


Figura 39. Ciclo de carga de las baterías de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia.

Es notable que durante el invierno la carga de las baterías se reduce por completo, esto se debe a la elevada demanda y la poca producción en la temporada señalada.



A continuación, se representa el resumen de la operación de la CLE para la alternativa 2 mediante la Tabla 23.

Tabla 23. Resumen de la energía producida y consumida de la CLE física, alternativa 2. Fuente: propia.

Tipo	Energía
Demanda	24,39 MWh/año
Generación	25,33 MWh/año
Desglose de la generación	Energía
Energía consumida directamente de la generación	10,50 MWh/año
Energía remanente de la generación que se almacena o se vierte a la red	14,83 MWh/año
Energía remanente de la generación que se almacena	5,29 MWh/año
Energía remanente de la generación que se vierte a la red	9,55 MWh/año
Energía de la red o de las baterías que alimenta a la carga	13,89 MWh/año
Energía proveniente netamente de las baterías	5,29 MWh/año
Energía proveniente netamente de la red	8,60 MWh/año

2.6.3. Estudio técnico de la alternativa 3, CLE física

2.6.3.1. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico, alternativa 3, CLE física

El consumo de la CLE conformada por los 7 miembros ronda los 73,28 MWh/año, y el recurso solar disponible alcanza los 1,37 MWh/m² por año, de esta manera se procede con:

- **Dimensionamiento del inversor**

A continuación, en la Tabla 24, se detallan la información para el cálculo del inversor.

Tabla 24. Dimensionamiento del Inversor para la alternativa 3. CLE física. Fuente: propia.

Característica	Valor
Energía del sistema (Demanda)	73,28 MWh/año
Hora solar pico (HSP)	1.374,22 HSP
Eficiencia del sistema (η)	0,96
Potencia del inversor	55,55 kW

La potencia del inversor es aproximadamente de 55,55 kW. El Software PVsyst permite estimar que la potencia del inversor necesaria para cubrir la demanda debe ser de 56 kW para este caso en particular ANEXO II.

- **Potencia y arreglo de los paneles solares**

En la Tabla 25 se detallan las características de los paneles solares y el arreglo necesario para suministrar la energía demandada.

Tabla 25. Características y arreglo de los paneles solares de la alternativa 3. CLE física. Fuente: propia.

Característica	Valor
Nro. De paneles	140
Potencia de cada panel	400 W
Nro. De paneles en serie	14
Nro. De ramas en paralelo	10
Área	281 m ²
Potencia del Arreglo	56 kW

El arreglo que paneles solares que recomienda PVsyst está conformado por 10 cadenas de paneles solares conectadas en paralelo con 14 módulos en serie cada una, los resultados se puedes constatar en el ANEXO II. El arreglo permitiría tener una potencia instalada de 56 kW que se conectarán al inversor de 50 kW. El esquema de conexión se representa en la siguiente figura.

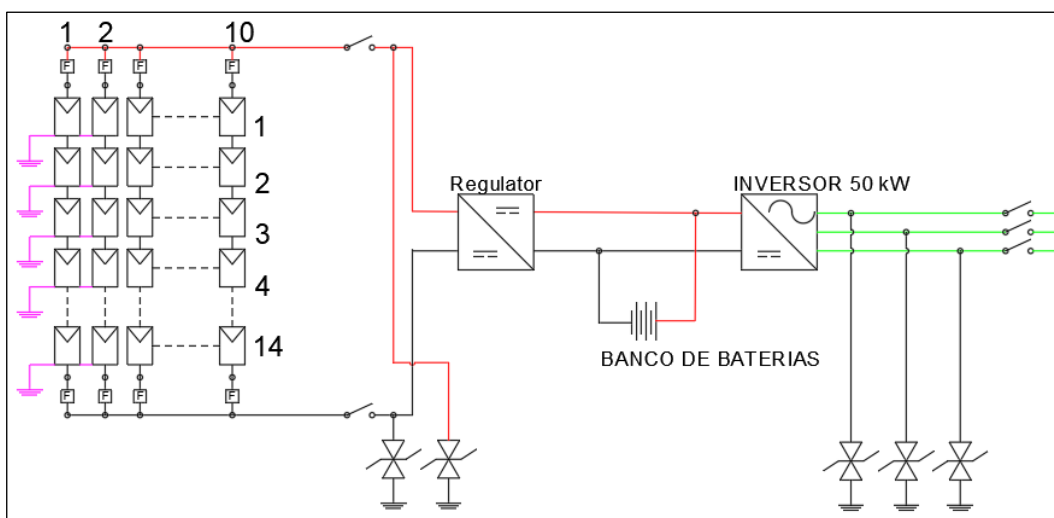


Figura 40. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la alternativa 3. CLE física. Fuente: propia.

2.6.3.2. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento, alternativa 3, CLE física

En este caso los 5 consumidores residenciales, el consumidor comercial y el consumidor industrial tienen perfiles de consumo distintos, por tal motivo, el cálculo de la capacidad de almacenamiento debe cubrir las necesidades de los clientes residenciales y comerciales. El cliente 7 tiende a consumir durante el día y esa energía puede ser cubierta por el sistema de generación. En la Tabla 22 se detallan las propiedades de las baterías para este caso en específico.

Tabla 26. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento para la alternativa 3. CLE física. Fuente: propia.

Característica	Valor
Consumo del cliente (CC)	16 kWh
Días de autonomía (DA)	0,5 días
Factor de corrección (FC)	1,1
Profundidad de descarga (PD)	0,8
Voltaje de operación de las baterías	51,2 V
Nro de clientes	6
Capacidad de almacenamiento (CA)	71,680 kWh / 1400 Ah

Para este caso en específico, se considera que el sistema de almacenamiento debe ser capaz de suministrar la energía necesaria para los clientes residenciales y comerciales y además debe cubrir la demanda del cliente industrial durante ciertas horas de la noche.

De este modo, la capacidad de almacenamiento es de hasta 71,680 kWh o 1400 Ah.

2.6.3.3. Determinación de la producción energética, alternativa 3, CLE física

Una vez dimensionado el sistema de generación y el sistema de almacenamiento, se procede a estimar la producción de energía del sistema fotovoltaico y posteriormente se cuantifica el consumo de la CLE considerando el sistema de almacenamiento. En la Figura 41 se representa la generación de la CLE durante un año.

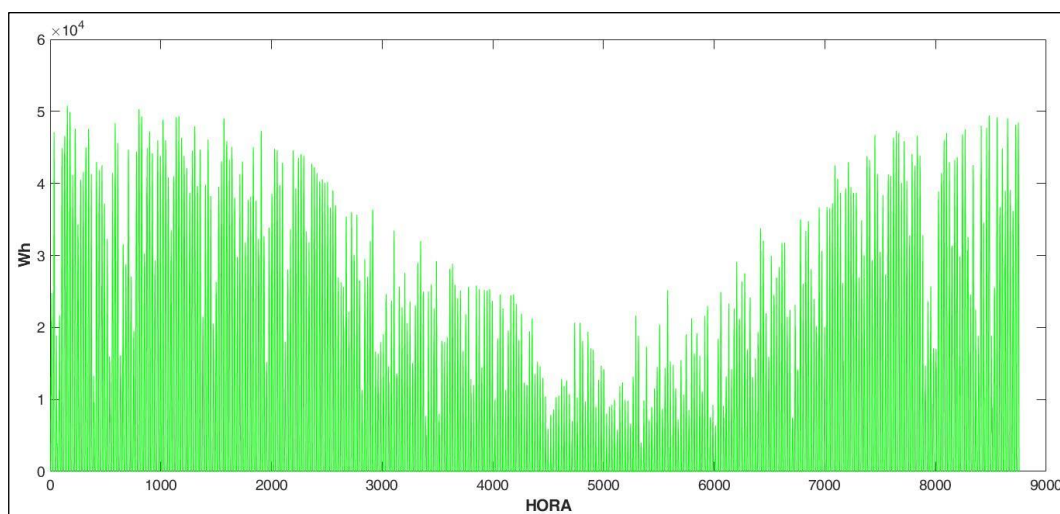


Figura 41. Perfil de generación de la alternativa 3, CLE física. Fuente: Propia

El sistema fotovoltaico puede generar hasta los 73.877,82 kWh durante el año de operación de la CLE.

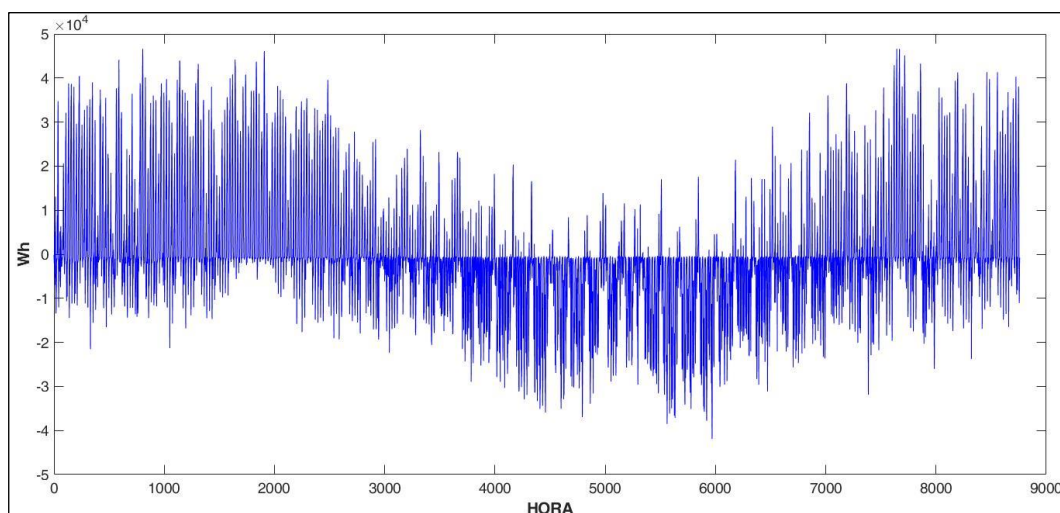


Figura 42. Diferencia de energía entre la generación y consumo de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia.

La Figura 42 permite observar la diferencia de energía en el año de operación de la CLE. Por un lado, en varios puntos de la gráfica se puede observar que la diferencia de energía es positiva, con lo cual, la generación es superior al consumo siendo esta la energía remanente del sistema de generación. Por otro lado, el consumo es mayor que la generación en varios puntos, por lo tanto, la diferencia de energía es negativa.

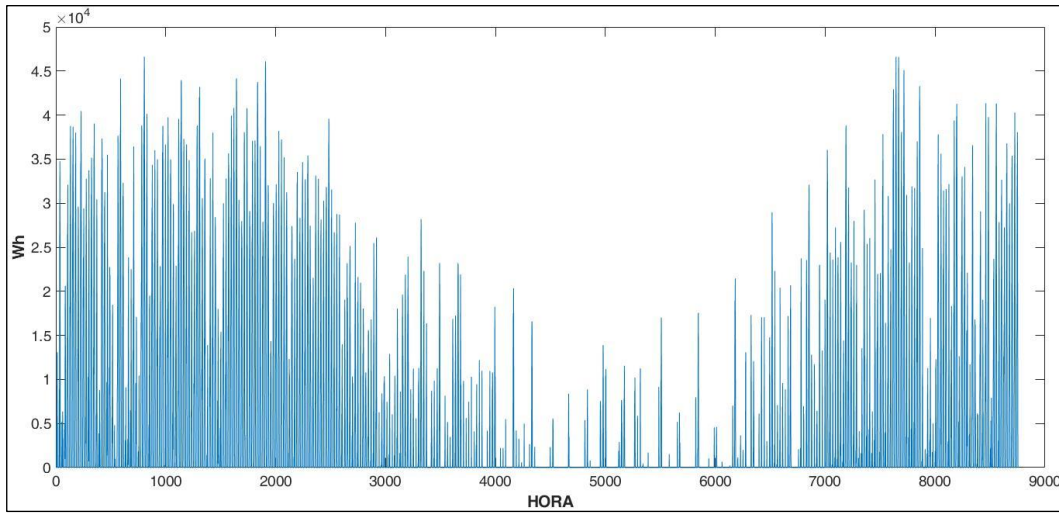


Figura 43. Energía remanente de la fuente de generación de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia.

Tal como se indica en la Figura 43, La energía que no se consume durante el día puede alcanzar altos valores en ciertas horas y puede ser almacenada para ser aprovechada cuando no se disponga de recurso solar, alcanzando los 38.194,2 KWh al año. En ciertas épocas del año, el recurso solar es limitado y la energía remanente tiene niveles bajos.

La CLE cuenta con un banco de baterías capaz de almacenar parte de la energía remanente durante el día, por lo tanto, la electricidad que se consume a través del sistema de almacenamiento se representa en la Figura 44.

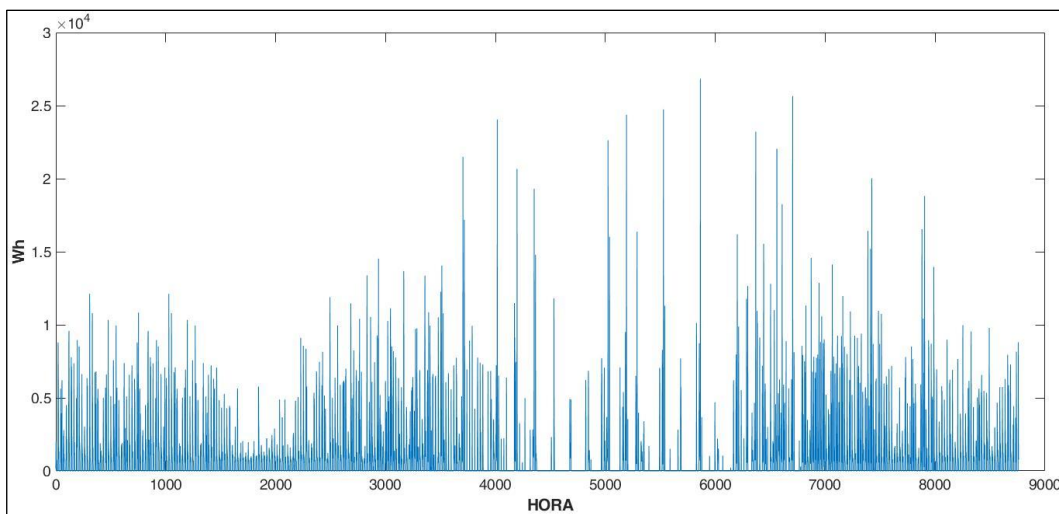


Figura 44. Energía suministrada por el sistema de almacenamiento de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia.

El sistema de almacenamiento es capaz de suministrar un aproximado de 7.167,80 kWh durante el año de operación. La capacidad de las baterías se puede aprovechar de mejor manera en la alternativa 3 a comparación de las otras dos alternativas. Si el sistema de almacenamiento no puede cubrir la demanda de energía, esta se obtiene a través de la red de distribución.

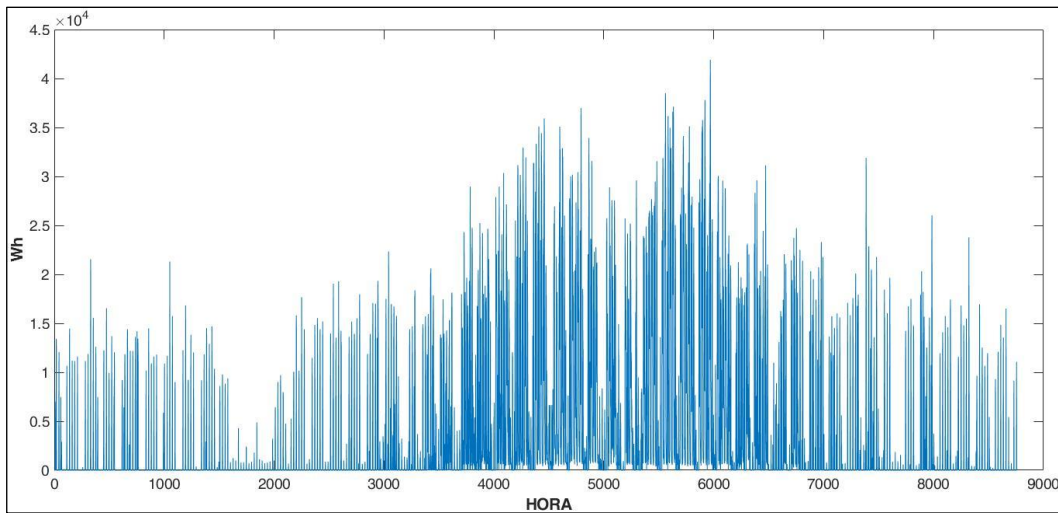


Figura 45. Energía suministrada a través de la red de distribución de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia.

En la Figura 45, se detalla cada hora la energía que debe ser suministrada por la red de distribución pública, la electricidad de la red alcanza valores de hasta 30.436,30 kWh durante el año de operación.

Si las baterías se encuentran completamente cargadas, la energía sobrante es evacuada a la red de distribución y se obtienen beneficios económicos a cambio de la electricidad.

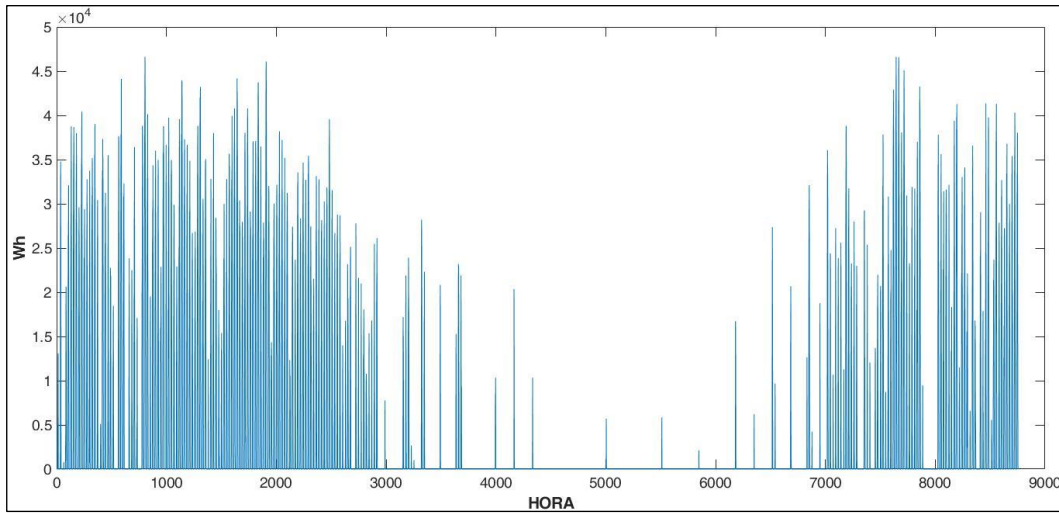


Figura 46. Energía vertida a la red con sistema de almacenamiento de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia.

Tal como se indica en la Figura 46, durante el invierno no es posible verter energía a la red debido a la falta del recurso solar. En este caso el valor de electricidad vertida alcanza los 31.042,60 kWh durante el año de operación de la CLE.

Las baterías tienen ciclos de carga y descarga, en la Figura 47 se analizan los ciclos del sistema de almacenamiento cada hora para este caso de estudio.

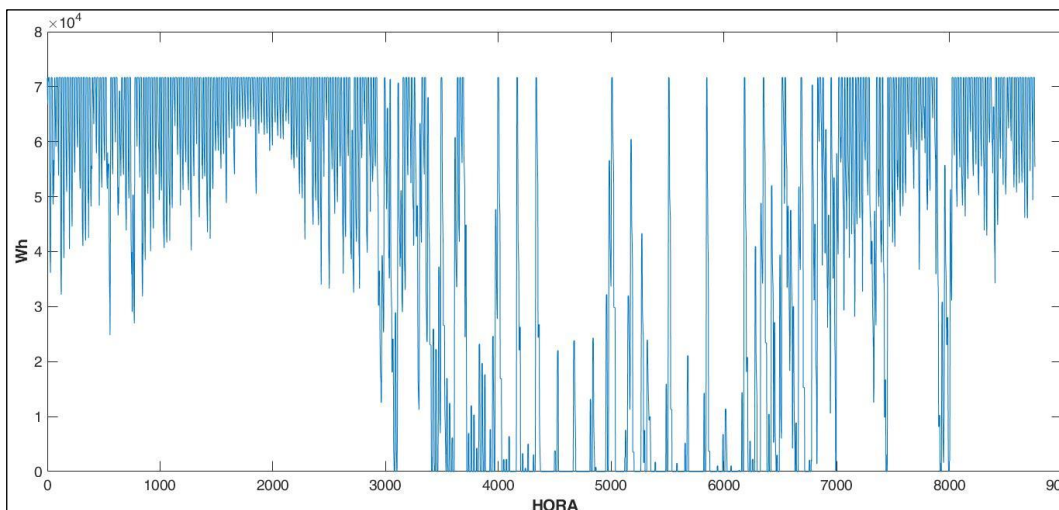


Figura 47. Ciclo de carga de las baterías de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia.

Es notable que durante el invierno la carga de las baterías se reduce por completo, esto se debe a la elevada demanda y la poca producción en la temporada señalada.



A continuación, se representa el resumen de la operación de la CLE para la alternativa 3 mediante la Tabla 27.

Tabla 27. Resumen de la energía producida y consumida de la CLE física, alternativa 3. Fuente: propia.

Tipo	Energía
Demanda	73,28 MWh/año
Generación	73,87 MWh/año
Desglose de la generación	Energía
Energía consumida directamente de la generación	35,68 MWh/año
Energía remanente de la generación que se almacena o se vierte a la red	38,19 MWh/año
Energía remanente de la generación que se almacena	7,17 MWh/año
Energía remanente de la generación que se vierte a la red	31,04 MWh/año
Energía de la red o de las baterías que alimenta a la carga	37,60 MWh/año
Energía proveniente netamente de las baterías	7,17 MWh/año
Energía proveniente netamente de la red	30,43 MWh/año

2.7. Estudio técnico de las CLEs virtuales

En este apartado se realiza el dimensionamiento de las fuentes de generación y los sistemas de almacenamiento, además, se analiza la producción y el consumo de energía de la CLE virtual. El sistema de generación y la carga no se encuentran conectados de manera física, por tal motivo, el agregador energético debe gestionar la producción y el consumo de manera remota y verificar los beneficios que aporta la implementación de este caso de estudio. Se debe considerar para los cálculos: el sistema de generación se emplazaría en Málaga al sur del país; el sistema de almacenamiento se instalaría en Tolosa, donde se almacena la energía de la red en horas valle (00:00 a 08:00) y se las consume durante el día.

2.7.1. Estudio técnico de la alternativa 1, CLE virtual

2.7.1.1. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico, alternativa 1, CLE virtual

El consumo de la CLE virtual conformada por 5 accionistas ronda los 17,58 MWh/año, y el recurso solar disponible alcanza los 1,83 MWh/m² por año, de esta manera se procede con:

○ **Dimensionamiento del inversor**

A continuación, en la Tabla 28, se detallan la información para el cálculo del inversor.

Tabla 28. Dimensionamiento del Inversor para la alternativa 1. CLE virtual. Fuente: propia.

Característica	Valor
Energía del sistema (Demanda)	17,58 MWh/año
Hora solar pico (HSP)	1.832,74 HSP
Eficiencia del sistema (η)	0,92
Potencia del inversor	10,43 kW

La potencia del inversor es aproximadamente de 10,43 kW. El Software PVsyst permite estimar que la potencia del inversor necesaria para cubrir la demanda debe ser de 10 kW para este caso en particular ANEXO II.

○ **Potencia y arreglo de los paneles solares**

En la Tabla 29 se detallan las características de los paneles solares y el arreglo necesario para suministrar la energía demandada.

Tabla 29. Características y arreglo de los paneles solares de la alternativa 1. CLE virtual. Fuente: propia.

Característica	Valor
Nro. De paneles	26
Potencia de cada panel	400 W
Nro. De paneles en serie	13
Nro. De ramas en paralelo	2
Área	52,2 m ²
Potencia del Arreglo	10,40 kW

El arreglo que paneles solares que recomienda PVsyst está conformado por 2 cadenas de paneles solares conectadas en paralelo con 13 módulos en serie cada una, los resultados se puedes constatar en el ANEXO II. El arreglo permitiría tener una potencia instalada de 10,40 kW que se conectarán al inversor de 10 kW. El esquema de conexión se representa en la siguiente figura.

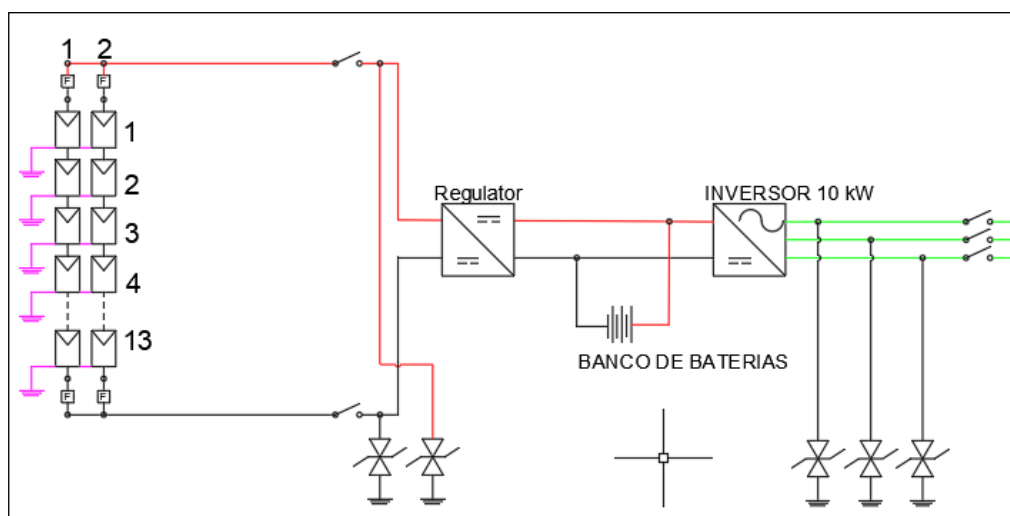


Figura 48. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la alternativa 1. CLE virtual. Fuente: propia.

2.7.1.2. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento, alternativa 1, CLE virtual

En este caso los 5 accionistas tienen perfiles de consumo parecidos, por tal motivo, el cálculo de la capacidad de almacenamiento debe cubrir las necesidades de los accionistas. El objetivo de las baterías es almacenar energía durante la noche para cubrir las necesidades energéticas de cada accionista durante el día, si bien los sistemas de almacenamiento y de generación no están conectados físicamente, el propósito es adquirir energía con el menor precio posible y reutilizarla. En la Tabla 30 se detallan las propiedades de las baterías para este caso en específico.

Tabla 30. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento para la alternativa 1. CLE virtual. Fuente: propia.

Característica	Valor
Consumo del cliente (CC)	10 kWh
Días de autonomía (DA)	0,5 días
Factor de corrección (FC)	1,1
Profundidad de descarga (PD)	0,8
Voltaje de operación de las baterías	51,2 V
Nro de accionistas	5
Capacidad de almacenamiento (CA)	34,375 kWh / 671,39 Ah

Para este caso en específico, se considera que el sistema de almacenamiento debe ser capaz de suministrar la energía necesaria para 5 accionistas y además debe cubrir la mayor cantidad de demanda durante el día.

De este modo, la capacidad de almacenamiento es de hasta 34,375 kWh o 671,39 Ah.

2.7.1.3. Determinación de la producción energética, alternativa 1, CLE virtual

Una vez dimensionado el sistema de generación y el sistema de almacenamiento, se procede a estimar la producción de energía del sistema fotovoltaico y posteriormente se cuantifica el consumo de la CLE considerando el sistema de almacenamiento. En la Figura 49 se representa la generación de la CLE durante un año.

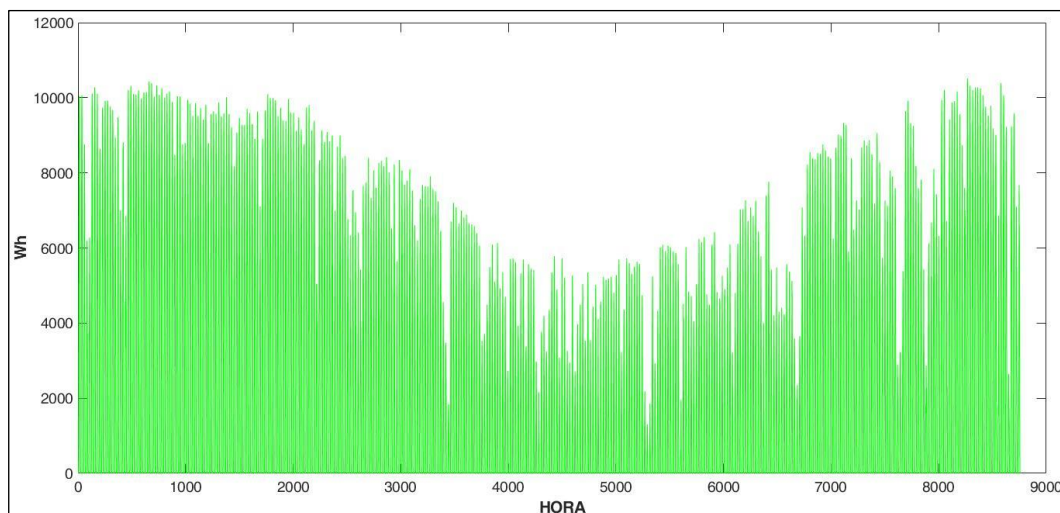


Figura 49. Perfil de generación de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: Propia

El sistema fotovoltaico puede generar hasta los 19.060,51 kWh durante el año de operación de la CLE.

En el caso que se implemente un sistema de baterías, el agregador energético debe encargarse de gestionar la energía que se consume para cargar las baterías, al mismo tiempo que se gestiona el consumo de los accionistas.

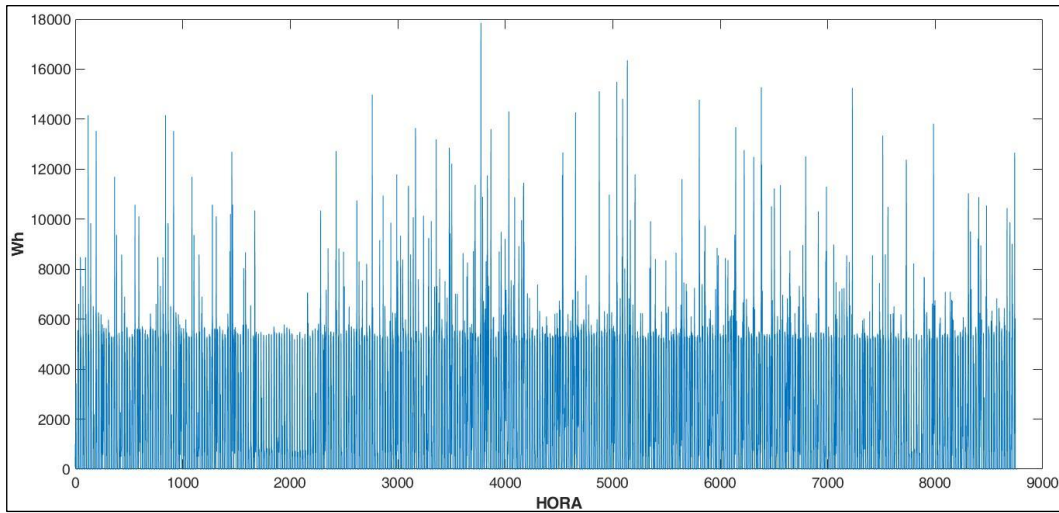


Figura 50. energía proveniente de la red para cubrir la demanda y cargar las baterías de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: propia.

La energía que proviene de la red alcanza los 17.657,00 kWh durante el año de operación de la CLE virtual.

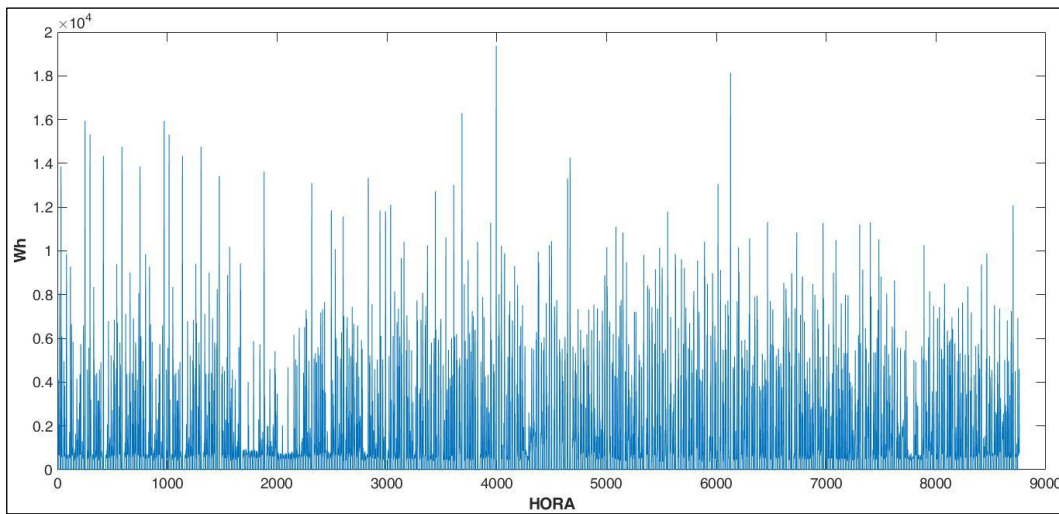


Figura 51. Energía de las baterías suministrada durante el día de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: propia.

Tal como se observa en la Figura 51, las baterías pueden suministrar en ciertas horas la energía que se requiere durante el día, en otros casos es necesario el aporte de la red. La electricidad que suministra el sistema de almacenamiento alcanza los 10.102,80 kWh durante el año de operación.

Las bacterias tienen ciclos de carga y descarga, en la Figura 52 se analizan los ciclos del sistema de almacenamiento cada hora para este caso de estudio.

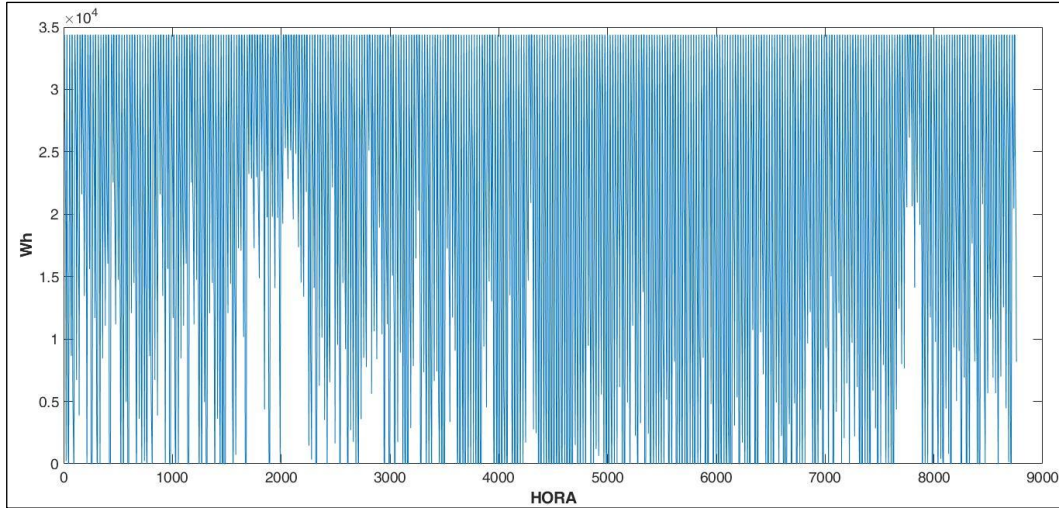


Figura 52. Ciclo de carga de las baterías de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: propia.

A continuación, se representa el resumen de la operación de la CLE para la alternativa 1 mediante la Tabla 31.

Tabla 31. Resumen de la energía producida y consumida de la CLE virtual, alternativa 1. Fuente: propia.

Tipo	Energía
Demanda	17,58 MWh/año
Generación	19,06 MWh/año
Desglose de la generación	Energía
Energía total proporcionada por la red	17,66 MWh/año
Energía almacenada en las baterías	10,69 MWh/año
energía consumida netamente de la red	6.97 MWh/año

2.7.2. Estudio técnico de la alternativa 2, CLE virtual

2.7.2.1. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico, alternativa 2, CLE virtual

El consumo de la CLE virtual conformada por 6 accionistas ronda los 24,39 MWh/año, y el recurso solar disponible alcanza los 1,83 MWh/m² por año, de esta manera se procede con:

○ **Dimensionamiento del inversor**

A continuación, en la Tabla 32, se detallan la información para el cálculo del inversor.

Tabla 32. Dimensionamiento del Inversor para la alternativa 2. CLE virtual. Fuente: propia.

Característica	Valor
Energía del sistema (Demanda)	24,29 MWh/año
Hora solar pico (HSP)	1.832,74 HSP
Eficiencia del sistema (η)	0,92
Potencia del inversor	14,46 kW

La potencia del inversor es aproximadamente de 14,46 kW. El Software PVSyst permite estimar que la potencia del inversor necesaria para cubrir la demanda debe ser de 15 kW para este caso en particular, ANEXO II.

○ **Potencia y arreglo de los paneles solares**

En la Tabla 33 se detallan las características de los paneles solares y el arreglo necesario para suministrar la energía demandada.

Tabla 33. Características y arreglo de los paneles solares de la alternativa 2. CLE virtual. Fuente: propia.

Característica	Valor
Nro. De paneles	36
Potencia de cada panel	400 W
Nro. De paneles en serie	18
Nro. De ramas en paralelo	2
Área	72,2 m ²
Potencia del Arreglo	14,40 kW

El arreglo que paneles solares que recomienda PVSyst está conformado por 2 cadenas de paneles solares conectadas en paralelo y con 18 módulos en serie cada cadena, los resultados se pueden constatar en el ANEXO II. El arreglo permitiría tener una potencia instalada de 14,40 kW que se conectarán al inversor de 15 kW. El esquema de conexión se representa en la siguiente figura.

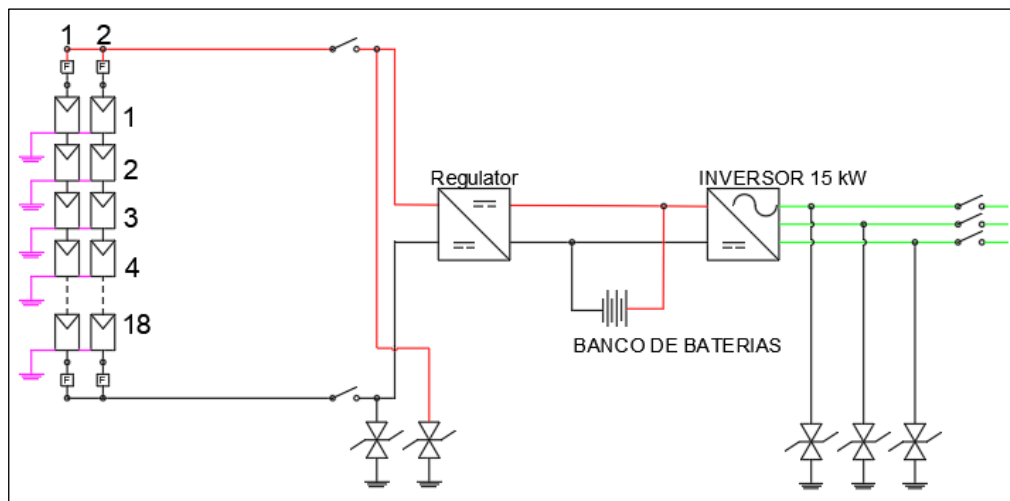


Figura 53. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la alternativa 2. CLE virtual. Fuente: propia.

2.7.2.2. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento, alternativa 2, CLE virtual

En este caso los 5 accionistas de la alternativa 1 tienen perfiles de consumo parecidos, pero el accionista comercial tiene un perfil diferente y mucho mayor debido a las actividades que realiza. Por tal motivo, el cálculo de la capacidad de almacenamiento debe cubrir las necesidades de los 5 accionistas y en ciertas horas al último accionista. En la Tabla 34 se detallan las propiedades de las baterías para este caso en específico.

Tabla 34. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento para la alternativa 2. CLE virtual. Fuente: propia.

Característica	Valor
Consumo del cliente (CC)	10 kWh
Días de autonomía (DA)	0,5 días
Factor de corrección (FC)	1,1
Profundidad de descarga (PD)	0,8
Voltaje de operación de las baterías	51,2 V
Nro de accionistas	5
Capacidad de almacenamiento (CA)	34,375 kWh / 671,39 Ah

Para este caso en específico, se considera que el sistema de almacenamiento debe ser capaz de suministrar la energía necesaria para 5 accionistas y en ciertas horas al sexto accionista.

De este modo, la capacidad de almacenamiento es de hasta 34,375 kWh o 671,39 Ah.

2.7.2.3. Determinación de la producción energética, alternativa 2, CLE virtual

La Figura 54 se representa la generación de la CLE de la alternativa 2 durante un año.

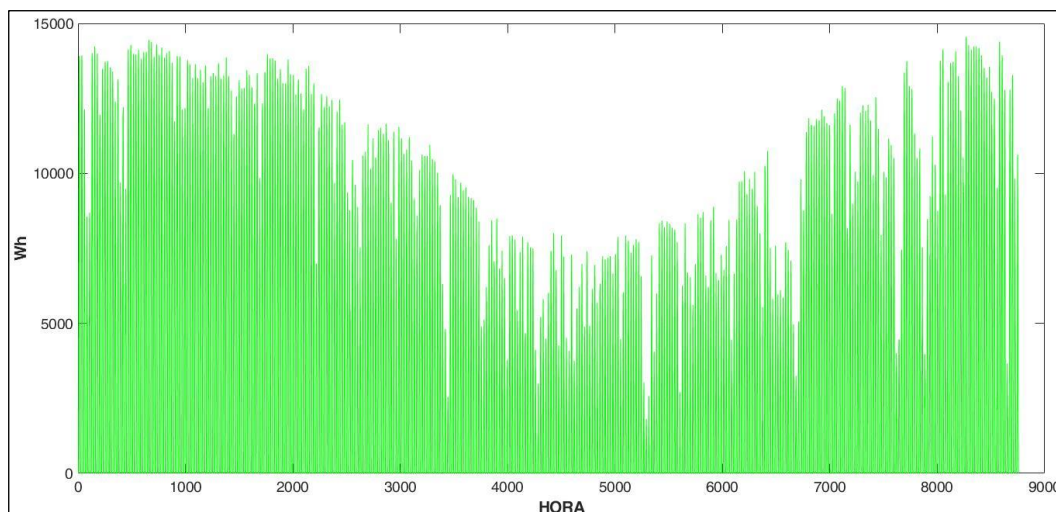


Figura 54. Perfil de generación de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: Propia

El sistema fotovoltaico puede generar hasta los 26.391,48 kWh durante el año de operación de la CLE.

De manera similar que la alternativa 1. En el caso que se implemente un sistema de baterías, el agregador energético debe encargarse de gestionar la energía que se consume para cargar las baterías, al mismo tiempo que se gestiona el consumo de los accionistas. Tal como se indica en la Figura 55.

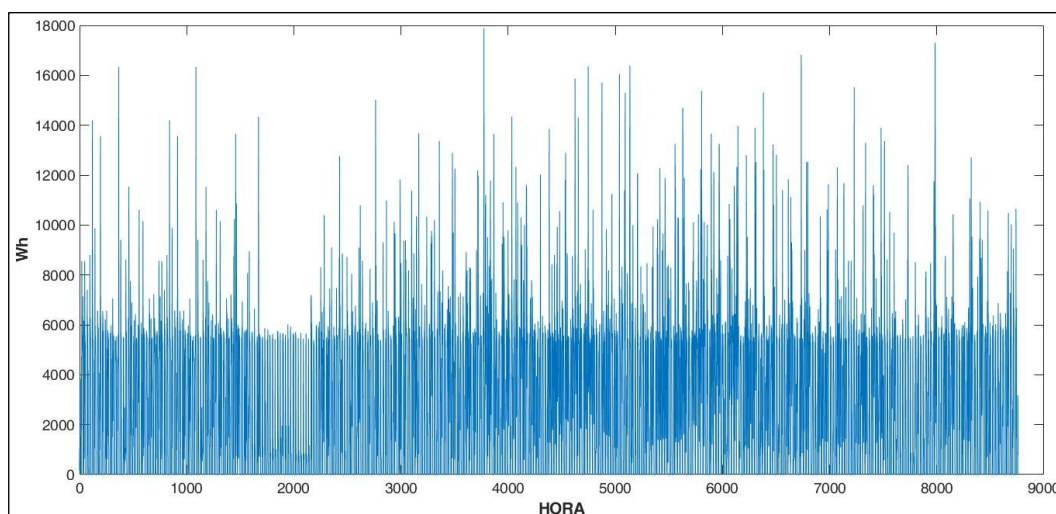


Figura 55. Energía proveniente de la red para cubrir la demanda y cargar las baterías de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: propia.

La energía que proviene de la red alcanza los 24.455,70 kWh durante el año de operación de la CLE virtual.

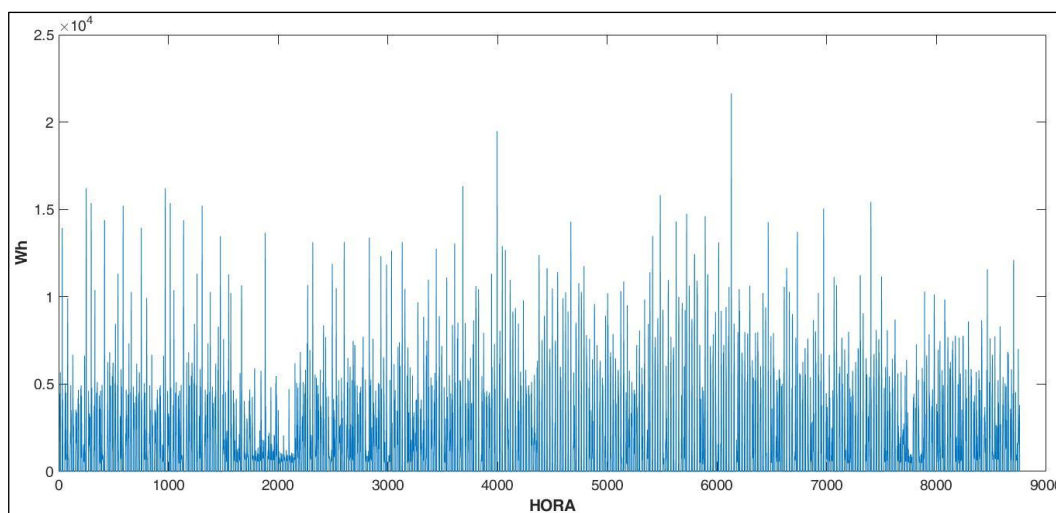


Figura 56. Energía de las baterías suministrada durante el día de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: propia.

Tal como se observa en la Figura 56, las baterías pueden suministrar en ciertas horas la energía que se requiere durante el día, en otros casos es necesario el aporte de la red. La electricidad que suministra el sistema de almacenamiento alcanza los 11.039,80 kWh durante el año de operación.

Las baterías tienen ciclos de carga y descarga, en la Figura 57 se analizan los ciclos del sistema de almacenamiento cada hora para este caso de estudio.

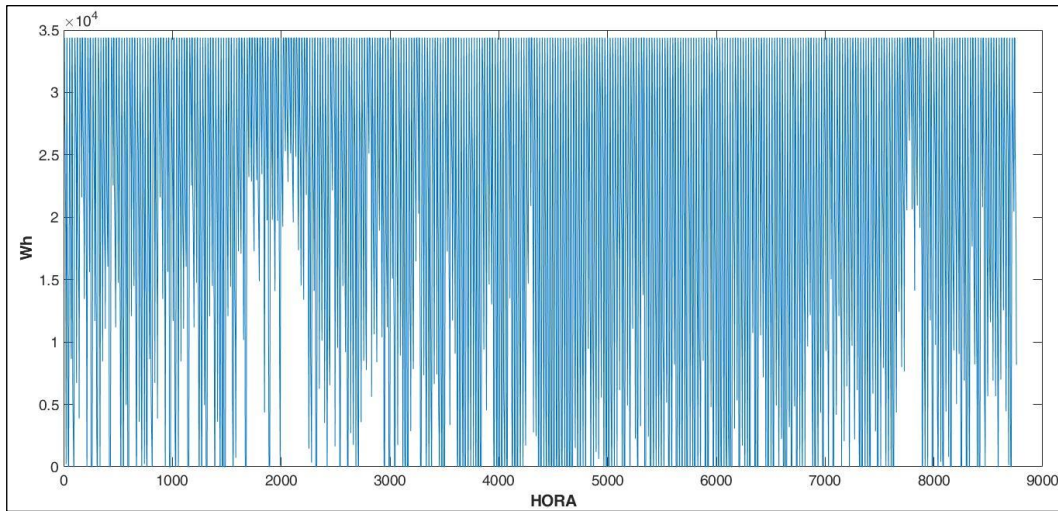


Figura 57. Ciclo de carga de las baterías de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: propia.

A continuación, se representa el resumen de la operación de la CLE para la alternativa 2 mediante la Tabla 35.

Tabla 35. Resumen de la energía producida y consumida de la CLE virtual, alternativa 2. Fuente: propia.

Tipo	Energía
Demanda	24,39 MWh/año
Generación	26,39 MWh/año
Desglose de la generación	Energía
Energía total proporcionada por la red	24,46 MWh/año
Energía almacenada en las baterías	11,90 MWh/año
energía consumida netamente de la red	12,56 MWh/año

2.7.3. Estudio técnico de la alternativa 3, CLE virtual

2.7.3.1. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico, alternativa 3, CLE virtual

El consumo de la CLE virtual conformada por 7 accionistas ronda los 73,28 MWh/año, y el recurso solar disponible alcanza los 1,83 MWh/m² por año, de esta manera se procede con:

- **Dimensionamiento del inversor**

A continuación, en la Tabla 32, se detallan la información para el cálculo del inversor.

Tabla 36. Dimensionamiento del Inversor para la alternativa 3. CLE virtual. Fuente: propia.

Característica	Valor
Energía del sistema (Demanda)	73,28 MWh/año
Hora solar pico (HSP)	1.832,74 HSP
Eficiencia del sistema (η)	0,92
Potencia del inversor	43,46 kW

La potencia del inversor es aproximadamente de 43,46 kW. El Software PVsyst permite estimar que la potencia del inversor necesaria para cubrir la demanda debe ser de 40 kW para este caso en particular, ANEXO II.

- **Potencia y arreglo de los paneles solares**

En la Tabla 37 se detallan las características de los paneles solares y el arreglo necesario para suministrar la energía demandada.

Tabla 37. Características y arreglo de los paneles solares de la alternativa 3. CLE virtual. Fuente: propia.

Característica	Valor
Nro. De paneles	104
Potencia de cada panel	400 W
Nro. De paneles en serie	13
Nro. De ramas en paralelo	8
Área	209 m ²
Potencia del Arreglo	41,60 kW

El arreglo que paneles solares que recomienda PVsyst está conformado por 8 cadenas de paneles solares conectadas en paralelo y con 13 módulos en serie para cada cadena, los resultados se pueden constatar en el ANEXO II. El arreglo permitiría tener una potencia instalada de 41,60 kW que se conectarán al inversor de 40 kW. El esquema de conexión se representa en la siguiente figura.

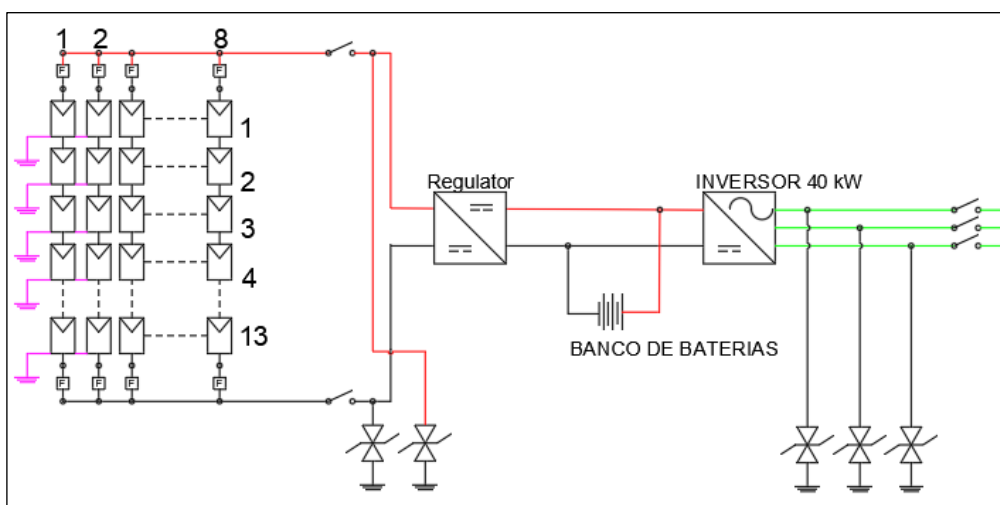


Figura 58. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico para la alternativa 3. CLE virtual. Fuente: propia.

2.7.3.2. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento, alternativa 3, CLE virtual

En este caso los 5 accionistas de la alternativa 1 tienen perfiles de consumo parecidos, pero el accionista comercial y el accionista industrial tienen perfiles diferentes y mucho mayores debido a las actividades que realizan. Por tal motivo, el cálculo de la capacidad de almacenamiento debe cubrir las necesidades de los 5 accionistas y en ciertas horas a los accionistas comerciales e industriales. En la Tabla 38 se detallan las propiedades de las baterías para este caso en específico.

Tabla 38. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento para la alternativa 3. CLE virtual. Fuente: propia.

Característica	Valor
Consumo del cliente (CC)	10,24 kWh
Días de autonomía (DA)	0,5 días
Factor de corrección (FC)	1,1
Profundidad de descarga (PD)	0,8
Voltaje de operación de las baterías	51,2 V
Nro de accionistas	6
Capacidad de almacenamiento (CA)	71,68 kWh / 1400 Ah

Para este caso en específico, se considera que el sistema de almacenamiento debe ser capaz de suministrar la energía necesaria para 5 accionistas y en ciertas horas a los accionistas restantes.

De este modo, la capacidad de almacenamiento es de hasta 71,68 kWh o 1400Ah.

2.7.3.3. Determinación de la producción energética, alternativa 3, CLE virtual

La Figura 59 se representa la generación de la CLE de la alternativa 3 durante un año.

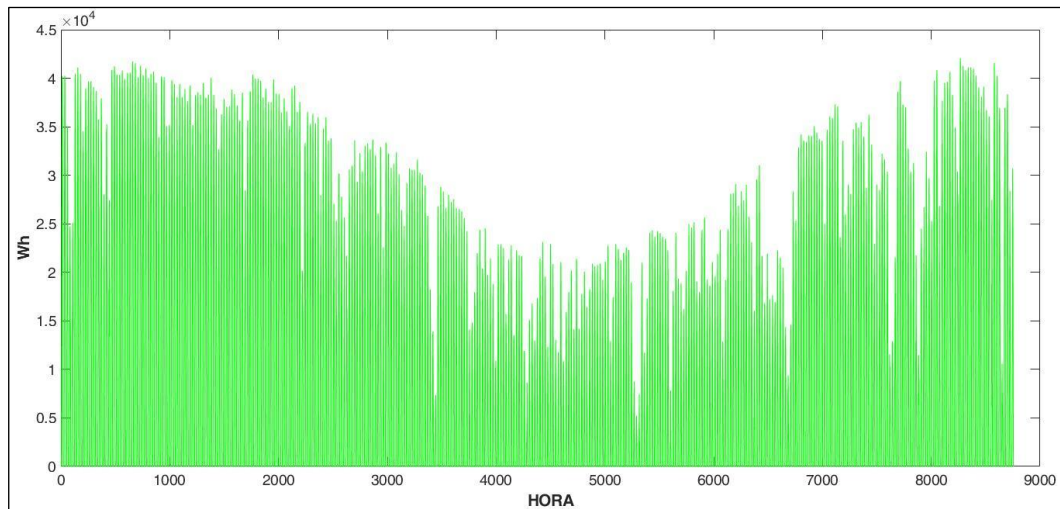


Figura 59. Perfil de generación de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: Propia

El sistema fotovoltaico puede generar hasta los 76.242,050 kWh durante el año de operación de la CLE.

De manera similar que en las alternativas 1 y 2. En el caso que se implemente un sistema de baterías, el agregador energético debe encargarse de gestionar la energía que se consume para cargar las baterías, al mismo tiempo que se gestiona el consumo de los accionistas. Tal como se indica en la Figura 60.

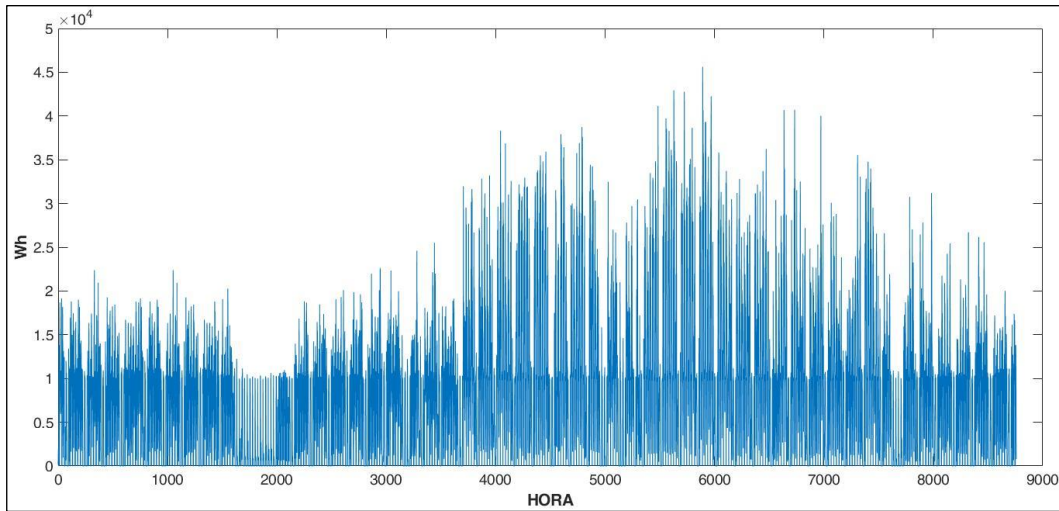


Figura 60. Energía proveniente de la red para cubrir la demanda y cargar las baterías de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: propia.

La energía que proviene de la red alcanza los 71.814,80 kWh durante el año de operación de la CLE virtual.

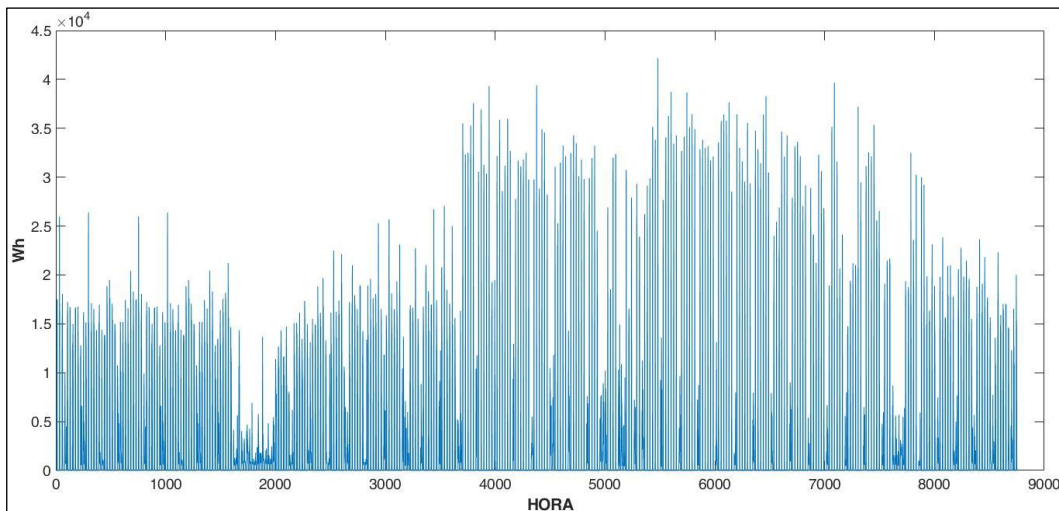


Figura 61. Energía de las baterías suministrada durante el día de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: propia.

Tal como se observa en la Figura 61, las baterías pueden suministrar en ciertas horas la energía que se requiere durante el día, en otros casos es necesario el aporte de la red. La electricidad que suministra el sistema de almacenamiento alcanza los 21.677,40 kWh durante el año de operación.

Las bacterias tienen ciclos de carga y descarga, en la Figura 62 se analizan los ciclos del sistema de almacenamiento cada hora para este caso de estudio.

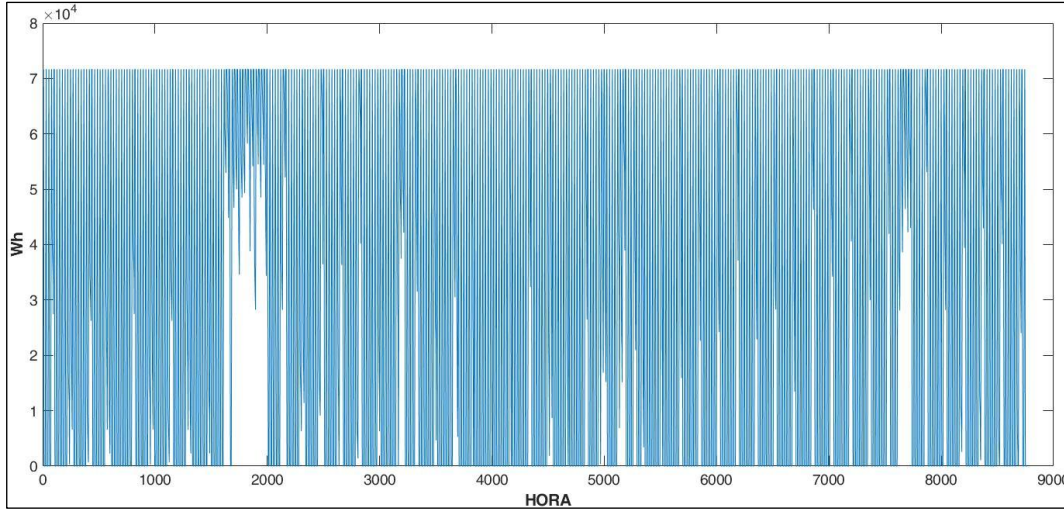


Figura 62. Ciclo de carga de las baterías de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: propia.

A continuación, se representa el resumen de la operación de la CLE para la alternativa 3 mediante la Tabla 39.

Tabla 39. Resumen de la energía producida y consumida de la CLE virtual, alternativa 3. Fuente: propia.

Tipo	Energía
Demanda	73,28 MWh/año
Generación	76,24 MWh/año
Desglose de la generación	Energía
Energía total proporcionada por la red	71.81MWh/año
Energía almacenada en las baterías	21.68MWh/año
Energía consumida netamente de la red	50,13 MWh/año

2.8. Análisis de los resultados técnicos

El respectivo dimensionamiento de las CLEs y la gestión de energía para cada alternativa garantiza de cierta manera el recurso energético suficiente para cubrir la demanda exigida por los miembros de las comunidades. Ya sea de manera física o de manea virtual, los miembros pueden cubrir por completo sus necesidades energéticas con la producción a partir de los sistemas fotovoltaicos.



Se pudo observar también que, la implementación de sistemas de almacenamiento para todas las alternativas permite gestionar de mejor manera el autoconsumo. Por una parte, para las CLEs físicas, la electricidad proveniente del sistema de generación que no se consume durante el día puede ser almacenada y aprovechada durante la noche, reduciendo así el consumo de la red durante la noche y la energía vertida a la red durante el día. Por otra parte, para las CLEs virtuales, el sistema de almacenamiento no aprovecha directamente la energía de los sistemas fotovoltaicos, su función es almacenar energía proveniente de la red cuando el precio de esta es mucho más barato.

A nivel técnico, todas las alternativas pueden mejorar en cuanto a la capacidad de almacenamiento, pero esto puede aumentar significativamente los costes de la instalación. A continuación, se analizan los aspectos económicos de cada alternativa, así se obtiene la rentabilidad del proyecto en el caso de una posible instalación.

3. ASPECTOS ECONÓMICOS

Una vez encontradas las mejores características de los sistemas que conforman las CLEs para cada alternativa y verificada la factibilidad técnica para cada caso, en este apartado se procede a obtener los beneficios económicos de una supuesta implementación de los sistemas. Es importante determinar los costos de inversión de cada proyecto, aplicar los modelos de negocios seleccionados y obtener la rentabilidad que estos puedan generar.

3.1. Costos de inversión inicial, operación y mantenimiento

La implementación de energías renovables es una solución cada vez más accesible debido a la reducción de los precios de los equipos, al mismo tiempo que las garantías son mucho mayores, pero no deja de ser una inversión que genera beneficios a largo plazo y que requiere un alto gasto inicial para la instalación.

Los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento a pequeña escala todavía se pueden considerar como una tecnología cara que requiere de varios factores para obtener una recuperación de la inversión en poco tiempo. Dichos factores dependen directamente de los precios de los equipos

para la instalación como lo son: las placas solares, inversores, baterías, cableado, estructuras de soporte, precio de la instalación. Otros factores que afectan los costos de inversión dependen de la eficiencia de los equipos y el lugar de instalación, estos deben garantizar menores pérdidas en la producción y almacenamiento. Por último, existen factores externos que pueden afectar la inversión inicial como: Los precios de la electricidad en el mercado, el consumo medio de energía, subvenciones y ayudas.

3.1.1. Costos de sistemas fotovoltaicos

Los precios de los sistemas fotovoltaicos tienen una tendencia a reducir y durante los últimos años se comprobó dicha variación. Para el sector residencial, los precios son cada vez menores y cada vez más accesibles, si se comparara con el sector comercial, los costos son mucho más altos debido a las escalas de las instalaciones. En la Figura 63 se puede observar la tendencia de los últimos años.

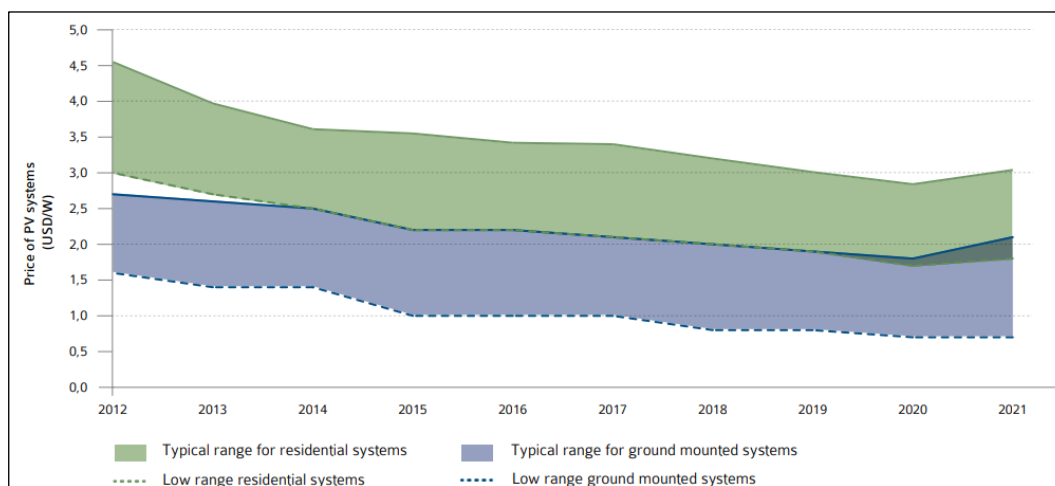


Figura 63. Evolución de los sistemas residenciales y montados en el suelo gama de precios 2012 - 2021 (\$/W). Fuente:[29].

Para el 2021, a nivel mundial los precios de para los sistemas residenciales alcanzaron valores entre 1,8 \$/W y 3 \$/W, y para sistemas a escalas comerciales llegaron a costar entre 0,35 \$/W a 2,1 \$/W. En la siguiente tabla se recogen los precios de los sistemas a nivel mundial y nacional [29].

Tabla 40. Precios de los sistemas fotovoltaicos en el 2021. Fuente: [29].

Sistemas	Potencia en kW	Precios
A nivel mundial	10-100	0,35-2,10 \$/W
En España	10-100	0,70-0,90 €/W

Tal como se indica en la Tabla 40, los precios en España rondan los 0,70 €/W a 0,90 €/W para sistemas con potencia instalada de más de 10 kW. Para este proyecto se establece que el precio para las alternativas es de 1,00 €/W instalados.

3.1.2. Costos de las baterías de Ion-litio

El avance tecnológico ha permitido que las baterías de ion-litio aumenten su eficiencia y con profundidades de descarga de hasta el 100%. La gran variedad de fabricantes en la actualidad ofrece sus productos con precios cada vez menores y con mejores garantías, es por ello por lo que para el cálculo de la inversión inicial de los sistemas de almacenamiento depende mucho de las marcas y las características del producto final.

Las características técnicas de las baterías obtenidas en el dimensionamiento de las CLEs permiten seleccionar un producto en específico. En la Tabla 41, se indican las características técnicas y el precio del producto seleccionado para este proyecto.

Tabla 41. Características técnicas y precio de las baterías de litio. Fuente: [30].

Especificación	Características
Marca	CYM-POWER
Procedencia	España
Voltaje nominal	51,2 V
Capacidad nominal	100Ah
Eficiencia	99%
Profundidad de descarga	90%
Precio	1.650,00 €

El proveedor de las baterías de ion-litio seleccionada para este estudio garantiza que las mismas tienen una duración de hasta 10 años hasta realizar un cambio de las unidades de almacenamiento. El modelo de los acumuladores se muestra en la Figura 64 y la ficha técnica en el ANEXO II.



Figura 64. Batería CYM-POWER de Ion-litio de 100Ah y 51,2 V. Fuente: [30].

3.1.3. Gastos de operación y mantenimiento

Los sistemas de generación y almacenamiento requieren ciertos cuidados y un correcto manejo, los equipos que conforman dichos sistemas no se encuentran exentos de posibles fallos. Para que las CLEs tengan un buen funcionamiento, es necesario un correcto mantenimiento que debe realizarse periódicamente y así prevenir posibles contingencias.

Dentro de una correcta operación y mantenimiento se debe considerar los siguientes aspectos: posible sustitución de inversores, operaciones, sustitución de módulos y componentes, inspección, monitorización, limpieza de módulos fotovoltaicos, control de vegetación y plagas, arrendamiento de terrenos, impuestos sobre la propiedad, seguros, gestión de activos y seguridad. Todas estas actividades representan gastos que se deben considerar al momento de estimar el coste total del sistema, en la Figura 65 se representa los costes en \$ por KW/año de operación y mantenimiento para distintos escenarios de instalaciones [31].

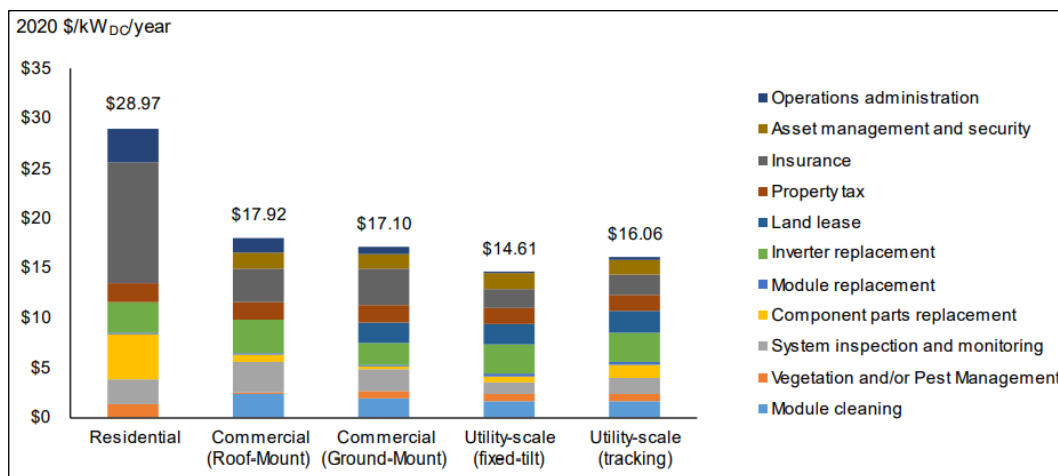


Figura 65. Gastos por operación y mantenimiento según la categoría del emplazamiento. Fuente: [31].

Para este proyecto es necesario definir que un posible gasto por operación y mantenimiento entra en la categoría comercial con instalación sobre los tejados, el coste ronda los 17,92 \$/kW/año o también los 17,33 €/kW/año.

3.1.4. Subvenciones y ayudas

Varios estados de la UE buscan promover la implementación de energías renovables para la producción de energía, algunos de ellos ofrecen ayudas económicas para la realización de los proyectos. En este caso existen varios programas de ayudas para subvencionar parte de la inversión inicial de potenciales instalaciones.

El ente vasco de la energía (EVE) es una agencia energética del gobierno vasco, esta organización busca fomentar la transición energética y constantemente ofrece programas de ayudas e incentivos para el autoconsumo y almacenamiento. En este año se encuentra vigente programa de incentivos que promueven la implantación de sistemas fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento en zonas residenciales para el autoconsumo [32].

Las posibilidades de acceder a este tipo de subvenciones son muy altas y se considera que para este proyecto las ayudas pueden cubrir hasta el 50% de la inversión inicial del sistema fotovoltaico y sistema de almacenamiento.

3.2. Estimación de costos de inversión inicial de las CLEs físicas

3.2.1. Estimación de costo de inversión inicial, alternativa 1, CLE física

La CLE física de la alternativa 1 está compuesta por 5 clientes residenciales y se determinó que se necesita una potencia instalada de 13,6 kW y una capacidad de almacenamiento de 671,39 Ah. En la Tabla 42 se indican los valores correspondientes al coste de inversión inicial de los sistemas de generación y almacenamiento para esta alternativa con y sin subvenciones.

Tabla 42. Costo de inversión inicial de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.

Sistema fotovoltaico	Potencia instalada	Precio por W instalado	Costo Total
5 clientes	13,60 kW	1,00 €/W	13.600,00 €
Sistema de almacenamiento	Numero de baterías	Precio por batería	Costo Total
5 clientes	7	1.650,00 €	11.550,00€
Sin subvención	Costo total del sistema sin baterías		13.600,00 €
	Costo total del sistema con baterías		25.150,00€
Con subvención del 50%	Costo total del sistema sin baterías		6.800,00€
	Costo total del sistema con baterías		12.575,00€

Con los valores obtenidos en la tabla anterior se puede obtener el costo de inversión inicial que recae sobre cada cliente y al tener características de consumo parecidas, el valor final se divide en partes iguales para todos los clientes. Para obtener los beneficios económicos se debe aplicar el modelo de negocio de comunidades de energía.

3.2.2. Estimación de costo de inversión inicial, alternativa 2, CLE física

La CLE física de la alternativa 2 está compuesta por 5 clientes residenciales y 1 cliente comercial. Además, se determinó que se necesita una potencia instalada de 19,2 kW y una capacidad de almacenamiento de 671,39 Ah. En la Tabla 43 se indican los valores correspondientes al coste de inversión inicial de los sistemas de generación y almacenamiento para esta alternativa con y sin subvenciones.

Tabla 43. Costo de inversión inicial de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia.

Sistema fotovoltaico	Potencia instalada	Precio por W instalado	Costo Total
6 clientes	19,20 kW	1,00 €/W	19.200,00 €
Sistema de almacenamiento	Numero de baterías	Precio por batería	Costo Total
6 clientes	7	1.650,00 €	11.550,00 €
Sin subvención	Costo total del sistema sin baterías		19.200,00 €
	Costo total del sistema con baterías		30.750,00 €
Con subvención del 50%	Costo total del sistema sin baterías		9.600,00 €
	Costo total del sistema con baterías		15.375,00 €

Con los valores obtenidos en la tabla anterior se puede obtener el costo de inversión inicial que recae sobre cada cliente y al tener características de consumo diferentes entre consumidores residenciales y comerciales, el valor final se divide según la participación en el consumo de cada cliente. Para obtener los beneficios económicos se debe aplicar el modelo de negocio de comunidades de energía.

3.2.3. Estimación de costo de inversión inicial, alternativa 3, CLE física

La CLE física de la alternativa 3 está compuesta por 5 clientes residenciales, 1 cliente comercial y 1 cliente industrial. Además, se determinó que se necesita una potencia instalada de 56 kW y una capacidad de almacenamiento de 1.400,00 Ah. En la Tabla 44 se indican los valores correspondientes al coste de inversión inicial de los sistemas de generación y almacenamiento para esta alternativa con y sin subvenciones.

Tabla 44. Costo de inversión inicial de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia.

Sistema fotovoltaico	Potencia instalada	Precio por W instalado	Costo Total
7 clientes	56 kW	1,00 €/W	56.000,00 €
Sistema de almacenamiento	Numero de baterías	Precio por batería	Costo Total
7 clientes	14	1.650,00 €	23.100,00€
Sin subvención	Costo total del sistema sin baterías		56.000,00 €
	Costo total del sistema con baterías		79.100,00€
Con subvención del 50%	Costo total del sistema sin baterías		28.000,00€
	Costo total del sistema con baterías		39.550,00€

Con los valores obtenidos en la tabla anterior se puede determinar el costo de inversión inicial que recae sobre cada cliente, y al tener características de consumo diferentes entre consumidores residenciales, comerciales e industriales, el valor final se divide según la participación en el consumo de cada cliente. Para obtener los beneficios económicos se debe aplicar el modelo de negocio de comunidades de energía.

3.3. Estimación de costos de inversión inicial de las CLEs virtuales

3.3.1. Estimación de costo de inversión inicial, alternativa 1, CLE virtual

La CLE virtual de la alternativa 1 está compuesta por 5 clientes residenciales y se determinó que se necesita una potencia instalada de 10,40 kW y una capacidad de almacenamiento de 671,39 Ah. En la Tabla 45 se indican los valores correspondientes al coste de inversión inicial de los sistemas de generación y almacenamiento para esta alternativa sin considerar subvenciones para el sistema de generación, debido a que se encuentra ubicado en Málaga.

Tabla 45. Costo de inversión inicial de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: propia

Sistema fotovoltaico	Potencia instalada	Precio por W instalado	Costo Total
5 clientes	10,40 kW	1,00 €/W	10.400,00 €
Sistema de almacenamiento	Numero de baterías	Precio por batería	Costo Total
5 clientes	7	1.650,00 €	11.550,00€
Sin subvención	Costo total del sistema sin baterías		10.400,00 €
	Costo total del sistema con baterías		21.950,00€
Con subvención del 50%	Costo total del sistema sin baterías		-
	Costo total del sistema con baterías		16.175,00€

Con los valores obtenidos en la tabla anterior se puede determinar el costo de inversión inicial que recae sobre cada cliente, y al tener características de consumo parecidas entre clientes residenciales, el valor final se divide según la participación en el consumo de cada cliente. Para obtener los beneficios económicos se debe aplicar el modelo de negocio de proveedores solares comunitarios.

3.3.2. Estimación de costo de inversión inicial, alternativa 2, CLE virtual

La CLE virtual de la alternativa 2 está compuesta por 5 clientes residenciales y 1 cliente comercial, y se determinó que se necesita una potencia instalada de 14,40 kW y una capacidad de almacenamiento de 671,39 Ah. En la Tabla 46 se indican los valores correspondientes al coste de inversión inicial de los sistemas de generación y almacenamiento para esta alternativa sin considerar subvenciones para el sistema de generación, debido a que se encuentra ubicado en Málaga.

Tabla 46. Costo de inversión inicial de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: propia

Sistema fotovoltaico	Potencia instalada	Precio por W instalado	Costo Total
6 clientes	14,40 kW	1,00 €/W	14.400,00 €
Sistema de almacenamiento	Numero de baterías	Precio por batería	Costo Total
6 clientes	7	1.650,00 €	11.550,00€
Sin subvención	Costo total del sistema sin baterías		14.400,00 €
	Costo total del sistema con baterías		25.950,00€
Con subvención del 50%	Costo total del sistema sin baterías		-
	Costo total del sistema con baterías		20.175,00€

Con los valores obtenidos en la tabla anterior se puede determinar el costo de inversión inicial que recae sobre cada cliente, y al tener características de consumo diferentes entre consumidores residenciales y comerciales, el valor final se divide según la participación en el consumo de cada cliente. Para obtener los beneficios económicos se debe aplicar el modelo de negocio de proveedores solares comunitarios.

3.3.3. Estimación de costo de inversión inicial, alternativa 3, CLE virtual

La CLE virtual de la alternativa 3 está compuesta por 5 clientes residenciales, 1 cliente comercial y 1 cliente industrial. Se determinó que se necesita una potencia instalada de 41,60 kW y una capacidad de almacenamiento de 1.400,00 Ah. En la Tabla 47 se indican los valores correspondientes al coste de inversión inicial de los sistemas de generación y almacenamiento para esta alternativa sin considerar subvenciones para el sistema de generación, debido a que se encuentra ubicado en Málaga.

Tabla 47. Costo de inversión inicial de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: propia

Sistema fotovoltaico	Potencia instalada	Precio por W instalado	Costo Total
7 clientes	41,60 kW	1,00 €/W	41.600,00 €
Sistema de almacenamiento	Numero de baterías	Precio por batería	Costo Total
7 clientes	14	1.650,00 €	23.100,00 €
Sin subvención	Costo total del sistema sin baterías		41.600,00 €
	Costo total del sistema con baterías		64.700,00€
Con subvención del 50%	Costo total del sistema sin baterías		-
	Costo total del sistema con baterías		53.150,00€

Con los valores obtenidos en la tabla anterior se puede determinar el costo de inversión inicial que recae sobre cada cliente, y al tener características de consumo diferentes entre clientes residenciales, comerciales e industriales, el valor final se divide según la participación en el consumo de cada cliente. Para obtener los beneficios económicos se debe aplicar el modelo de negocio de proveedores solares comunitarios.

3.4. Análisis de rentabilidad

Previo al análisis de rentabilidad se determinó los costos de inversión inicial para cada alternativa del proyecto. A continuación, se procede a calcular la rentabilidad de cada escenario de estudio teniendo en cuenta que al implementar una CLE se reduce considerablemente el consumo de la red. La energía que se produce mediante el sistema fotovoltaico puede ser almacenada o vertida a red de distribución y al aplicarse el modelo de negocio correspondiente se pueden obtener los beneficios económicos que varían desde la venta de la energía en el mercado hasta compensaciones por excedentes.

3.4.1. Determinación del costo nivelado de energía (LCOE)

Es necesario establecer la valoración económica del costo del sistema de generación y almacenamiento, donde se incluyen los gastos a lo largo de la vida útil del proyecto. La valoración permite comparar los costos de producción con otras fuentes de generación y determinar un precio mínimo de comercialización de la energía con los cuales se cubren todos los gastos del proyecto [33].

La siguiente ecuación permite determinar el costo mínimo de la energía producida, se debe tomar en cuenta el tiempo de vida útil del sistema de generación, los gastos que se pueden generar y la energía que puede producir [34].

$$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{(Egresos)_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{(Producción)_j}{(1+i)^j}} \quad (4)$$

Donde:

i: es la tasa de descuento.

j: es el año.

n: cantidad de años de vida útil del sistema.

La tasa de descuento permite evaluar los proyectos de inversión y es un indicador del valor del dinero que se generará en el futuro. En España, el tipo de interés se encuentra en el 2% para el 2022, por lo tanto, la tasa de descuento es de aproximadamente el 0,66%.

3.4.2. Flujo de caja neto

El flujo de caja permite evaluar el balance económico de un proyecto, se debe tener en cuenta los ingresos y egresos anuales para establecer la rentabilidad y los beneficios, ya sean por la venta de energía o compensación por excedentes, se debe contabilizar durante la vida útil del proyecto [34].

Dentro de la información que se debe disponer para el cálculo de los flujos de caja debe constar: energía producida, venta de energía producida, energía consumida, utilidad bruta, egresos fijos, utilidad neta, flujo neto y flujo acumulado [34].

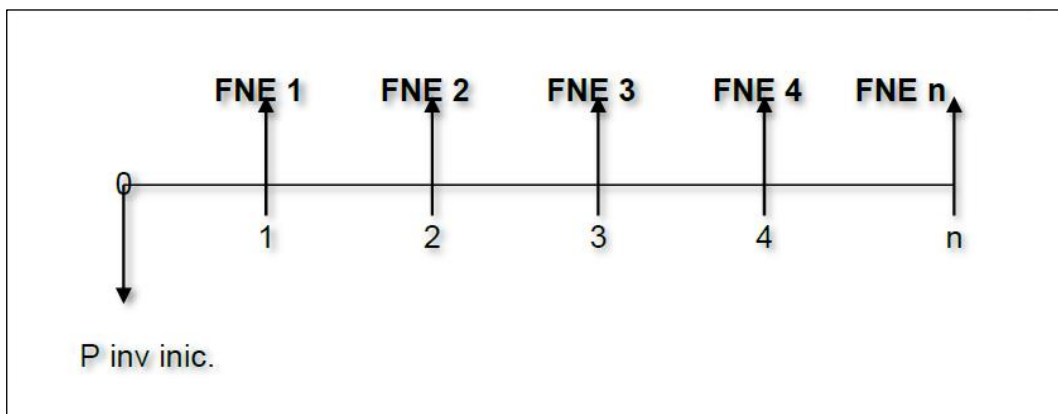


Figura 66. Ejemplo de flujo neto para el análisis de flujo de caja. Fuente: [34].

Usando el ejemplo anterior se puede representar de manera gráfica los ingresos y egresos del proyecto.

3.4.3. Análisis de rentabilidad de CLEs físicas

3.4.3.1. Análisis de rentabilidad de la alternativa 1, CLE física

El modelo de negocio que se aplica en esta alternativa corresponde al de comunidades de energía. El agregador energético se encarga de gestionar la producción y el consumo de energía

de los 5 clientes, de tal manera que se reduzca el valor de la factura y se generen beneficios para los consumidores. Es necesario determinar el LCOE del sistema de generación y almacenamiento emplazados en Tolosa y establecer un precio mínimo de la energía, para posteriormente calcular los beneficios económicos.

Tabla 48. LCOE y ahorro de energía de la alternativa 1, CLE física. Fuente: Propia.

Tipo de sistema	LCOE	Valor de la energía consumida sin CLE en un año	Valor de la energía consumida con la CLE en un año	Ahorro de la energía consumida con la CLE en un año	Ahorro durante los 25 años de vida útil
Sin baterías y sin subvención	0,05 €	4.947,30 €	2.500,90 €	2.446,40 €	49.602,16 €
Con baterías y sin subvención	0,14 €	4.947,30 €	1.352,40 €	3.594,90 €	47.389,48 €
Sin baterías y con subvención	0,03 €	4.947,30 €	2.500,90 €	2.446,40 €	56.402,16 €
Con baterías y con subvención	0,08 €	4.947,30 €	1.352,40 €	3.594,90 €	71.514,48 €

Tal como se indica en la Tabla 48. El valor del LCOE de menor costo corresponde al sistema sin baterías y con una subvención para la inversión inicial, alcanzando los 0,03€. Pero el mayor ahorro se genere con una CLE con baterías y con subvención, alcanzando los 71.514,48 €. Si no es posible conseguir alguna ayuda, la mejor opción sería una CLE sin baterías y sin subvención con un LCOE de 0,05 € y un ahorro de 49.602,16 € en los 25 años de vida útil.

Cada cliente debe aportar un cierto capital para la inversión inicial, los clientes de esta alternativa son residenciales y tienen características de consumo parecidas. En la Tabla 49 se



indica el porcentaje de participación y los beneficios para cada consumidor miembro de la CLE de la alternativa 1.

Tabla 49. Participación y beneficios para cada cliente de la alternativa 1, CLE física. Fuente: propia.

Característica	Cliente 1	Cliente 2	Cliente 3	Cliente 4	Cliente 5
% de participación	19,45 %	19,46 %	19,45 %	22,19 %	19,43 %
Inversión inicial para la CLE sin baterías y sin subvención	2.645,20 €	2.646,56 €	2.645,20 €	3.017,48 €	2.642,48 €
Inversión inicial para la CLE con baterías y con subvención	2.445,83 €	2.447,09 €	2.445,83 €	2.790,39 €	2.443,32 €
Valor de la energía consumida sin CLE	962,94 €	963,03 €	962,88 €	1.096,80 €	961,56 €
Valor de la energía consumida con CLE sin baterías	485,07 €	485,14 €	485,08 €	562,98 €	482,65 €
Valor de la energía consumida con CLE con baterías	264,29 €	264,31 €	264,31 €	300,48 €	258,98 €

En la tabla anterior, se puede apreciar que se produce una considerable reducción en el valor de la energía consumida por parte de los clientes que conforman la CLE. Siendo la comunidad con baterías la que representa un mayor ahorro, pero en el caso que se pueda acceder a una subvención los beneficios serán aún mayores. Además, se considera que la energía excedente se vierte a la red con un precio de 0,05 €. En las Figuras 67 y 68 se determina el tiempo de retorno de la inversión de las dos mejores opciones para la alternativa 1.

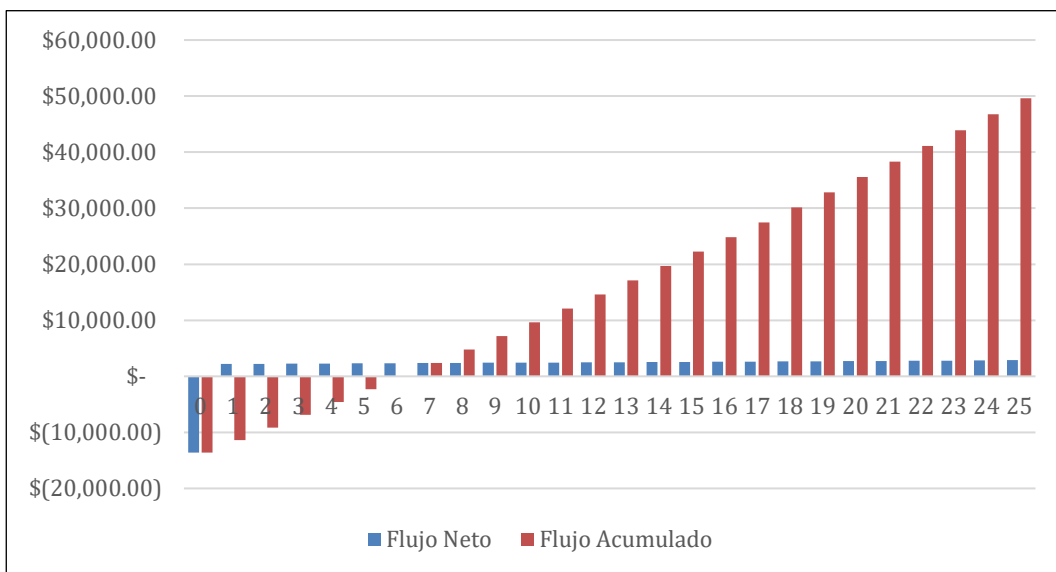


Figura 67. Flujo de caja para una CLE sin baterías y sin subvención de la alternativa 1. Fuente: propia.

Según la Figura 67, el tiempo de retorno de la inversión al producirse un ahorro en el consumo sería en aproximadamente 7 años.

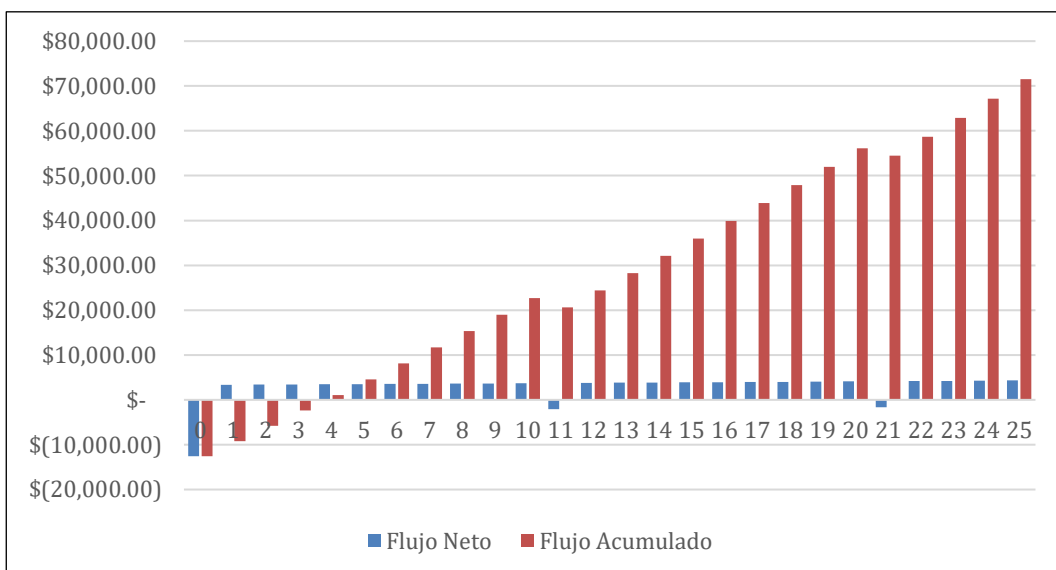


Figura 68. Flujo de caja para una CLE con baterías y con subvención de la alternativa 1. Fuente: propia.

Según la Figura 68, el tiempo de retorno de la inversión al producirse un ahorro en el consumo sería en aproximadamente 5 años.

3.4.3.2. Análisis de rentabilidad de la alternativa 2, CLE física

El modelo de negocio que se aplica en esta alternativa corresponde al de comunidades de energía. El agregador energético se encarga de gestionar la producción y el consumo de energía de los 6 clientes, de tal manera que se reduzca el valor de la factura y se generen beneficios para los consumidores. Es necesario determinar el LCOE del sistema de generación y almacenamiento emplazados en Tolosa y establecer un precio mínimo de la energía, para posteriormente calcular los beneficios económicos.

Tabla 50. LCOE y ahorro de energía de la alternativa 2, CLE física. Fuente: Propia.

Tipo de sistema	LCOE	Valor de la energía consumida sin CLE en un año	Valor de la energía consumida con la CLE en un año	Ahorro de la energía consumida con la CLE en un año	Ahorro durante los 25 años de vida útil
Sin baterías y sin subvención	0,05 €	7.137,90 €	3.308,70 €	3.829,20 €	80.630,61 €
Con baterías y sin subvención	0,11 €	7.137,90 €	2.033,20 €	5.104,70 €	82.004,81 €
Sin baterías y con subvención	0,03 €	7.137,90 €	3.308,70 €	3.829,20 €	90.230,61 €
Con baterías y con subvención	0,06 €	7.137,90 €	2.033,20 €	5.104,70 €	108.929,81 €

Tal como se indica en la Tabla 50. El valor del LCOE de menor costo corresponde al sistema sin baterías y con una subvención para la inversión inicial, alcanzando los 0,03€. Pero el mayor ahorro se genera con una CLE con baterías y con subvención, alcanzando los 108.929,81 €. Si no es posible conseguir alguna ayuda, la mejor opción sería una CLE con baterías y sin subvención con un LCOE de 0,11 € y un ahorro de 82.004,81 € en los 25 años de vida útil.

Cada cliente debe aportar un cierto capital para la inversión inicial, los clientes de esta alternativa son residenciales y comerciales, y tienen características de consumo distintas. En Tabla 51, se indica el porcentaje de participación y los beneficios para cada consumidor miembro de la CLE de la alternativa 2.

Tabla 51. Participación y beneficios para cada cliente de la alternativa 2, CLE física. Fuente: propia.

Característica	Cliente 1	Cliente 2	Cliente 3	Cliente 4	Cliente 5	Cliente 6
% de participación	14.02%	14.02%	14.02%	15.99%	14.00%	27.91%
Inversión inicial para la CLE Con baterías y sin subvención	4.311,15 €	4.311,15 €	4.311,15 €	4.916,93 €	4.305,00 €	8.582,32 €
Inversión inicial para la CLE con baterías y con subvención	2.156,74 €	2.156,98 €	2.156,63 €	2.459,52 €	2.153,62 €	4.291,49 €
Valor de la energía consumida sin CLE	994,59 €	994,69 €	994,53 €	1.132,90 €	993,17 €	2.028,00 €
Valor de la energía consumida con CLE sin baterías	478,91 €	478,96 €	478,92 €	559,82 €	476,03 €	836,03 €
Valor de la energía consumida con CLE con baterías	259,76 €	259,73 €	259,78 €	300,15 €	253,62 €	700,16 €

En la tabla anterior se puede apreciar que se produce una considerable reducción en el valor de la energía consumida por parte de los clientes que conforman la CLE. Siendo la comunidad con

baterías la que representa un mayor ahorro, pero en el caso que se pueda acceder a una subvención los beneficios serán aún mayores. En las Figuras 69 y 70 se determina el tiempo de retorno de la inversión de las dos mejores opciones para la alternativa 2.

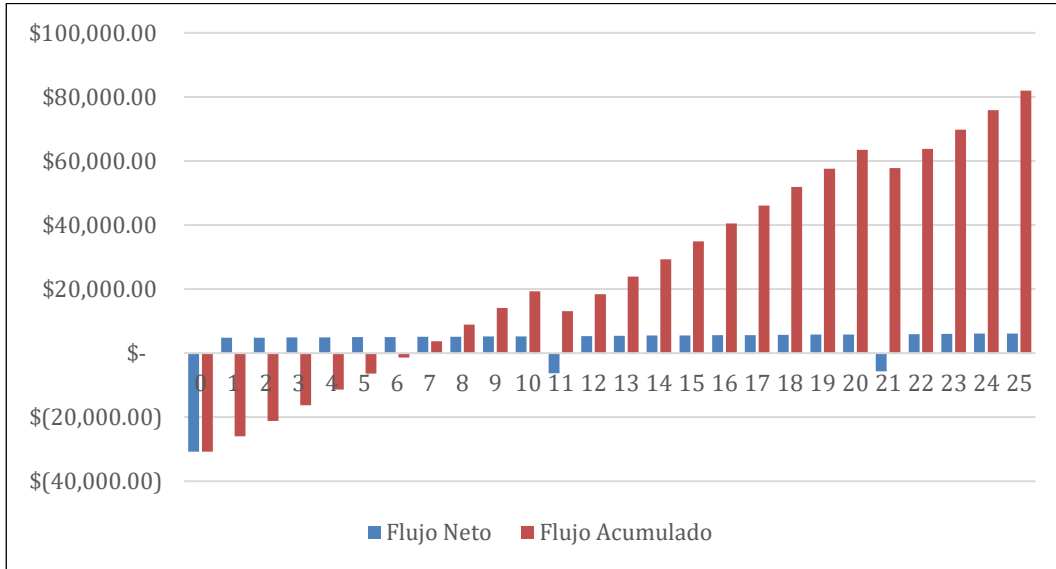


Figura 69. Flujo de caja para una CLE con baterías y sin subvención de la alternativa 2. Fuente: propia.

Según la Figura 69, el tiempo de retorno de la inversión al producirse un ahorro en el consumo sería en aproximadamente 7 años.

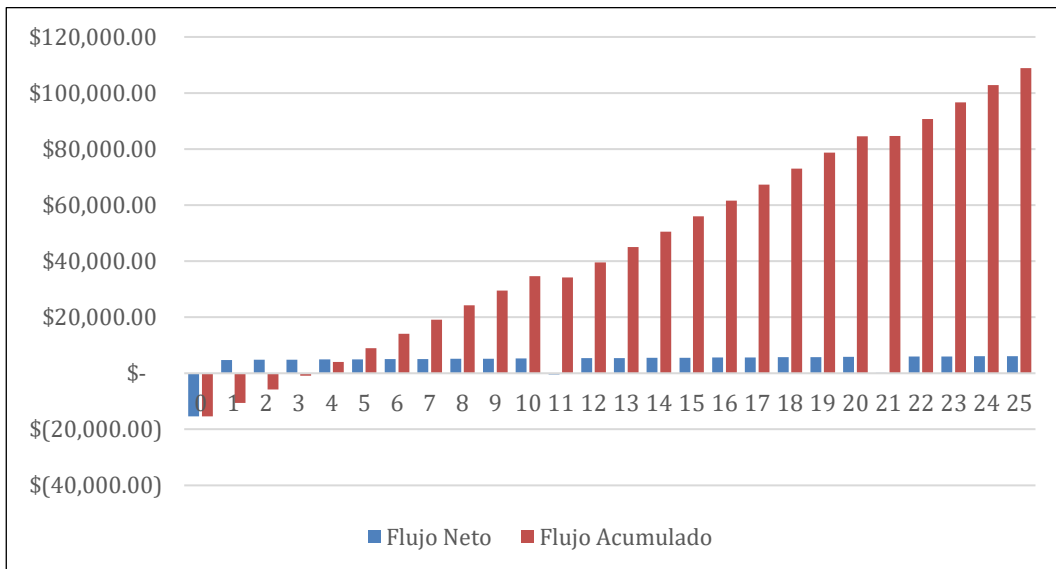


Figura 70. Flujo de caja para una CLE con baterías y con subvención de la alternativa 2. Fuente: propia.

Según la Figura 70, el tiempo de retorno de la inversión al producirse un ahorro en el consumo sería en aproximadamente 4 años.

3.4.3.3. Análisis de rentabilidad de la alternativa 3, CLE física

El modelo de negocio que se aplica en esta alternativa corresponde al de comunidades de energía. El agregador energético se encarga de gestionar la producción y el consumo de energía de los 7 clientes, de tal manera que se reduzca el valor de la factura y se generen beneficios para los consumidores. Es necesario determinar el LCOE del sistema de generación y almacenamiento emplazados en Tolosa y establecer un precio mínimo de la energía, para posteriormente calcular los beneficios económicos.

Tabla 52. LCOE y ahorro de energía de la alternativa 3, CLE física. Fuente: Propia.

Tipo de sistema	LCOE	Valor de la energía consumida sin CLE en un año	Valor de la energía consumida con la CLE en un año	Ahorro de la energía consumida con la CLE en un año	Ahorro durante los 25 años de vida útil
Sin baterías y sin subvención	0,05 €	23.922,00 €	10.461,00 €	13.461,00 €	299.919,71 €
Con baterías y sin subvención	0,09 €	23.922,00 €	8.691,60 €	15.230,40 €	280.593,23 €
Sin baterías y con subvención	0,03 €	23.922,00 €	10.461,00 €	13.461,00 €	327.919,71 €
Con baterías y con subvención	0,05 €	23.922,00 €	8.691,60 €	15.230,40 €	343.243,23 €

Tal como se indica en la Tabla 52, el valor del LCOE de menor costo corresponde al sistema sin baterías y con una subvención para la inversión inicial, alcanzando los 0,03€. Pero el mayor ahorro se genera con una CLE con baterías y con subvención, alcanzando los 343.243,23 €. Si no



es posible conseguir alguna ayuda, la mejor opción sería una CLE sin baterías y sin subvención con un LCOE de 0,05 € y un ahorro de 299.919,71 € en los 25 años de vida útil.

Cada cliente debe aportar un cierto capital para la inversión inicial, Los clientes de esta alternativa son residenciales, comerciales e industriales, y tienen características de consumo distintas. En la Tabla 53 se indica el porcentaje de participación y los beneficios para cada consumidor miembro de la CLE de la alternativa 3.

Tabla 53. Participación y beneficios para cada cliente de la alternativa 3, CLE física. Fuente: propia.

Característica	Cliente 1	Cliente 2	Cliente 3	Cliente 4	Cliente 5	Cliente 6	Cliente 7
% de participación	4,66 %	4,66 %	4,66 %	5,32 %	4,66 %	9,29 %	66,71 %
Inversión inicial para la CLE sin baterías y sin subvención	2.614,89 €	2.615,18 €	2.614,75 €	2.981,99 €	2.611,10 €	5.203,11 €	37.358,95 €
Inversión inicial para la CLE con baterías y con subvención	1.846,76 €	1.846,97 €	1.846,67 €	2.106,03 €	1.844,08 €	3.674,70€	26.384,76 €
Valor de la energía consumida sin CLE	1.071,70 €	1.071,80 €	1.071,60 €	1.215,20 €	1.069,20 €	2.242,40 €	16.180,00 €
Valor de la energía consumida con CLE sin baterías	363,18 €	363,18 €	363,20 €	447,93 €	359,12 €	886,29 €	7.678,49 €
Valor de la energía consumida con CLE con baterías	139,67 €	139,60 €	139,71 €	183,98 €	134,07 €	762,02 €	7.192,57 €

En la tabla anterior, se puede apreciar que se produce una considerable reducción en el valor de la energía consumida por parte de los clientes que conforman la CLE. Siendo la comunidad con baterías la que representa un mayor ahorro, pero en el caso que se pueda acceder a una

subvención los beneficios serán aún mayores. En las Figuras 71 y 72 se determina el tiempo de retorno de la inversión de las dos mejores opciones para la alternativa 3.

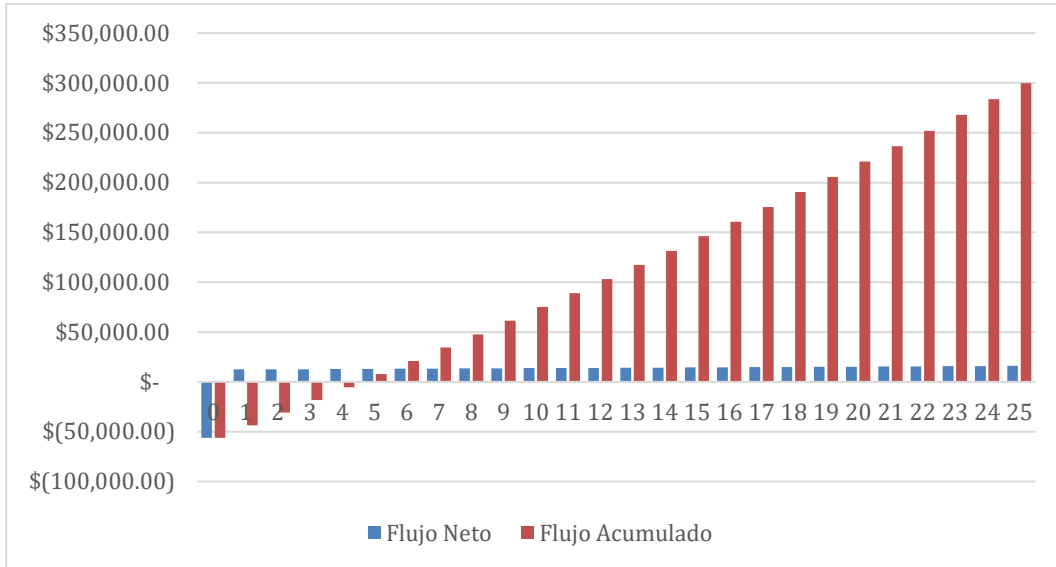


Figura 71. Flujo de caja para una CLE sin baterías y sin subvención de la alternativa 3. Fuente: propia.

Según la Figura 71, el tiempo de retorno de la inversión al producirse un ahorro en el consumo sería en aproximadamente 5 años.

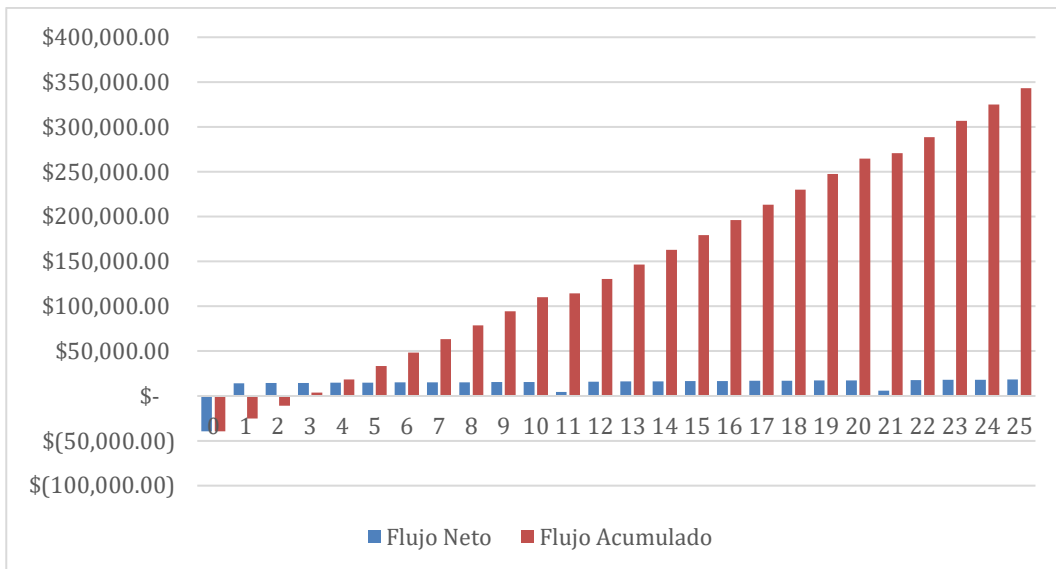


Figura 72. Flujo de caja para una CLE con baterías y con subvención de la alternativa 3. Fuente: propia.

Según la Figura 72, el tiempo de retorno de la inversión al producirse un ahorro en el consumo sería en aproximadamente 3 años.

3.4.4. Análisis de rentabilidad para CLEs virtuales

3.4.4.1. Análisis de rentabilidad de la alternativa 1, CLE virtual

El modelo de negocio que se aplica en esta alternativa corresponde al de proveedores solares comunitarios. El agregador energético se encarga de gestionar de manera remota la producción y el consumo de energía de los 5 accionistas, de tal manera que se reduzca el valor de la factura y se generen beneficios para los consumidores. Es necesario determinar el LCOE del sistema de generación en Málaga y almacenamiento en Tolosa y establecer un precio mínimo de la energía, para posteriormente calcular los beneficios económicos con la venta en el mercado a un precio aproximado de 0,12 € por kWh.

Tabla 54. LCOE y ahorro de energía de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: Propia.

Tipo de sistema	LCOE	Valor de la energía consumida sin CLE en un año	Valor de la energía vertida por la CLE en un año	Valor de la energía consumida con la CLE en un año	Ahorro durante los 25 años de vida útil
Sin baterías y sin subvención	0,04 €	4.947,30 €	2.287,30 €	2.660,00 €	37.949,92 €
Con baterías y sin subvención	0,12 €	4.947,30 €	2.525,30 €	2.422,00 €	10.021,80 €
Con baterías y con subvención	0,08 €	4.947,30 €	2.525,30 €	2.422,00 €	27.346,80 €

Tal como se indica en la Tabla 54, el valor del LCOE de menor costo corresponde al sistema sin baterías y sin subvención para la inversión inicial, alcanzando los 0,04€ y siendo el que mayor ahorro genera. Si no es posible conseguir alguna ayuda, la mejor opción sería una CLE sin baterías y sin subvención con un LCOE de 0,04 € y un ahorro de 37.949,92 € en los 25 años de vida útil.

Cada accionista debe aportar un cierto capital para la inversión inicial, Los accionistas de esta alternativa son residenciales y tienen características de consumo parecidas. En la Tabla 55 se indica el porcentaje de participación y los beneficios para cada consumidor miembro de la CLE de la alternativa 1.

Tabla 55. Participación y beneficios para cada accionista de la alternativa 1, CLE virtual. Fuente: propia.

Característica	Accionista 1	Accionista 2	Accionista 3	Accionista 4	Accionista 5
% de participación	19,45 %	19,46 %	19,45 %	22,19 %	19,43 %
Inversión inicial para la CLE sin baterías y sin subvención	2.023,74 €	2.023,96 €	2.023,63 €	2.307,84 €	2.020,80 €
Valor de la energía consumida sin CLE	962,94 €	963,03 €	962,88 €	1.096,80 €	961,56 €
Valor de la energía vertida a la red	445,08 €	445,13 €	445,06 €	507,57 €	444,44 €
Ahorro por la venta de energía	517,85 €	517,89 €	517,81 €	589,22 €	517,11 €

En la tabla anterior, se puede apreciar que se produce una considerable reducción en el valor de la energía consumida por parte de los accionistas que conforman la CLE. En la Figura 73, se determina el tiempo de retorno de la inversión de las dos mejores opciones para la alternativa 1.

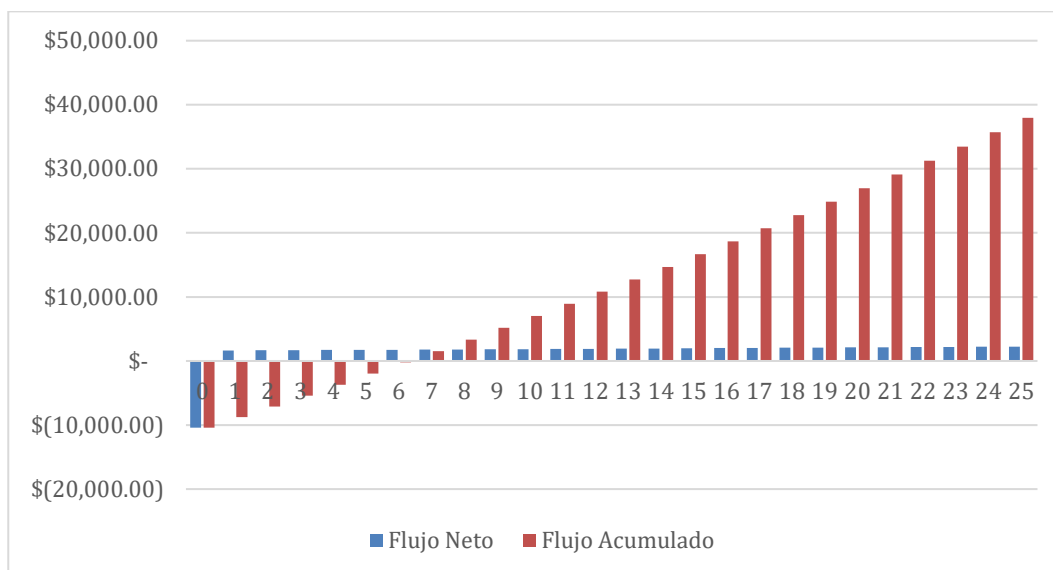


Figura 73. Flujo de caja para una CLE sin baterías y sin subvención de la alternativa 1. Fuente: propia.

Según la Figura 73, el tiempo de retorno de la inversión al producirse un ahorro en el consumo sería en aproximadamente 7 años.

3.4.4.2. Análisis de rentabilidad de la alternativa 2, CLE virtual

El modelo de negocio que se aplica en esta alternativa corresponde al de proveedores solares comunitarios. El agregador energético se encarga de gestionar de manera remota la producción y el consumo de energía de los 6 accionistas, de tal manera que se reduzca el valor de la factura y se generen beneficios para los consumidores. Es necesario determinar el LCOE del sistema de generación en Málaga y almacenamiento en Tolosa y establecer un precio mínimo de la energía, para posteriormente calcular los beneficios económicos con la venta en el mercado a un precio aproximado de 0,12 € por kWh.

Tabla 56. LCOE y ahorro de energía de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: Propia.

Tipo de sistema	LCOE	Valor de la energía consumida sin CLE en un año	Valor de la energía vertida por la CLE en un año	Valor de la energía consumida con la CLE en un año	Ahorro durante los 25 años de vida útil
Sin baterías y sin subvención	0,04 €	7.137,90 €	3.167,00 €	3.970,90 €	52.562,46 €
Con baterías y sin subvención	0,09 €	7.137,90 €	3.167,00 €	3.674,00 €	26.297,87 €
Con baterías y con subvención	0,06 €	7.137,90 €	3.167,00 €	3.674,00 €	43.622,87 €

Tal como se indica en la Tabla 56, el valor del LCOE de menor costo corresponde al sistema sin baterías y sin subvención para la inversión inicial, alcanzando los 0,04€ y siendo el que mayor ahorro genera. Si no es posible conseguir alguna ayuda, la mejor opción sería una CLE sin baterías y sin subvención con un ahorro de 52.562,46 € en los 25 años de vida útil.

Cada accionista debe aportar un cierto capital para la inversión inicial, los accionistas de esta alternativa son residenciales y comerciales, y tienen características de consumo distintas. En la Tabla 57 se indica el porcentaje de participación y los beneficios para cada consumidor miembro de la CLE de la alternativa 2.



Tabla 57. Participación y beneficios para cada accionista de la alternativa 2, CLE virtual. Fuente: propia.

Característica	Accionista 1	Accionista 2	Accionista 3	Accionista 4	Accionista 5	Accionista 6
% de participación	14.02%	14.02%	14.02%	15.99%	14.00%	27.91%
Inversión inicial para la CLE sin baterías y sin subvención	2.019,97 €	2.020,19 €	2.019,87 €	2.303,55 €	2.017,04 €	4.019,35 €
Valor de la energía consumida sin CLE	994,59 €	994,69 €	994,53 €	1.132,90 €	993,17 €	2.028,00 €
Valor de la energía vertida a la red	444,25 €	444,30 €	444,23 €	506,62 €	443,61 €	883,97 €
Ahorro por la venta de energía	550,33 €	550,38 €	550,29 €	626,27 €	549,55 €	1.144,02 €

En la tabla anterior, se puede apreciar que se produce una considerable reducción en el valor de la energía consumida por parte de los clientes que conforman la CLE. En la Figura 74, se determina el tiempo de retorno de la inversión de las dos mejores opciones para la alternativa 2.

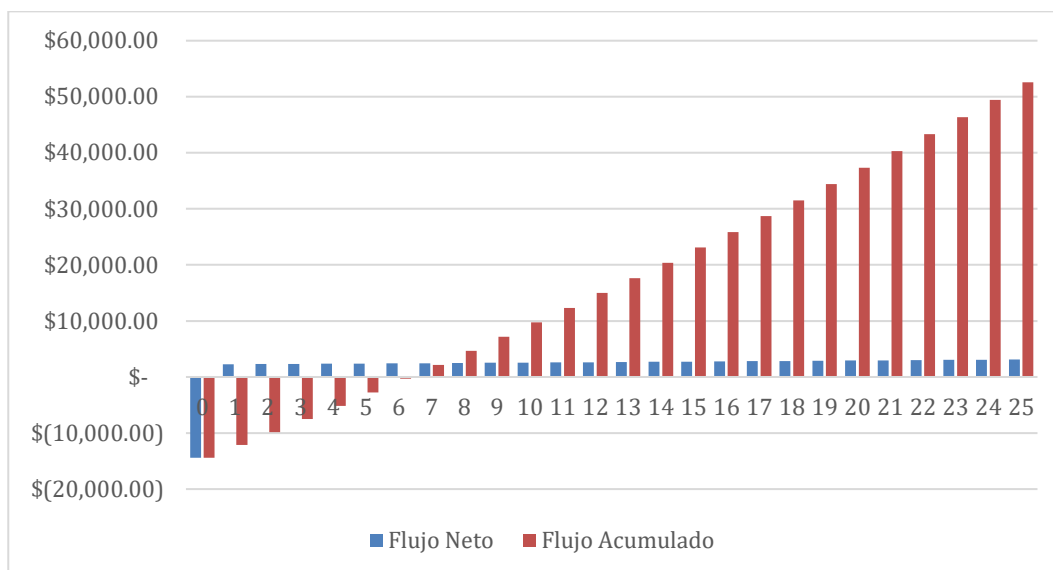


Figura 74. Flujo de caja para una CLE sin baterías y sin subvención de la alternativa 2. Fuente: propia.

Según la Figura 74, el tiempo de retorno de la inversión al producirse un ahorro en el consumo sería en aproximadamente 7 años.

3.4.4.3. Análisis de rentabilidad de la alternativa 3, CLE virtual

El modelo de negocio que se aplica en esta alternativa corresponde al de proveedores solares comunitarios. El agregador energético se encarga de gestionar de manera remota la producción y el consumo de energía de los 7 accionistas, de tal manera que se reduzca el valor de la factura y se generen beneficios para los consumidores. Es necesario determinar el LCOE del sistema de generación en Málaga y almacenamiento en Tolosa y establecer un precio mínimo de la energía, para posteriormente calcular los beneficios económicos con la venta en el mercado a un precio aproximado de 0,12 € por kWh.

Tabla 58. LCOE y ahorro de energía de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: Propia.

Tipo de sistema	LCOE	Valor de la energía consumida sin CLE en un año	Valor de la energía vertida por la CLE en un año	Valor de la energía consumida con la CLE en un año	Ahorro durante los 25 años de vida útil
Sin baterías y sin subvención	0,04 €	23.992,00 €	9.219,00 €	14.773,00 €	153.725,81 €
Con baterías y sin subvención	0,08 €	23.992,00 €	9.219,00 €	12.165,00 €	158.084,07 €
Con baterías y con subvención	0,06 €	23.992,00 €	9.219,00 €	11.827,00 €	192.734,07 €

Tal como se indica en la Tabla 58, el valor del LCOE de menor costo corresponde al sistema sin baterías y sin subvención para la inversión inicial, alcanzando los 0,04€. Pero el sistema con baterías y con subvenciones es el que mayor ahorro genera, siendo este la mejor opción con un ahorro de 192.734,07 € en los 25 años de vida útil.

Cada accionista debe aportar un cierto capital para la inversión inicial, los accionistas de esta alternativa son residenciales, comerciales e industriales, y tienen características de consumo distintas. En la Tabla 59 se indica el porcentaje de participación y los beneficios para cada consumidor miembro de la CLE de la alternativa 3.

Tabla 59. Participación y beneficios para cada accionista de la alternativa 3, CLE virtual. Fuente: propia.

Característica	Accionista 1	Accionista 2	Accionista 3	Accionista 4	Accionista 5	Accionista 6	Accionista 7
% de participación	4,66 %	4,66 %	4,66 %	5,32 %	4,66 %	9,29 %	66,71 %
Inversión inicial para la CLE con baterías y con subvención	2.481,81 €	2.482,08 €	2.481,68 €	2.830,22 €	2.478,21 €	4.938,31 €	35.457,65 €
Valor de la energía consumida sin CLE	1.071,70 €	1.071,80 €	1.071,60 €	1.215,20 €	1.069,20 €	2.242,40 €	16.180,00 €
Valor de la energía vertida a la red	430,47 €	430,52 €	430,45 €	490,91 €	429,85 €	856,56 €	6.150,21€
Ahorro por la venta de energía	641,22 €	641,27 €	641,14 €	724,28 €	639,34 €	1.385,83 €	10.029,78 €

En la tabla anterior, se puede apreciar que se produce una considerable reducción en el valor de la energía consumida por parte de los clientes que conforman la CLE. En la Figuras 75, se determina el tiempo de retorno de la inversión de las dos mejores opciones para la alternativa 3.

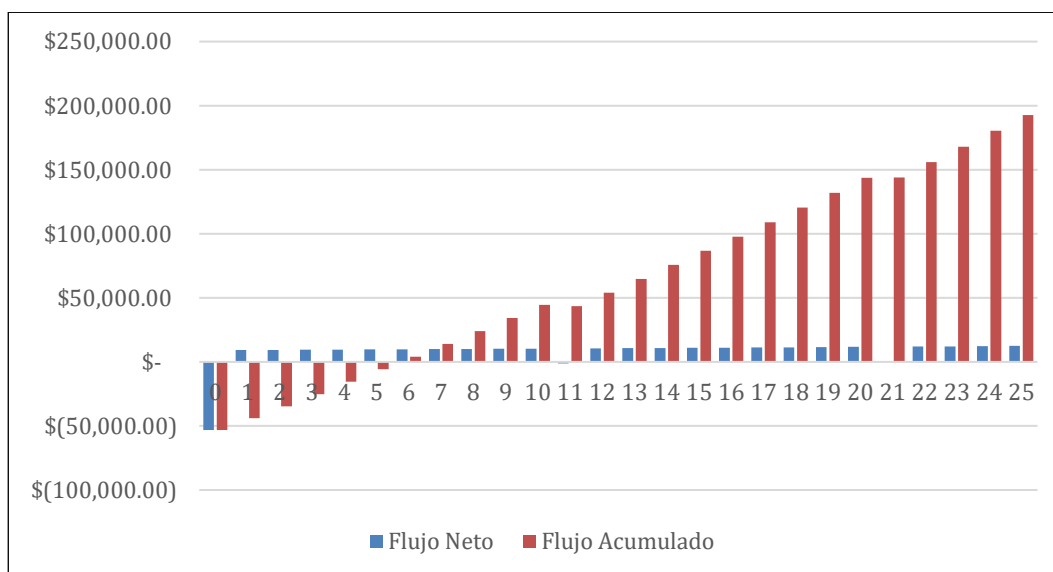


Figura 75. Flujo de caja para una CLE con baterías y con subvención de la alternativa 3. Fuente: propia.

Según la Figura 75, el tiempo de retorno de la inversión al producirse un ahorro en el consumo sería en aproximadamente 6 años.

3.5. Análisis de los resultados económicos

Las CLEs, como en cualquier otro proyecto, requieren un alto valor de inversión inicial. Para comenzar con los permisos y la adquisición de los equipos, los socios deben aportar un porcentaje de capital y así completar la fase de instalación del sistema. Los beneficios económicos no se ven reflejados hasta pasado el primer año de funcionamiento de las comunidades.

Las comunidades físicas tienen una fuerte inversión inicial, y durante cada año se genera un gasto por operación y mantenimiento de los sistemas. Por otra parte, en las comunidades virtuales es necesario considerar la renta de parcelas o tejados, donde se instalarían los equipos remotamente. Además, se debe considerar también las normativas locales del sector y otros factores que pueden encarecer aún más los gastos de operación y mantenimiento.

Si se consideran que las CLEs tienen almacenamiento, es necesario definir el tiempo de vida útil de las baterías. Para este proyecto se considera el mismo modelo de baterías, el fabricante garantiza que la vida útil puede alcanzar los 10 años hasta que se necesite un reemplazo. Cada vez que sea necesario una renovación del sistema de almacenamiento, los miembros de las CLEs deben estar al tanto que se deberá hacer una nueva inversión para la adquisición de nuevos equipos.

A continuación, en la Tabla 60, se indica como resumen la comparación de todas las alternativas en cuanto a la reducción de la factura por cada CLE durante un año. Es necesario especificar que, para el cálculo del valor del beneficio se considera el porcentaje de participación hora a hora para hacer una distribución del consumo mucho más justo.



Tabla 60. Resumen de la reducción de las facturas para cada alternativa. Fuente: propia.

Tipo CLE	Usuarios residenciales					Usuario comercial (centro de estética)	Usuario industrial (panadería)
	Usuario 1	Usuario 2	Usuario 3	Usuario 4	Usuario 5	Usuario 6	Usuario 7
CLE física 1 SIN baterías	485,07 €	485,14 €	485,08 €	562,98 €	482,65 €	x	x
CLE física 1 CON baterías	264,29 €	264,31 €	264,31 €	300,48 €	258,98 €	x	x
CLE física 2 SIN baterías	478,91 €	478,96 €	478,92 €	559,82 €	476,03 €	836,03 €	x
CLE física 2 CON baterías	259,76 €	259,73 €	259,78 €	300,15 €	253,62 €	700,16 €	x
CLE física 3 SIN baterías	363,18 €	363,18 €	363,20 €	447,93 €	359,12 €	886,29 €	7.678,49 €
CLE física 3 CON baterías	139,67 €	139,60 €	139,71 €	183,98 €	134,07 €	762,02 €	7.192,57 €
CLE virtual 1 SIN baterías (por defecto)	517,85 €	517,89 €	517,81 €	589,22 €	517,11 €	x	x
CLE virtual 2 CON baterías (por defecto)	550,33 €	550,38 €	550,29 €	626,27 €	549,55 €	1.144,02 €	x
CLE virtual 3 CON baterías (por defecto)	641,22 €	641,27 €	641,14 €	724,28 €	639,34 €	1.385,83 €	10.029,78 €



4. CONCLUSIONES

4.1. Conclusiones generales

Una vez concluidos los estudios técnicos y económicos para cada alternativa planteada en este trabajo, se procede a discutir los resultados de las CLEs diseñadas. Las comunidades locales de energía y el diseño de las nuevas modalidades de intercambio de energía en Tolosa son una potencial alternativa en la búsqueda de la transición energética. Se llegó a demostrar que la aplicación de la tecnología solar fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento pueden cubrir las necesidades básicas de los consumidores. Además, la nueva modalidad puede generar conciencia en las personas para la búsqueda de nuevas opciones para frenar el cambio climático.

La correcta gestión del consumo puede ser una pieza clave para un buen dimensionamiento del sistema de generación y de almacenamiento. En el proyecto se analizan 3 alternativas para conformar CLEs físicas o virtuales, con diferentes socios o accionistas que cuentan con perfiles de consumo distintos. Para cada una de las alternativas ha sido necesario analizar el consumo hora a hora durante un año y dimensionar el sistema de generación mediante la tecnología solar fotovoltaica, dependiendo de las necesidades de los socios. También ha sido necesario el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento a partir de baterías de Ion-Litio para cubrir la demanda durante la noche.

El recurso solar disponible en las zonas analizadas permite estimar la producción de energía de los sistemas fotovoltaicos dimensionados para cada alternativa, y así comprobar si la misma es capaz de cubrir la demanda y generar excedentes de electricidad. Los niveles de irradiación, una correcta ubicación y la disponibilidad de espacio es un factor fundamental para alcanzar la producción necesaria. Gran parte de la energía que se produce durante el día puede ser aprovechada de diferentes maneras. Por un lado, la energía remanente puede verse por completo a la red de distribución. Por otro lado, la energía puede almacenarse durante el día para ser consumida en la noche, esto en el caso de las CLEs físicas. Las CLEs virtuales tienen una gestión completamente diferente, la energía no se consume directamente del sistema de generación por la distancia con la carga, por el contrario, se vierte por completo a la red de distribución donde se encuentra el emplazamiento. Si es el caso, el sistema de almacenamiento



en una CLE virtual tiene como objetivo almacenar energía en horas valle, para luego ser consumidas en horas punta.

Por último, se realizó un estudio de los aspectos económicos para cada alternativa donde se logró calcular los costos de inversión inicial que debe ser cubiertos por los miembros de las CLEs. Parte del costo de la inversión inicial puede ser cubierto mediante una ayuda o subvención económica por parte del gobierno o alguna organización, lo cual reduce de manera significativa los costes de implementación. Se logró determinar que la aplicación de las CLEs como nueva modalidad de intercambio de energía, puede reducir el consumo de energía eléctrica de la red y generar un ahorro en la factura eléctrica de cada miembro de la comunidad.

4.2. Conclusiones específicas

Las alternativas que se representaron en este proyecto tienen características distintas y dependen del número de socios donde cada uno cuenta con perfiles de consumo que varían según las actividades que se realizan. Como se pudo observar los niveles de energía para cubrir las necesidades diarias de las cargas pueden aumentar dependiendo del tipo de consumidor, ya sea residencial, comercial o industrial. Las 3 alternativas analizadas en este proyecto mantienen los mismos tipos de consumidores. Por tal motivo, el perfil de consumo de cada caso es el mismo ya sea para una CLE física o una CLE virtual.

El recurso solar es la principal fuente para la generación de la energía eléctrica para cubrir las necesidades de los socios. En Tolosa los niveles de irradiancia son de menor intensidad que en Málaga, esto puede afectar en la producción y por consiguiente puede generar pérdidas económicas. La solución efectiva para esta problemática es un correcto dimensionamiento de los sistemas de generación y de almacenamiento. El objetivo principal es aprovechar el recurso solar disponible para cubrir la demanda.

En el proyecto se logró dimensionar los sistemas de generación y almacenamiento adecuados, capaces de cubrir las necesidades energéticas para cada alternativa. Como se pudo observar, la potencia instalada de un sistema fotovoltaico es mucho mayor en Tolosa que en Málaga, debido a los niveles de irradiancia en cada zona. En Tolosa se considera que la CLE son de tipo física por su cercanía con las cargas que alimenta. Por otra parte, en Málaga se consideran de tipo virtual



por la distancia existente. La principal problemática en el dimensionamiento para cada alternativa es la disponibilidad de espacio para la instalación de los paneles solares, al aumentar la potencia instalada del sistema se requiere mayor superficie para la instalación. Para obtener resultados mucho más fiables en el dimensionamiento, fue necesario el uso del software PVsyst de donde se obtuvo la configuración y las potencias de los equipos del sistema de generación. Si bien existen unas pequeñas incertidumbres en las simulaciones, estas se dan por la base de datos propia del PVsyst, pero se comprobó que las simulaciones y los cálculos de los sistemas llegan a ser muy parecidos a la hora de determinar las potencias de los inversores y la energía producida en un año.

En todas las alternativas se logró estimar la energía consumida, vertida y almacenada con la implementación de una CLE y se comprobó que el consumo se reduce considerablemente. En el caso de las CLEs físicas, la implementación de un sistema de almacenamiento permite almacenar la energía remanente que no se consume durante el día y que es aprovechada durante la noche, reduciendo aún más el consumo de la red. Por otra parte, las CLEs virtuales que cuentan con sistema de almacenamiento son capaces de almacenar energía durante la noche en las horas valle y ser consumida en las horas punta, reduciendo de esta manera el consumo en horas pico.

El análisis de los aspectos económicos permitió comprobar la reducción del valor de consumo de energía eléctrica de la red, en algunos casos hasta más del 50%. El objetivo de la implementación de una CLE es reducir lo máximo posible la factura eléctrica, para los casos analizados. Alcanzar un valor de consumo igual a cero requiere una mayor inversión, áreas de emplazamiento más amplias, mayores gastos en operación y mantenimiento, y en CLEs virtuales aumenta el gasto por renta de terrenos. Si bien un sistema más potente puede reducir aún más el valor de la factura, los factores antes mencionados pueden representar impedimentos para llevar a cabo dicha acción. En el caso de la CLE física de la alternativa 1, se puede generar un ahorro de hasta 71.514,48 € en el mejor de los casos durante los 25 años de vida útil. En la CLE física de la alternativa 2, se puede generar un ahorro de hasta 108.929,81 € en el mejor de los casos. En la CLE física de la alternativa 3, se puede generar un ahorro de hasta 343.243,23 €. Por otro lado, para las CLEs virtuales de las alternativas 1, 2 y 3 se pueden generar ahorros de hasta 37.949,92 €, 52.562,46 € y 192.734,07 € respectivamente.



Se produce un mayor ahorro en CLEs físicas que en las virtuales y esto se debe a varios factores: Para las CLEs virtuales es necesario pagar el arrendamiento de una parcela de terreno en Málaga para la instalación, y el precio es proporcional al tamaño necesario. Por otra parte, si no se llega a realizar algún convenio que beneficie a los habitantes de Málaga y los miembros de la CLE en Tolosa, la energía tiene que ser vertida por completo a la red y participar en el mercado para la venta de energía que en algunos casos se pueden comercializar con precios relativamente bajos.

Las normativas vigentes llegan a ser un gran impedimento para la realización de este tipo de proyectos, la falta de algunas de ellas tiende a generar inconvenientes ya sea entre los socios de la CLE o con los distintos elementos que componen el sistema eléctrico español. Durante los últimos años se le ha dado mayor énfasis a este tipo de alternativas. La transición energética es un objetivo que se puede cumplir con el desarrollo de este tipo de sistemas.

Por último, la aplicación de las CLEs puede generar beneficios ambientales que se ven cuantificados de la siguiente manera: para la alternativa 1, se pueden evitar la emisión de aproximadamente 5,82 Toneladas de CO₂ al año. Para la alternativa 2, se pueden evitar la emisión de aproximadamente 8,07 Toneladas de CO₂ al año. Para la alternativa 3, se pueden evitar la emisión de aproximadamente 24,25 Toneladas de CO₂ al año.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Quintero, J. P. V. (2008). Generación Distribuida: Democratización de la energía eléctrica. *Criterio Libre*, 6(8), 105-112.
- [2] Palensky, P., & Kupzog, F. (2013). Smart grids. *Annual Review of Environment and Resources*, 38, 201-226.
- [3] IRENA, Coalition for Action 2021 (in English): Recuperado 28 de junio de 2022
- [4] Graditi, G., di Somma, M., & di Somma, M. (2021). *Distributed Energy Resources in Local Integrated Energy Systems*. Elsevier Gezondheidszorg.
- [5] BOE.es - DOUE-L-2018-82107 Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. (2018, 21 diciembre). BOE.es.
- [6] BOE.es - DOUE-L-2019-81031 Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE. (2019, 14 junio). BOE.es.
- [7] Euskal energia sistemaren historia hurbila - EVE. (s. f.). eve.eus. Recuperado 29 de junio de 2022, de <https://www.eve.eus/Conoce-la-Energia/La-energia-en-Euskadi/Historia.aspx>
- [8] E. (2020, 17 enero). QUÉ ES». EKIAN. Recuperado 29 de junio de 2022, de <https://ekian.eus/es/que-es-ekian/>
- [9] Larrea Basterra, M., & Bilbao Ozamiz, M. (2020). *Modelos de Negocio en Recursos Distribuidos de Electricidad*. Orkestra Basque Institute of Competitiveness.
- [10] Gobierno de España. (s. f.). IDAE. www.idae.es. Recuperado 18 de julio de 2022, de <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/estudios-informes-y-estadisticas>



[11] Sebastián, M. S. (2020, 4 febrero). Tolosa tiene 19.667 habitantes, la cifra más alta de su historia. Noticias de Gipuzkoa. Recuperado 24 de julio de 2022, de <https://www.noticiasdegipuzkoa.eus/gipuzkoa/2020/02/04/tolosa-19-667-habitantes-cifra-3797476.html>

[12] F. (2022, 17 marzo). El Ayuntamiento de Tolosa apuesta por las energías renovables. Electro Eficiencia | Noticias del sector eléctrico. Recuperado 24 de julio de 2022, de <https://www.fevymar.com/electroeficiencia/el-ayuntamiento-de-tolosa-apuesta-por-las-energias-renovables/>

[13] El clima en Tolosa, el tiempo por mes, temperatura promedio (España) - Weather Spark. (s. f.). es.weatherspark.com. Recuperado 24 de julio de 2022, de <https://es.weatherspark.com/y/39097/Clima-promedio-en-Tolosa-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>

[14] Tolosa, Guipúzcoa, País Vasco, España - Ciudades y pueblos del mundo. (s. f.). es.db-city.com. Recuperado 24 de julio de 2022, de <https://es.db-city.com/Espa%C3%B1a--Pa%C3%ADs-Vasco--Guip%C3%BAzcoa--Tolosa>

[15] Tolargi. (2021). Tolargi. Recuperado 29 de julio de 2022, de <https://www.tolargi.eus/?lang=es>

[16] Sebastián, M. S. (2021, 19 octubre). Renuevan la estación y las líneas eléctricas de San Blas. Noticias de Gipuzkoa. Recuperado 13 de agosto de 2022, de <https://www.noticiasdegipuzkoa.eus/gipuzkoa/bertan/2021/10/19/renuevan-estacion-lineas-electricas-san-3654409.html>

[17] MAPA INFORMATIVO DE CAPACIDAD | i-DE - Grupo Iberdrola. (s. f.). Grupo Iberdrola. Recuperado 13 de agosto de 2022, de <https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/produccion-energia/mapa-capacidad-acceso>

- [18] Sabihuddin, S., Kiprakis, A. E., & Mueller, M. (2015). A numerical and graphical review of energy storage technologies. *Energies*, 8(1), 172-216.
- [19] Elisabet González Pons & Cristina R. Grau López. (2021, diciembre). LAS COOPERATIVAS DE CONSUMO ELÉCTRICAS Y LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS. En HISPACOP. HISPACORP.
- [20] Case Studies | Energy Communities in Europe. (s. f.). Recuperado 18 de septiembre de 2022, de <https://enercommunities.eu/case-studies/>
- [21] Solarmente. (s. f.). CASOS DE EXITO DE COMUNIDADES ENERGETICAS. Recuperado 18 de septiembre de 2022, de <https://solarmente.es/blog/casos-de-exito-de-comunidades-energeticas>
- [22] AIGUASOL. (2019, marzo). Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales: Documento de Trabajo. En IDAE. IDAE.
- [23] Las renovables alcanzan el 43,6% de la generación de energía eléctrica en 2020, su mayor cuota desde que existen registros. (2020b, diciembre 17). Red Eléctrica. Recuperado 14 de octubre de 2022, de <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2020/12/las-renovables-alcanzan-el-43-6-por-ciento-de-la-generacion-de-2020-su-mayor-cuota-desde-existen-registros>
- [24] chcenergia: Plan confianza base hasta 10 kW. (s. f.). chcenergía.es. Recuperado 18 de octubre de 2022, de <https://chcenergia.es/tarifa-luz/confianza-base-hasta-10-kw/>
- [25] Plan confianza base de 10-15 kW. (s. f.). chcenergia. Recuperado 4 de noviembre de 2022, de <https://chcenergia.es/tarifa-luz/confianza-avanzada-10-15kw/>
- [26] Plan confianza base de más de 15 kW. (s. f.). chcenergia. Recuperado 4 de noviembre de 2022, de <https://chcenergia.es/tarifa-luz/optima-confianza-15kw/>

- [27] Stackhouse, P. (s. f.). NASA POWER | Data Access Viewer. Recuperado 5 de noviembre de 2022, de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [28] Miguel Alonso Abella and Faustino Chenlo, "Estimación de la Energía Generada por un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red," Madrid, 2006.
- [29] Gaëtan Masson (Becquerel Institute), Izumi Kaizuka (RTS Corporation). (2022). TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS 2022. En www.iea-pvps.org (REPORT IEA PVPS T1-43:2022). Gaëtan Masson, IEA PVPS Task 1 Manager.
- [30] Tiendas fñ-sicas-Online de energñ-a solar empresa 100% de canaria. (s. f.-b). Recuperado 14 de noviembre de 2022, de <https://www.cymasol.com>
- [31] R. Fu, D. Feldman, and R. Margolis, "U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2021," Natl. Renew. Energy Lab., no. Golden, CO, 2021.
- [32] Energía-iturri berriztagarren bidezko autokontsumoari eta biltegiatzeari eta bizitegi-sektorean si - EVE. (s. f.). <https://www.eve.eus/Programa-de-ayudas/2020/Programa-de-incentivos-ligados-al-autoconsumo-y-al.aspx>
- [33] DOE OFFICE OF INDIAN ENERGY, "Levelized Cost of Energy (LCOE)." U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, p. 9.
- [34] García Pesántez, L. E. (2020). Estudio de prefactibilidad para la aplicación de un Sistema fotovoltaico para el edificio administrativo de la Central Termoeléctrica El Descanso, de acuerdo con la Regulación Nro. ARCONEL- 003/18.
- [35] Stoetzel, M. (2022, 6 septiembre). Energy Communities – which models exist? coneva. <https://coneva.com/en/blog/energy-communities-which-models-exist/>

ANEXO I: Normativa aplicable

A continuación, se presentan las normativas ligadas a las CLEs y su implementación en territorio español. En el ámbito europeo se mantienen acuerdos para incentivar la puesta en marcha de varios proyectos, pero en España no se ha trabajado en el desarrollo de normativas claras, existen unas guías para CLEs que sirven de ayuda para aclarar el tema. Dentro de las normativas vigentes se puede mencionar que:

En el marco de la UE:

- Directiva UE 2019 / 944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, Art. 16.
- Directiva UE 2018 / 2001, fomento uso de energía procedente de fuentes renovables, Art. 22.

En el marco español:

- El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- El Real Decreto-Ley 20/2018 de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España.
- El Real Decreto-Ley 15/2018.
- Ley del Sector Eléctrico 24/2013.
- El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.
- La Directiva Europea COM (2016) 864.

Otras normativas para llevar al cabo el proyecto:

- El Real Decreto 1955/2000.
- Decreto 81/2020, de 30 de junio, de seguridad industrial.
- Decreto 48/2020, de 31 de marzo, por el que se regulan los procedimientos de autorización administrativa de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.
- El Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre.
- EL Real Decreto 647/2020.



- Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal (texto consolidado).
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

ANEXO II: Fichas técnicas, diseño de detalle y código

Simulaciones para CLEs físicas, Alternativa 1:



Project: TFM 5 clientes

Variant: 5 clientes

PVsyst V7.2.21

VCO, Simulation date:
 06/11/22 14:34
 with v7.2.21

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation			
Orientation			
Fixed plane			
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Sheds configuration	Models used
		No 3D scene defined	Transposition Perez
			Diffuse Imported
			Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs	
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module	Generic	Inverter	Generic
Manufacturer		Manufacturer	
Model	CSUN 400-144M	Model	SUN2000-15KTL-M2
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	400 Wp	Unit Nom. Power	15.0 kWac
Number of PV modules	34 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	13.60 kWp	Total power	15.0 kWac
Modules	2 Strings x 17 In series	Operating voltage	160-950 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>55°C)	16.5 kWac
Pmpp	12.37 kWp	Phom ratio (DC:AC)	0.91
U mpp	630 V		
I mpp	20 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	14 kWp	Total power	15 kWac
Total	34 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	68.2 m ²	Phom ratio	0.91
Cell area	59.2 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses		Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res.	537 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %					
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC						
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s								
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %						
IAM loss factor	Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Project: TFM 5 clientes

Variant: 5 clientes

PVsyst V7.2.21

VCO, Simulation date:
 06/11/22 14:34
 with v7.2.21

Main results

System Production

Produced Energy

17.98 MWh/year

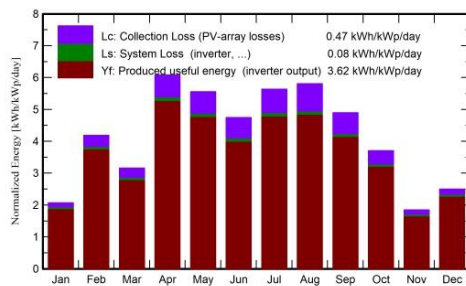
Specific production

1322 kWh/kWp/year

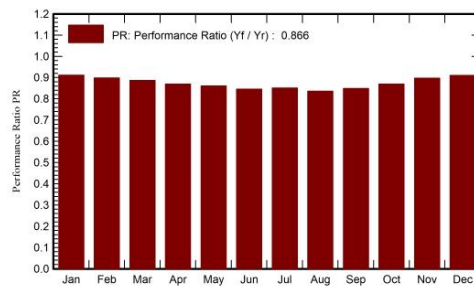
Performance Ratio PR

86.63 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	41.5	24.17	4.39	64.3	62.4	0.822	0.797	0.912
February	77.3	31.33	8.35	117.3	114.5	1.464	1.433	0.898
March	80.3	43.61	7.57	98.0	95.2	1.213	1.182	0.887
April	162.7	58.42	10.44	182.5	177.6	2.202	2.158	0.869
May	170.3	69.78	13.55	172.2	167.2	2.059	2.016	0.861
June	146.1	69.48	17.65	142.3	138.3	1.676	1.637	0.846
July	175.3	84.81	19.27	174.8	170.1	2.067	2.024	0.851
August	168.0	63.72	20.09	180.0	175.2	2.090	2.048	0.836
September	123.4	51.53	18.24	147.0	143.2	1.733	1.696	0.848
October	83.5	39.20	16.09	114.8	111.9	1.389	1.358	0.869
November	39.0	24.50	7.16	55.5	53.8	0.700	0.677	0.897
December	43.6	21.07	5.43	77.6	75.4	0.987	0.960	0.910
Year	1310.9	581.63	12.37	1526.4	1484.9	18.402	17.985	0.866

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



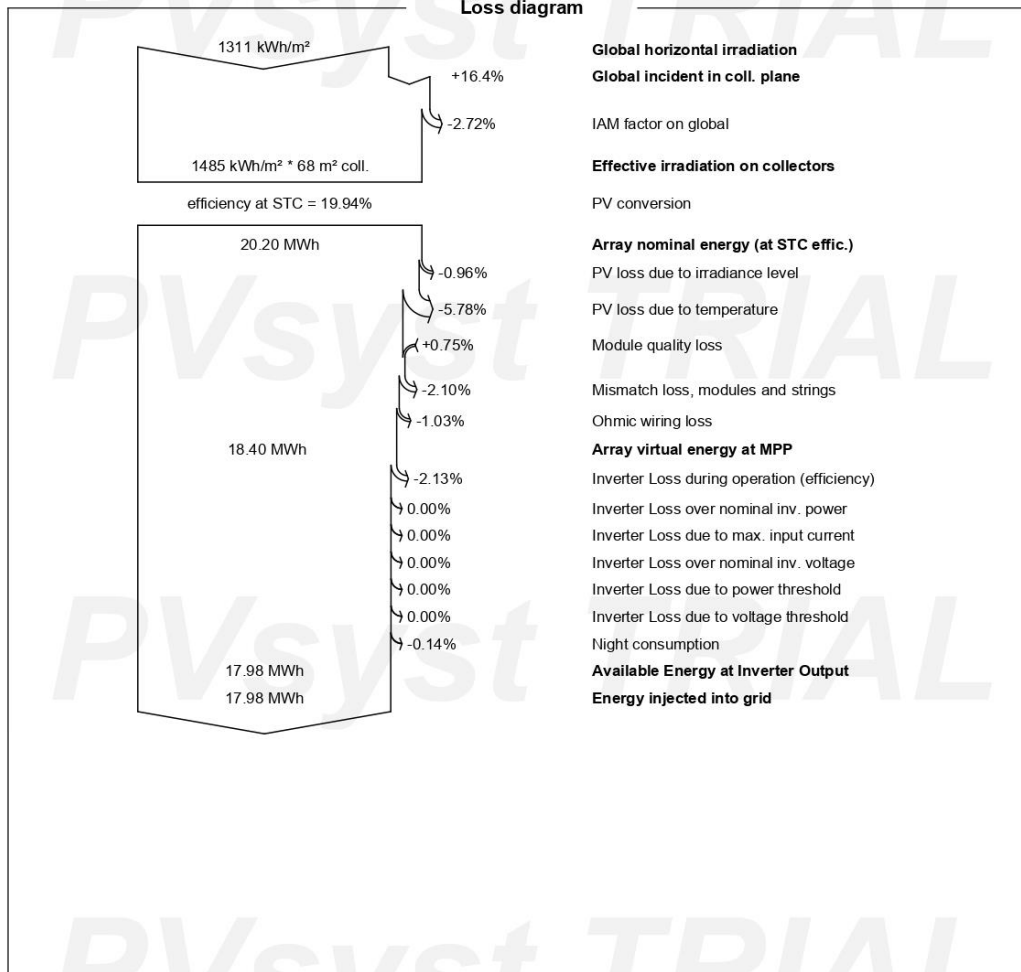
Project: TFM 5 clientes

Variant: 5 clientes

PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
06/11/22 14:34
with v7.2.21

Loss diagram





Script para la gestion de la CLE fisica, Alternativa 1:

```
clear all
Time= 0:8759;
PC1=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","L12:L8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 1
PC2=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","M12:M8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 2
PC3=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","N12:N8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 3
PC4=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","O12:O8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 4
PC5=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","P12:P8771"); %Potencia
Activa Consumida cliente 5
PCT=PC1(:,1)+PC2(:,1)+PC3(:,1)+PC4(:,1)+PC5(:,1);%Potencia consumida Total
PG1=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","J12:J8771");%Potencia
Activa Generada
Hora=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","D12:D8771");
FacturaC1=0;
FacturaCLEC1=0;
FacturaCLEBATC1=0;
FacturaC2=0;
FacturaCLEC2=0;
FacturaCLEBATC2=0;
FacturaC3=0;
FacturaCLEC3=0;
FacturaCLEBATC3=0;
FacturaC4=0;
FacturaCLEC4=0;
FacturaCLEBATC4=0;
FacturaC5=0;
FacturaCLEC5=0;
FacturaCLEBATC5=0;
Totalfactura=0;% Factura original sin beneficios
Totalahorro=0;% Factura de una CLE sin bateria
Totalahorrobat=0;% Factura de una CLE con baterias
Valorexcedentes=0;% Venta de excedentes sin baterias
Valorexcedentesbat=0;% Venta de excedentes con baerias
DE=PG1(:,1)-PCT(:,1);%Diferencia de Energia

%Gestion de la energia entre produccion y demanda

for n=1:8760
    DE(n,2)=0;%Energia proveniente de la red o del almacenamiento
    DE(n,3)=0;%Energia sobrante del sistema de generacion
    if DE(n,1)<=0 %Cuando la diferencia de energia es negativa
        DE(n,2)=abs(DE(n,1));% Se entiende que es la energia que se necesita
de la red o del almacenamiento
    end
    if DE(n,1)>0 %Cuando la energia es positiva
        DE(n,3)=abs(DE(n,1)); %Energia remanente de sistema de generacion
    end
end

%Sistema de almacenamiento y gestion de la energia almacenada
```



```
EA=34375;%Capacidad de las baterias
for n=1:8760
    DE(n,4)=0;%Energia proveniente de las baterias
    DE(n,5)=0;%Energia proveniente de la red
    DE(n,6)=0;%Energia vertida a la red
    DE(n,7)=0;%Carga y descarga de baterias
    if (Hora(n,1)<= 8) | (20 <= Hora(n,1))% en la noche
        if DE(n,1)<=0 % Si la diferencia de energia es negativa
            DE(n,4)=DE(n,2);% La energia que se suministra proviene de las
baterias
            EA=EA-DE(n,4);% La energia almacenada se reduce
        else %Si la DE es positiva
            EA=EA+DE(n,3); % La energia del sistema de generacion carga las
baterias
            if EA>=34375 % Si la capacidad de almacenamiento esta llena
                DE(n,6)=DE(n,3)-(34375-DE(n-1,7));% se vierte la energia
sobrante a la red
                EA=34375;
            end
        end
        if EA<=0 % Si la energia almacenada llega a cero
            DE(n,5)=DE(n,2)+(0-DE(n-1,7));% Es necesario suministrar energia
a travez de la red
            DE(n,4)=DE(n-1,7);% parte de la energia se suministra de las
baterias
            EA=0;% las Baterias permanecen descargadas
        end
    else
        if DE(n,1)>0 % Si la diferencia de energia es positiva
            EA=EA+DE(n,3); % La energia del sistema de generacion carga las
baterias
        else
            DE(n,5)=DE(n,2);% Es necesario suministrar energia a travez de la
red
        end
        if EA>=34375 % Si la capacidad de almacenamiento esta llena
            DE(n,6)=DE(n,3)-(34375-DE(n-1,7));% se vierte la energia sobrante
a la red
            EA=34375;
        end
    end
    DE(n,7)=EA;
end

% Discriminacion de tarifa horaria sin CLE

for i =1:8760
    DE(i,8)=0;% Valor de la energia consumida de la red sin considerar la CLE
    if (10 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14)% Horas punta
        DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3002/1000);
    elseif (Hora(i,1)>=18) & (Hora(i,1) <=22)% Horas punta
        DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3002/1000);
    end
end
```



```

else
    DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2633/1000);% horas valle
end
Totalfactura=Totalfactura+DE(i,8);% Factura al final del mes
end

% Discriminacion de tarifa horaria con CLE pero sin baterias

for i =1:8760
    DE(i,9)=0;% Valor de la energia consumida de la red con la CLE sin
baterias
    DE(i,10)=0;% valor del excedente de energia
    if (10 <= Hora(i,1)& (Hora(i,1)<= 14)% Horas punta
        DE(i,9)=DE(i,2)*(0.3002/1000);
        DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
    elseif (Hora(i,1)>=18) & (Hora(i,1) <=22)% Horas punta
        DE(i,9)=DE(i,2)*(0.3002/1000);
        DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
    else
        DE(i,9)=DE(i,2)*(0.2633/1000);% horas valle
        DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
    end
    Valorexcedentes=Valorexcedentes+DE(i,10);
    Totalahorro=Totalahorro+DE(i,9)-DE(i,10);% Factura con ahorro
end
% Discriminacion de tarifa horaria con CLE con baterias

for i =1:8760
    DE(i,11)=0;% Valor de la energia consumida de la red con la CLE con
baterias
    DE(i,12)=0;% valor del excedente de energia
    if (10 <= Hora(i,1)& (Hora(i,1)<= 14)% Horas punta
        DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3002/1000);
        DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
    elseif (Hora(i,1)>=18) & (Hora(i,1) <=22)% Horas punta
        DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3002/1000);
        DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
    else
        DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2633/1000);% horas valle
        DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
    end
    Valorexcedentesbat=Valorexcedentesbat+DE(i,12);
    Totalahorrobat=Totalahorrobat+DE(i,11)-DE(i,12);% Factura con ahorro con
baterias
end

%Participacion de cada cliente
for j =1:8760
    %Aportacion del C1
    PC1(j,2)=(PC1(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del primer
cliente
    PC1(j,3)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C1 sin considerar
la CLE

```



```
PC1(j,4)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C1 considerando la
CLE sin baterias
PC1(j,5)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1 considerando
la CLE con baterias
FacturaC1=FacturaC1+PC1(j,3);
FacturaCLEC1=FacturaCLEC1+PC1(j,4);
FacturaCLEBATC1=FacturaCLEBATC1+PC1(j,5);
```

%Aportacion del C2

```
PC2(j,2)=(PC2(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del segundo
cliente
PC2(j,3)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C2 sin considerar
la CLE
PC2(j,4)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C2 considerando la
CLE sin baterias
PC2(j,5)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C2 considerando
la CLE con baterias
FacturaC2=FacturaC2+PC2(j,3);
FacturaCLEC2=FacturaCLEC2+PC2(j,4);
FacturaCLEBATC2=FacturaCLEBATC2+PC2(j,5);
```

%Aportacion del C3

```
PC3(j,2)=(PC3(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del tercer
cliente
PC3(j,3)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C3 sin considerar
la CLE
PC3(j,4)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C3 considerando la
CLE sin baterias
PC3(j,5)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C3 considerando
la CLE con baterias
FacturaC3=FacturaC3+PC3(j,3);
FacturaCLEC3=FacturaCLEC3+PC3(j,4);
FacturaCLEBATC3=FacturaCLEBATC3+PC3(j,5);
```

%Aportacion del C4

```
PC4(j,2)=(PC4(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del cuarto
cliente
PC4(j,3)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C4 sin considerar
la CLE
PC4(j,4)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C4 considerando la
CLE sin baterias
PC4(j,5)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C4 considerando
la CLE con baterias
FacturaC4=FacturaC4+PC4(j,3);
FacturaCLEC4=FacturaCLEC4+PC4(j,4);
FacturaCLEBATC4=FacturaCLEBATC4+PC4(j,5);
```

%Aportacion del C5

```
PC5(j,2)=(PC5(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del quinto
cliente
```



```
PC5(j,3)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C5 sin considerar
la CLE
PC5(j,4)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C5 considerando la
CLE sin baterias
PC5(j,5)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C5 considerando
la CLE con baterias
FacturaC5=FacturaC5+PC5(j,3);
FacturaCLEC5=FacturaCLEC5+PC5(j,4);
FacturaCLEBATC5=FacturaCLEBATC5+PC5(j,5);

end

figure("Name","Perfil de consumo")
plot(Time,PCT,"Color","r")
figure("Name","Perfil de generacion")
plot(Time,PG1,"Color","g")
figure("Name","Consumo vs Generacion")
plot(Time,DE(1:8760,1),"Color","b")
figure("Name","Energia remanente")
plot(Time,DE(1:8760,3))%Energia sobrante del sistema de generacion
figure("Name","Energia proveiente de las baterias")
plot(Time,DE(1:8760,4))%Energia proveniente de las baterias
figure("Name","Energia Proveniente de la red")
plot(Time,DE(1:8760,5))%Energia Proveniente de la red
figure("Name","energia vertida a la red")
plot(Time,DE(1:8760,6))%energia vertida a la red
figure("Name","Carga y descarga de las baterias")
plot(Time,DE(1:8760,7))%Carga y descarga de las baterias
```



Obtención del LCOE para las CLE física, alternativa 1:

LCOE Alternativa 1 sin baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$13,600.00	\$ -	\$13,600.00	\$ 13,600.00		
1		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.66	17941.75626	17940.57218
2		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.65	17762.3387	17759.9943
3		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.63	17584.71531	17581.234
4		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.62	17408.86816	17404.27298
5		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.60	17234.77948	17229.09313
6		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.59	17062.43168	17055.67652
7		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.57	16891.80737	16884.00541
8		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.56	16722.88929	16714.06223
9		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.54	16555.6604	16545.82958
10		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.52	16390.1038	16379.29025
11		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.51	16226.20276	16214.4272
12		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.49	16063.94073	16051.22355
13		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.48	15903.30132	15889.66259
14		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.46	15744.26831	15729.7278
15		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.45	15586.82563	15571.40281
16		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.43	15430.95737	15414.67142
17		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.42	15276.6478	15259.51758
18		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.40	15123.88132	15105.92541
19		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.38	14972.64251	14953.8792
20		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.37	14822.91608	14803.36338
21		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.35	14674.68692	14654.36256
22		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.34	14527.94005	14506.86148
23		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.32	14382.66065	14360.84505
24		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.31	14238.83404	14216.29833
25		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.29	14096.4457	14073.20651
Total				\$ 19,486.95		398299.4055
LCOE A1 SBSS		\$ 0.05				



LCOE Alternativa 1 con baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 25,150.00	\$ -	\$ 25,150.00	\$ 25,150.00		
1		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.66	17941.75626	17940.57218
2		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.65	17762.3387	17759.9943
3		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.63	17584.71531	17581.234
4		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.62	17408.86816	17404.27298
5		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.60	17234.77948	17229.09313
6		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.59	17062.43168	17055.67652
7		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.57	16891.80737	16884.00541
8		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.56	16722.88929	16714.06223
9		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.54	16555.6604	16545.82958
10		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.52	16390.1038	16379.29025
11	\$ 11,550.00	\$ 235.68	\$ 11,785.68	\$ 11,777.13	16226.20276	16214.4272
12		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.49	16063.94073	16051.22355
13		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.48	15903.30132	15889.66259
14		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.46	15744.26831	15729.7278
15		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.45	15586.82563	15571.40281
16		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.43	15430.95737	15414.67142
17		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.42	15276.6478	15259.51758
18		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.40	15123.88132	15105.92541
19		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.38	14972.64251	14953.8792
20		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.37	14822.91608	14803.36338
21	\$ 11,550.00	\$ 235.68	\$ 11,785.68	\$ 11,769.36	14674.68692	14654.36256
22		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.34	14527.94005	14506.86148
23		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.32	14382.66065	14360.84505
24		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.31	14238.83404	14216.29833
25		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.29	14096.4457	14073.20651
Total				\$ 54,112.57		398299.4055
LCOE A1 CBSS		\$ 0.14				



LCOE Alternativa 1 sin baterías						
Año	Egresos			Energía		
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 6,800.00	\$ -	\$ 6,800.00	\$ 6,800.00		
1		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.66	17941.75626	17940.57218
2		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.65	17762.3387	17759.9943
3		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.63	17584.71531	17581.234
4		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.62	17408.86816	17404.27298
5		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.60	17234.77948	17229.09313
6		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.59	17062.43168	17055.67652
7		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.57	16891.80737	16884.00541
8		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.56	16722.88929	16714.06223
9		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.54	16555.6604	16545.82958
10		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.52	16390.1038	16379.29025
11		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.51	16226.20276	16214.4272
12		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.49	16063.94073	16051.22355
13		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.48	15903.30132	15889.66259
14		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.46	15744.26831	15729.7278
15		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.45	15586.82563	15571.40281
16		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.43	15430.95737	15414.67142
17		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.42	15276.6478	15259.51758
18		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.40	15123.88132	15105.92541
19		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.38	14972.64251	14953.8792
20		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.37	14822.91608	14803.36338
21		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.35	14674.68692	14654.36256
22		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.34	14527.94005	14506.86148
23		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.32	14382.66065	14360.84505
24		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.31	14238.83404	14216.29833
25		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.29	14096.4457	14073.20651
Total				\$ 12,686.95		398299.4055
LCOE A1 SBCS		\$ 0.03				

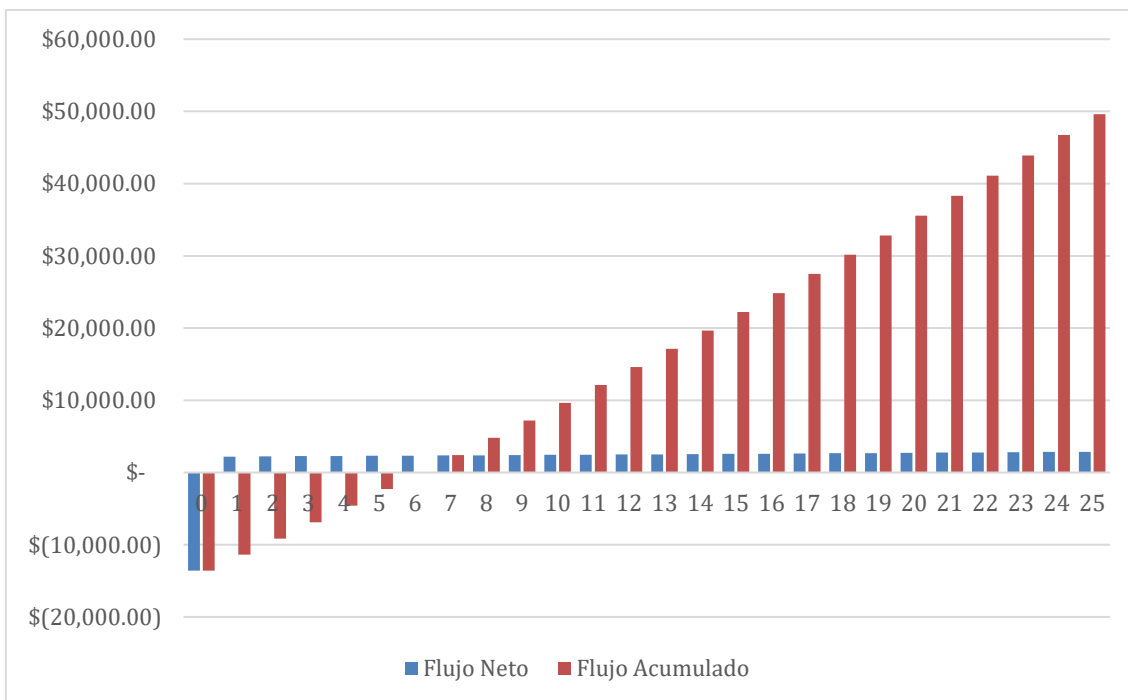


LCOE Alternativa 1 con baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 12,575.00	\$ -	\$ 12,575.00	\$ 12,575.00		
1		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.66	17941.75626	17940.57218
2		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.65	17762.3387	17759.9943
3		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.63	17584.71531	17581.234
4		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.62	17408.86816	17404.27298
5		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.60	17234.77948	17229.09313
6		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.59	17062.43168	17055.67652
7		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.57	16891.80737	16884.00541
8		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.56	16722.88929	16714.06223
9		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.54	16555.6604	16545.82958
10		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.52	16390.1038	16379.29025
11	5775	\$ 235.68	\$ 6,010.68	\$ 6,006.32	16226.20276	16214.4272
12		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.49	16063.94073	16051.22355
13		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.48	15903.30132	15889.66259
14		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.46	15744.26831	15729.7278
15		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.45	15586.82563	15571.40281
16		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.43	15430.95737	15414.67142
17		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.42	15276.6478	15259.51758
18		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.40	15123.88132	15105.92541
19		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.38	14972.64251	14953.8792
20		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.37	14822.91608	14803.36338
21	5775	\$ 235.68	\$ 6,010.68	\$ 6,002.36	14674.68692	14654.36256
22		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.34	14527.94005	14506.86148
23		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.32	14382.66065	14360.84505
24		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.31	14238.83404	14216.29833
25		\$ 235.68	\$ 235.68	\$ 235.29	14096.4457	14073.20651
Total				\$ 29,999.76		398299.4055
LCOE A1 CBCS		\$ 0.08				



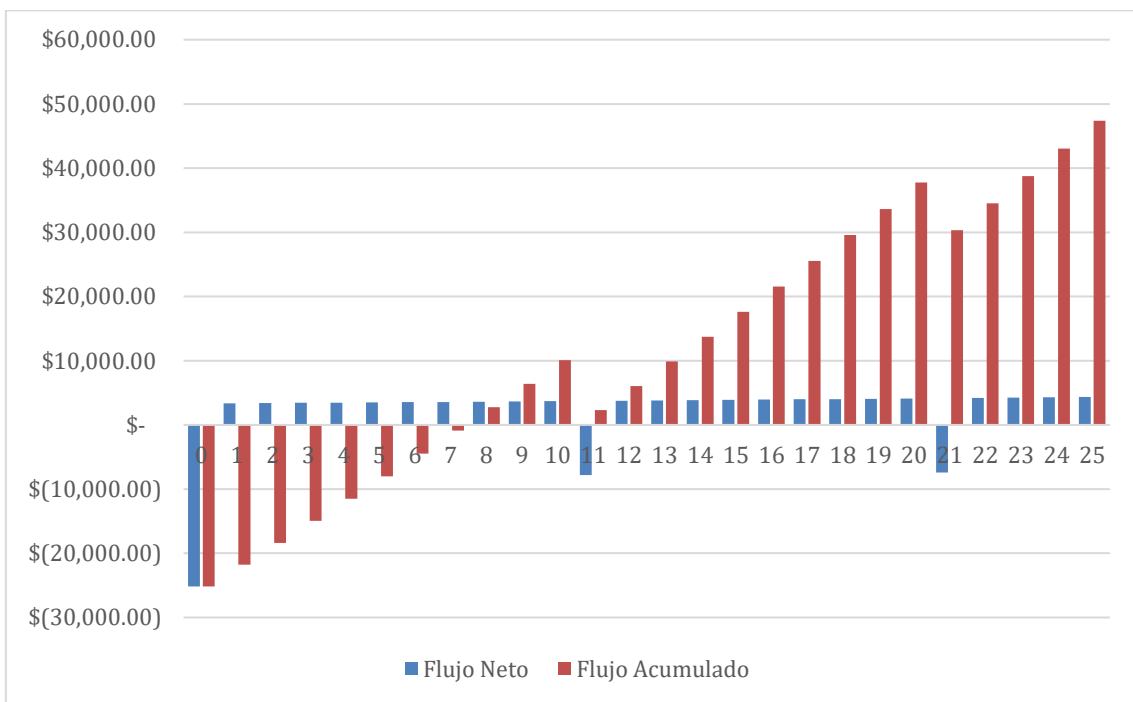
Flujo de caja para las CLE física, alternativa 1:

Flujo de caja Alternativa 1 CLE física sin baterías y sin subvención									
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0							\$ 13,600.00	-\$ 13,600.00	-\$ 13,600.00
1	17941.75626	\$ 4,947.30	\$ 235.68	2500.9	\$ 2,446.40	\$ 2,210.72		\$ 2,210.72	-\$ 11,389.28
2	17762.3387	\$ 4,996.77	\$ 235.68	2525.909	\$ 2,470.86	\$ 2,235.18		\$ 2,235.18	-\$ 9,154.10
3	17584.71531	\$ 5,046.74	\$ 235.68	2551.16809	\$ 2,495.57	\$ 2,259.89		\$ 2,259.89	-\$ 6,894.20
4	17408.86816	\$ 5,097.21	\$ 235.68	2576.679771	\$ 2,520.53	\$ 2,284.85		\$ 2,284.85	-\$ 4,609.35
5	17234.77948	\$ 5,148.18	\$ 235.68	2602.446569	\$ 2,545.73	\$ 2,310.05		\$ 2,310.05	-\$ 2,299.30
6	17062.43168	\$ 5,199.66	\$ 235.68	2628.471034	\$ 2,571.19	\$ 2,335.51		\$ 2,335.51	\$ 36.21
7	16891.80737	\$ 5,251.66	\$ 235.68	2654.755745	\$ 2,596.90	\$ 2,361.22		\$ 2,361.22	\$ 2,397.43
8	16722.88929	\$ 5,304.18	\$ 235.68	2681.303302	\$ 2,622.87	\$ 2,387.19		\$ 2,387.19	\$ 4,784.62
9	16555.6604	\$ 5,357.22	\$ 235.68	2708.116335	\$ 2,649.10	\$ 2,413.42		\$ 2,413.42	\$ 7,198.05
10	16390.1038	\$ 5,410.79	\$ 235.68	2735.197498	\$ 2,675.59	\$ 2,439.91		\$ 2,439.91	\$ 9,637.96
11	16226.20276	\$ 5,464.90	\$ 235.68	2762.549473	\$ 2,702.35	\$ 2,466.67		\$ 2,466.67	\$ 12,104.62
12	16063.94073	\$ 5,519.55	\$ 235.68	2790.174968	\$ 2,729.37	\$ 2,493.69		\$ 2,493.69	\$ 14,598.32
13	15903.30132	\$ 5,574.74	\$ 235.68	2818.076718	\$ 2,756.66	\$ 2,520.98		\$ 2,520.98	\$ 17,119.30
14	15744.26831	\$ 5,630.49	\$ 235.68	2846.257485	\$ 2,784.23	\$ 2,548.55		\$ 2,548.55	\$ 19,667.85
15	15586.82563	\$ 5,686.79	\$ 235.68	2874.72006	\$ 2,812.07	\$ 2,576.39		\$ 2,576.39	\$ 22,244.25
16	15430.95737	\$ 5,743.66	\$ 235.68	2903.46726	\$ 2,840.19	\$ 2,604.51		\$ 2,604.51	\$ 24,848.76
17	15276.6478	\$ 5,801.10	\$ 235.68	2932.501933	\$ 2,868.60	\$ 2,632.92		\$ 2,632.92	\$ 27,481.68
18	15123.88132	\$ 5,859.11	\$ 235.68	2961.826952	\$ 2,897.28	\$ 2,661.60		\$ 2,661.60	\$ 30,143.28
19	14972.64251	\$ 5,917.70	\$ 235.68	2991.445222	\$ 2,926.26	\$ 2,690.58		\$ 2,690.58	\$ 32,833.85
20	14822.91608	\$ 5,976.88	\$ 235.68	3021.359674	\$ 2,955.52	\$ 2,719.84		\$ 2,719.84	\$ 35,553.69
21	14674.68692	\$ 6,036.65	\$ 235.68	3051.573271	\$ 2,985.07	\$ 2,749.39		\$ 2,749.39	\$ 38,303.08
22	14527.94005	\$ 6,097.01	\$ 235.68	3082.089004	\$ 3,014.92	\$ 2,779.24		\$ 2,779.24	\$ 41,082.33
23	14382.66065	\$ 6,157.98	\$ 235.68	3112.909894	\$ 3,045.07	\$ 2,809.39		\$ 2,809.39	\$ 43,891.72
24	14238.83404	\$ 6,219.56	\$ 235.68	3144.038993	\$ 3,075.52	\$ 2,839.84		\$ 2,839.84	\$ 46,731.56
25	14096.4457	\$ 6,281.76	\$ 235.68	3175.479383	\$ 3,106.28	\$ 2,870.60		\$ 2,870.60	\$ 49,602.16



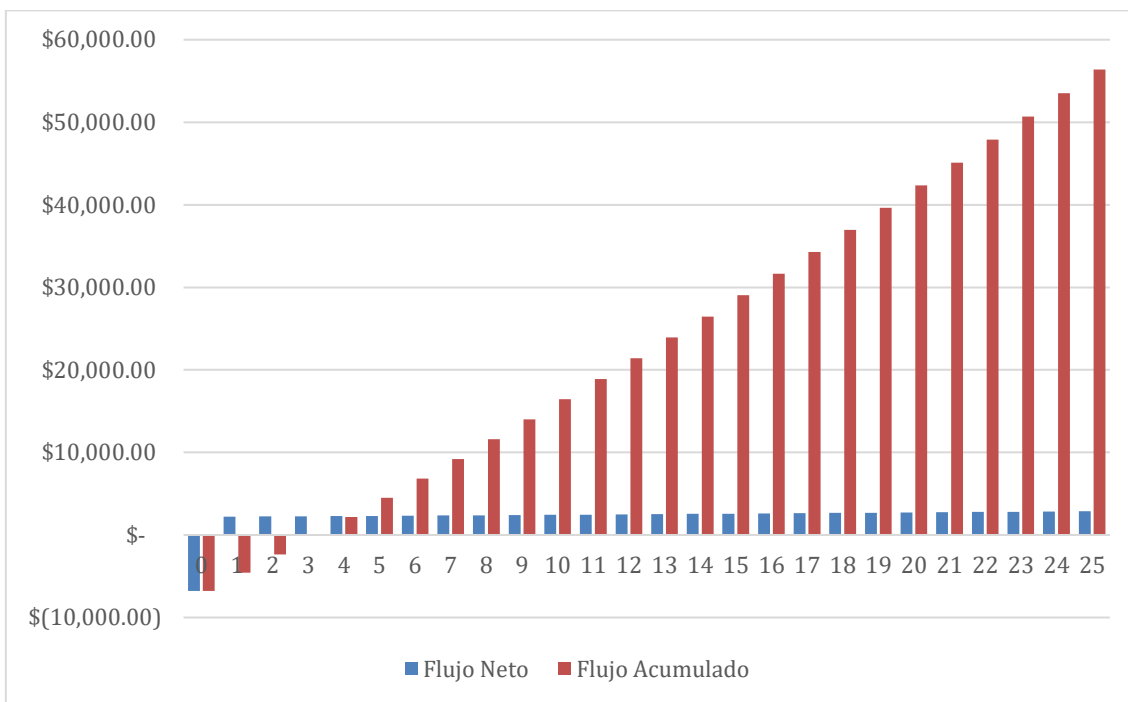


Flujo de caja Alternativa 1 CLE física con baterías y sin subvención									
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0							\$ 25,150.00	-\$ 25,150.00	-\$ 25,150.00
1	17941.75626	\$ 4,947.30	\$ 235.68	1352.4	\$ 3,594.90	\$ 3,359.22		\$ 3,359.22	\$ 21,790.78
2	17762.3387	\$ 4,996.77	\$ 235.68	1365.924	\$ 3,630.85	\$ 3,395.17		\$ 3,395.17	\$ 18,395.61
3	17584.71531	\$ 5,046.74	\$ 235.68	1379.58324	\$ 3,667.16	\$ 3,431.48		\$ 3,431.48	\$ 14,964.13
4	17408.86816	\$ 5,097.21	\$ 235.68	1393.379072	\$ 3,703.83	\$ 3,468.15		\$ 3,468.15	\$ 11,495.98
5	17234.77948	\$ 5,148.18	\$ 235.68	1407.312863	\$ 3,740.87	\$ 3,505.19		\$ 3,505.19	\$ 7,990.80
6	17062.43168	\$ 5,199.66	\$ 235.68	1421.385992	\$ 3,778.28	\$ 3,542.60		\$ 3,542.60	\$ 4,448.20
7	16891.80737	\$ 5,251.66	\$ 235.68	1435.599852	\$ 3,816.06	\$ 3,580.38		\$ 3,580.38	\$ 867.82
8	16722.88929	\$ 5,304.18	\$ 235.68	1449.95585	\$ 3,854.22	\$ 3,618.54		\$ 3,618.54	\$ 2,750.72
9	16555.6604	\$ 5,357.22	\$ 235.68	1464.455409	\$ 3,892.76	\$ 3,657.08		\$ 3,657.08	\$ 6,407.80
10	16390.1038	\$ 5,410.79	\$ 235.68	1479.099963	\$ 3,931.69	\$ 3,696.01		\$ 3,696.01	\$ 10,103.81
11	16226.20276	\$ 5,464.90	\$ 235.68	1493.890962	\$ 3,971.01	\$ 3,735.33	\$ 11,550.00	-\$ 7,814.67	\$ 2,289.13
12	16063.94073	\$ 5,519.55	\$ 235.68	1508.829872	\$ 4,010.72	\$ 3,775.04		\$ 3,775.04	\$ 6,064.17
13	15903.30132	\$ 5,574.74	\$ 235.68	1523.918171	\$ 4,050.82	\$ 3,815.14		\$ 3,815.14	\$ 9,879.31
14	15744.26831	\$ 5,630.49	\$ 235.68	1539.157352	\$ 4,091.33	\$ 3,855.65		\$ 3,855.65	\$ 13,734.96
15	15586.82563	\$ 5,686.79	\$ 235.68	1554.548926	\$ 4,132.24	\$ 3,896.56		\$ 3,896.56	\$ 17,631.53
16	15430.95737	\$ 5,743.66	\$ 235.68	1570.094415	\$ 4,173.57	\$ 3,937.89		\$ 3,937.89	\$ 21,569.42
17	15276.6478	\$ 5,801.10	\$ 235.68	1585.795359	\$ 4,215.30	\$ 3,979.62		\$ 3,979.62	\$ 25,549.04
18	15123.88132	\$ 5,859.11	\$ 235.68	1601.653313	\$ 4,257.46	\$ 4,021.78		\$ 4,021.78	\$ 29,570.82
19	14972.64251	\$ 5,917.70	\$ 235.68	1617.669846	\$ 4,300.03	\$ 4,064.35		\$ 4,064.35	\$ 33,635.17
20	14822.91608	\$ 5,976.88	\$ 235.68	1633.846545	\$ 4,343.03	\$ 4,107.35		\$ 4,107.35	\$ 37,742.52
21	14674.68692	\$ 6,036.65	\$ 235.68	1650.18501	\$ 4,386.46	\$ 4,150.78	\$ 11,550.00	-\$ 7,399.22	\$ 30,343.30
22	14527.94005	\$ 6,097.01	\$ 235.68	1666.68686	\$ 4,430.33	\$ 4,194.65		\$ 4,194.65	\$ 34,537.94
23	14382.66065	\$ 6,157.98	\$ 235.68	1683.353729	\$ 4,474.63	\$ 4,238.95		\$ 4,238.95	\$ 38,776.89
24	14238.83404	\$ 6,219.56	\$ 235.68	1700.187266	\$ 4,519.38	\$ 4,283.70		\$ 4,283.70	\$ 43,060.59
25	14096.4457	\$ 6,281.76	\$ 235.68	1717.189139	\$ 4,564.57	\$ 4,328.89		\$ 4,328.89	\$ 47,389.48



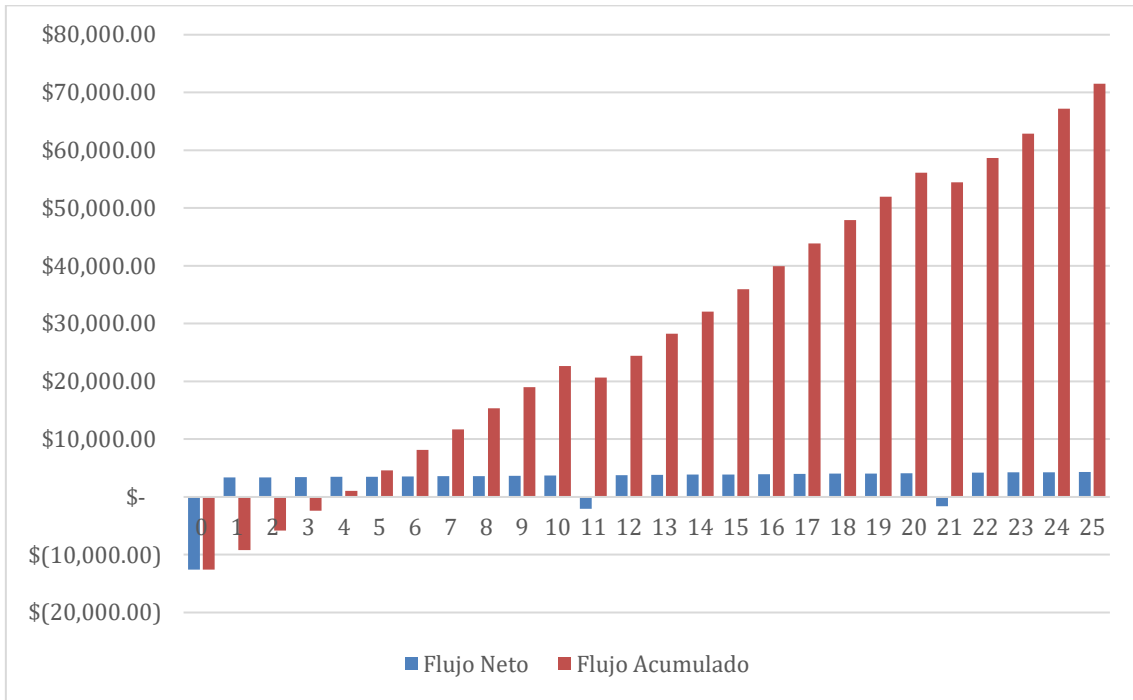


Flujo de caja Alternativa 1 CLE física sin baterías y con subvención									
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0							\$ 6,800.00	-\$ 6,800.00	-\$ 6,800.00
1	17941.75626	\$ 4,947.30	\$ 235.68	2500.9	\$ 2,446.40	\$ 2,210.72		\$ 2,210.72	-\$ 4,589.28
2	17762.3387	\$ 4,996.77	\$ 235.68	2525.909	\$ 2,470.86	\$ 2,235.18		\$ 2,235.18	-\$ 2,354.10
3	17584.71531	\$ 5,046.74	\$ 235.68	2551.16809	\$ 2,495.57	\$ 2,259.89		\$ 2,259.89	-\$ 94.20
4	17408.86816	\$ 5,097.21	\$ 235.68	2576.679771	\$ 2,520.53	\$ 2,284.85		\$ 2,284.85	\$ 2,190.65
5	17234.77948	\$ 5,148.18	\$ 235.68	2602.446569	\$ 2,545.73	\$ 2,310.05		\$ 2,310.05	\$ 4,500.70
6	17062.43168	\$ 5,199.66	\$ 235.68	2628.471034	\$ 2,571.19	\$ 2,335.51		\$ 2,335.51	\$ 6,836.21
7	16891.80737	\$ 5,251.66	\$ 235.68	2654.755745	\$ 2,596.90	\$ 2,361.22		\$ 2,361.22	\$ 9,197.43
8	16722.88929	\$ 5,304.18	\$ 235.68	2681.303302	\$ 2,622.87	\$ 2,387.19		\$ 2,387.19	\$ 11,584.62
9	16555.6604	\$ 5,357.22	\$ 235.68	2708.116335	\$ 2,649.10	\$ 2,413.42		\$ 2,413.42	\$ 13,998.05
10	16390.1038	\$ 5,410.79	\$ 235.68	2735.197498	\$ 2,675.59	\$ 2,439.91		\$ 2,439.91	\$ 16,437.96
11	16226.20276	\$ 5,464.90	\$ 235.68	2762.549473	\$ 2,702.35	\$ 2,466.67		\$ 2,466.67	\$ 18,904.62
12	16063.94073	\$ 5,519.55	\$ 235.68	2790.174968	\$ 2,729.37	\$ 2,493.69		\$ 2,493.69	\$ 21,398.32
13	15903.30132	\$ 5,574.74	\$ 235.68	2818.076718	\$ 2,756.66	\$ 2,520.98		\$ 2,520.98	\$ 23,919.30
14	15744.26831	\$ 5,630.49	\$ 235.68	2846.257485	\$ 2,784.23	\$ 2,548.55		\$ 2,548.55	\$ 26,467.85
15	15586.82563	\$ 5,686.79	\$ 235.68	2874.72006	\$ 2,812.07	\$ 2,576.39		\$ 2,576.39	\$ 29,044.25
16	15430.95737	\$ 5,743.66	\$ 235.68	2903.46726	\$ 2,840.19	\$ 2,604.51		\$ 2,604.51	\$ 31,648.76
17	15276.6478	\$ 5,801.10	\$ 235.68	2932.501933	\$ 2,868.60	\$ 2,632.92		\$ 2,632.92	\$ 34,281.68
18	15123.88132	\$ 5,859.11	\$ 235.68	2961.826952	\$ 2,897.28	\$ 2,661.60		\$ 2,661.60	\$ 36,943.28
19	14972.64251	\$ 5,917.70	\$ 235.68	2991.445222	\$ 2,926.26	\$ 2,690.58		\$ 2,690.58	\$ 39,633.85
20	14822.91608	\$ 5,976.88	\$ 235.68	3021.359674	\$ 2,955.52	\$ 2,719.84		\$ 2,719.84	\$ 42,353.69
21	14674.68692	\$ 6,036.65	\$ 235.68	3051.573271	\$ 2,985.07	\$ 2,749.39		\$ 2,749.39	\$ 45,103.08
22	14527.94005	\$ 6,097.01	\$ 235.68	3082.089004	\$ 3,014.92	\$ 2,779.24		\$ 2,779.24	\$ 47,882.33
23	14382.66065	\$ 6,157.98	\$ 235.68	3112.908894	\$ 3,045.07	\$ 2,809.39		\$ 2,809.39	\$ 50,691.72
24	14238.83404	\$ 6,219.56	\$ 235.68	3144.038993	\$ 3,075.52	\$ 2,839.84		\$ 2,839.84	\$ 53,531.56
25	14096.4457	\$ 6,281.76	\$ 235.68	3175.479383	\$ 3,106.28	\$ 2,870.60		\$ 2,870.60	\$ 56,402.16





Flujo de caja Alternativa 1 CLE física con baterías y con subvención									
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0							\$ 12,575.00	-\$ 12,575.00	-\$ 12,575.00
1	17941.75626	\$ 4,947.30	\$ 235.68	1352.4	\$ 3,594.90	\$ 3,359.22		\$ 3,359.22	\$ 9,215.78
2	17762.3387	\$ 4,996.77	\$ 235.68	1365.924	\$ 3,630.85	\$ 3,395.17		\$ 3,395.17	\$ 5,820.61
3	17584.71531	\$ 5,046.74	\$ 235.68	1379.58324	\$ 3,667.16	\$ 3,431.48		\$ 3,431.48	\$ 2,389.13
4	17408.86816	\$ 5,097.21	\$ 235.68	1393.379072	\$ 3,703.83	\$ 3,468.15		\$ 3,468.15	\$ 1,079.02
5	17234.77948	\$ 5,148.18	\$ 235.68	1407.312863	\$ 3,740.87	\$ 3,505.19		\$ 3,505.19	\$ 4,584.20
6	17062.43168	\$ 5,199.66	\$ 235.68	1421.385992	\$ 3,778.28	\$ 3,542.60		\$ 3,542.60	\$ 8,126.80
7	16891.80737	\$ 5,251.66	\$ 235.68	1435.599852	\$ 3,816.06	\$ 3,580.38		\$ 3,580.38	\$ 11,707.18
8	16722.88929	\$ 5,304.18	\$ 235.68	1449.95585	\$ 3,854.22	\$ 3,618.54		\$ 3,618.54	\$ 15,325.72
9	16555.6604	\$ 5,357.22	\$ 235.68	1464.455409	\$ 3,892.76	\$ 3,657.08		\$ 3,657.08	\$ 18,982.80
10	16390.1038	\$ 5,410.79	\$ 235.68	1479.099963	\$ 3,931.69	\$ 3,696.01		\$ 3,696.01	\$ 22,678.81
11	16226.20276	\$ 5,464.90	\$ 235.68	1493.890962	\$ 3,971.01	\$ 3,735.33	\$ 5,775.00	-\$ 2,039.67	\$ 20,639.13
12	16063.94073	\$ 5,519.55	\$ 235.68	1508.829872	\$ 4,010.72	\$ 3,775.04		\$ 3,775.04	\$ 24,414.17
13	15903.30132	\$ 5,574.74	\$ 235.68	1523.918171	\$ 4,050.82	\$ 3,815.14		\$ 3,815.14	\$ 28,229.31
14	15744.26831	\$ 5,630.49	\$ 235.68	1539.157352	\$ 4,091.33	\$ 3,855.65		\$ 3,855.65	\$ 32,084.96
15	15586.82563	\$ 5,686.79	\$ 235.68	1554.548926	\$ 4,132.24	\$ 3,896.56		\$ 3,896.56	\$ 35,981.53
16	15430.95737	\$ 5,743.66	\$ 235.68	1570.094415	\$ 4,173.57	\$ 3,937.89		\$ 3,937.89	\$ 39,919.42
17	15276.6478	\$ 5,801.10	\$ 235.68	1585.795359	\$ 4,215.30	\$ 3,979.62		\$ 3,979.62	\$ 43,899.04
18	15123.88132	\$ 5,859.11	\$ 235.68	1601.653313	\$ 4,257.46	\$ 4,021.78		\$ 4,021.78	\$ 47,920.82
19	14972.64251	\$ 5,917.70	\$ 235.68	1617.669846	\$ 4,300.03	\$ 4,064.35		\$ 4,064.35	\$ 51,985.17
20	14822.91608	\$ 5,976.88	\$ 235.68	1633.846545	\$ 4,343.03	\$ 4,107.35		\$ 4,107.35	\$ 56,092.52
21	14674.68692	\$ 6,036.65	\$ 235.68	1650.18501	\$ 4,386.46	\$ 4,150.78	\$ 5,775.00	-\$ 1,624.22	\$ 54,468.30
22	14527.94005	\$ 6,097.01	\$ 235.68	1666.68686	\$ 4,430.33	\$ 4,194.65		\$ 4,194.65	\$ 58,662.94
23	14382.66065	\$ 6,157.98	\$ 235.68	1683.353729	\$ 4,474.63	\$ 4,238.95		\$ 4,238.95	\$ 62,901.89
24	14238.83404	\$ 6,219.56	\$ 235.68	1700.187266	\$ 4,519.38	\$ 4,283.70		\$ 4,283.70	\$ 67,185.59
25	14096.4457	\$ 6,281.76	\$ 235.68	1717.189139	\$ 4,564.57	\$ 4,328.89		\$ 4,328.89	\$ 71,514.48





Simulaciones en PVsyst para CLEs físicas, Alternativa 2:



Project: TFM 5 clientes

Variant: 6 clientes

PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:
06/11/22 14:39
with v7.2.21

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	
Fixed plane		No 3D scene defined	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Models used	
Horizon		Transposition	
Free Horizon		Perez	
		Diffuse	
		Imported	
		Circumsolar	
		separate	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	CSUN 400-144M	Model	SUN2000-20KTL-M2 220Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	400 Wp	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Number of PV modules	48 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	19.20 kWp	Total power	20.0 kWac
Modules	6 Strings x 8 In series	Operating voltage	160-950 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>35°C)	22.0 kWac
Pmpp	17.47 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.96
U mpp	297 V	Total inverter power	
I mpp	59 A	Total power	20 kWac
Total PV power		Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	19 kWp	Pnom ratio	0.96
Total	48 modules		
Module area	96.3 m ²		
Cell area	83.6 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	84 mΩ	Loss Fraction				
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC	-0.8 %				
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Project: TFM 5 clientes

Variant: 6 clientes

PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:
 06/11/22 14:39
 with v7.2.21

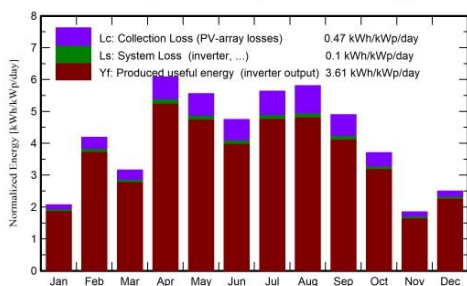
Main results

System Production

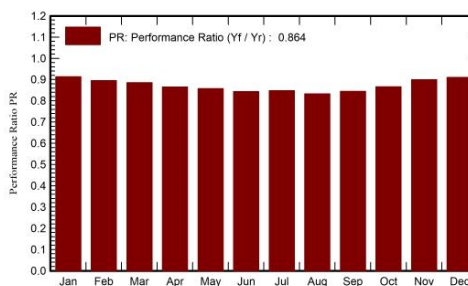
Produced Energy 25.31 MWh/year

Specific production 1318 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 86.36 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	41.5	24.17	4.39	64.3	62.4	1.160	1.127	0.913
February	77.3	31.33	8.35	117.3	114.5	2.066	2.016	0.895
March	80.3	43.61	7.57	98.0	95.2	1.713	1.666	0.886
April	162.7	58.42	10.44	182.5	177.6	3.109	3.032	0.865
May	170.3	69.78	13.55	172.2	167.2	2.907	2.834	0.857
June	146.1	69.48	17.65	142.3	138.3	2.367	2.304	0.843
July	175.3	84.81	19.27	174.8	170.1	2.919	2.846	0.848
August	168.0	63.72	20.09	180.0	175.2	2.950	2.877	0.832
September	123.4	51.53	18.24	147.0	143.2	2.446	2.385	0.845
October	83.5	39.20	16.09	114.8	111.9	1.960	1.910	0.866
November	39.0	24.50	7.16	55.5	53.8	0.989	0.958	0.899
December	43.6	21.07	5.43	77.6	75.4	1.394	1.356	0.910
Year	1310.9	581.63	12.37	1526.4	1484.9	25.980	25.311	0.864

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

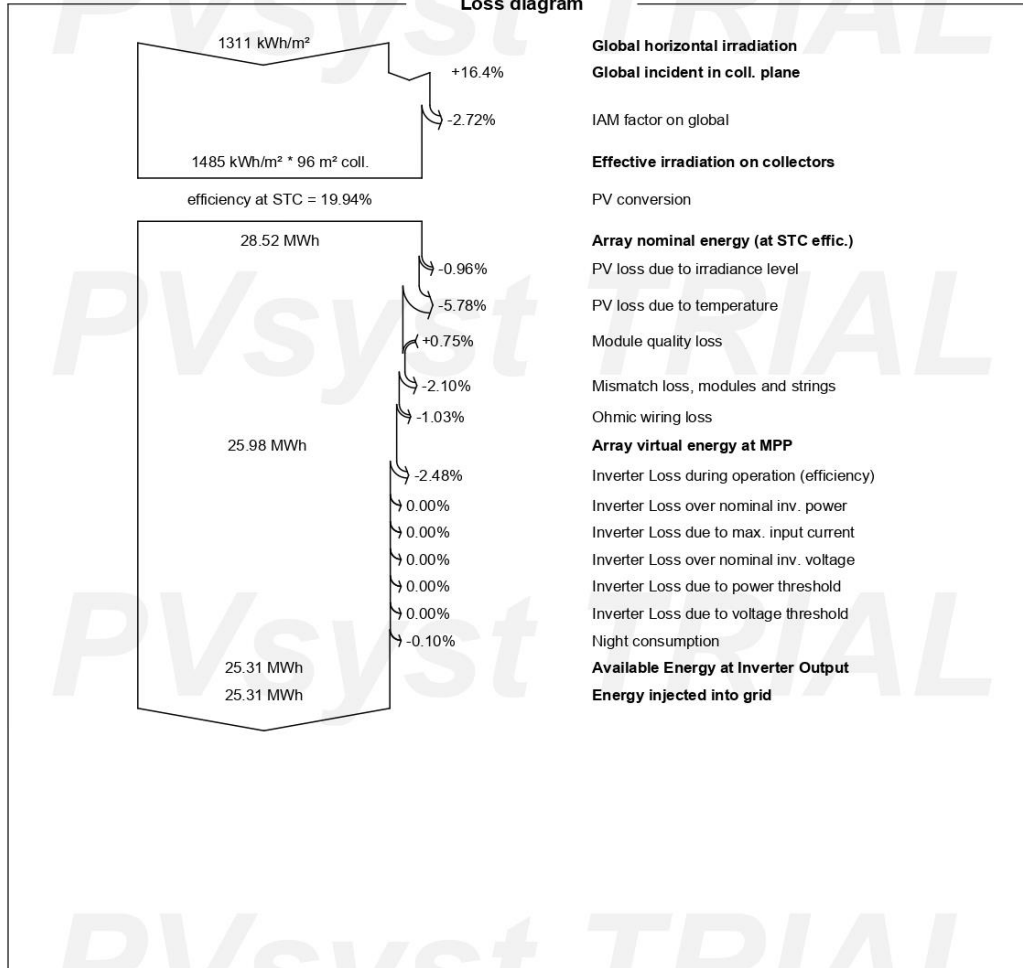


Project: TFM 5 clientes

Variant: 6 clientes

PVsyst V7.2.21
VC1, Simulation date:
06/11/22 14:39
with v7.2.21

Loss diagram





Script para la gestion de la CLE fisica, Alternativa 2:

```
clear all
Time= 0:8759;
PC1=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","L12:L8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 1
PC2=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","M12:M8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 2
PC3=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","N12:N8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 3
PC4=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","O12:O8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 4
PC5=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","P12:P8771"); %Potencia
Activa Consumida cliente 5
PCC6=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","S12:S8771");%Potencia
Activa Consumida cliente comercial 6
PCT=PC1(:,1)+PC2(:,1)+PC3(:,1)+PC4(:,1)+PC5(:,1)+PCC6(:,1);%Potencia
consumida Total
PG1=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","Q12:Q8771");%Potencia
Activa Generada
Hora=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","D12:D8771");
FacturaC1=0;
FacturaCLEC1=0;
FacturaCLEBATC1=0;
FacturaC2=0;
FacturaCLEC2=0;
FacturaCLEBATC2=0;
FacturaC3=0;
FacturaCLEC3=0;
FacturaCLEBATC3=0;
FacturaC4=0;
FacturaCLEC4=0;
FacturaCLEBATC4=0;
FacturaC5=0;
FacturaCLEC5=0;
FacturaCLEBATC5=0;
FacturaC6=0;
FacturaCLEC6=0;
FacturaCLEBATC6=0;
Totalfactura=0;% Factura original sin beneficios
Totalahorro=0;% Factura de una CLE sin bateria
Totalahorrobat=0;% Factura de una CLE con baterias
Valorexcedentes=0;% Venta de excedentes sin baterias
Valorexcedentesbat=0;% Venta de excedentes con baerias
DE=PG1(:,1)-PCT(:,1);%Diferencia de Energia

%Gestion de la energia entre produccion y demanda

for n=1:8760
    DE(n,2)=0;%Energia proveniente de la red o del almacenamiento
    DE(n,3)=0;%Energia sobrante del sistema de generacion
    if DE(n,1)<=0 %Cuando la diferencia de energia es negativa
        DE(n,2)=abs(DE(n,1));% Se entiende que es la energia que se necesita
de la red o del almacenamiento
    end
end
```



```
if DE(n,1)>0 %Cuando la energia es positiva
    DE(n,3)=abs(DE(n,1)); %Energia remanente de sistema de generacion
end
end

%Sistema de almacenamiento y gestion de la energia almacenada

EA=34375;%Capacidad de las baterias
for n=1:8760
    DE(n,4)=0;%Energia proveniente de las baterias
    DE(n,5)=0;%Energia proveniente de la red
    DE(n,6)=0;%Energia vertida a la red
    DE(n,7)=0;%Carga y descarga de baterias
    if (Hora(n,1)<= 8) | (20 <= Hora(n,1))% en la noche
        if DE(n,1)<=0 % Si la diferencia de energia es negativa
            DE(n,4)=DE(n,2);% La energia que se suministra proviene de las
baterias
            EA=EA-DE(n,4);% La energia almacenada se reduce
        else %Si la DE es positiva
            EA=EA+DE(n,3); % La energia del sistema de generacion carga las
baterias
            if EA>=34375 % Si la capacidad de almacenamiento esta llena
                DE(n,6)=DE(n,3)-(34375-DE(n-1,7));% se vierte la energia
sobrante a la red
                EA=34375;
            end
        end
        if EA<=0 % Si la energia almacenada llega a cero
            DE(n,5)=DE(n,2)+(0-DE(n-1,7));% Es necesario suministrar energia
a travez de la red
            DE(n,4)=DE(n-1,7);% parte de la energia se suministra de las
baterias
            EA=0;% las Baterias permanecen descargadas
        end
    else
        if DE(n,1)>0 % Si la diferencia de energia es positiva
            EA=EA+DE(n,3); % La energia del sistema de generacion carga las
baterias
        else
            DE(n,5)=DE(n,2);% Es necesario suministrar energia a travez de la
red
        end
        if EA>=34375 % Si la capacidad de almacenamiento esta llena
            DE(n,6)=DE(n,3)-(34375-DE(n-1,7));% se vierte la energia sobrante
a la red
            EA=34375;
        end
    end
    DE(n,7)=EA;
end
% Discriminacion de tarifa horaria sin CLE

for i =1:8760
    DE(i,8)=0;% Valor de la energia consumida de la red sin considerar la CLE
```



```
if (10 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14) % Horas punta
    DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3095/1000);

elseif (Hora(i,1)>=18) & (Hora(i,1) <=22) % Horas punta
    DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3095/1000);
else
    DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2725/1000); % horas valle
end
Totalfactura=Totalfactura+DE(i,8); % Factura al final del mes
end

% Discriminacion de tarifa horaria con CLE pero sin baterias

for i =1:8760
    DE(i,9)=0; % Valor de la energia consumida de la red con la CLE sin
    baterias
    DE(i,10)=0; % valor del excedente de energia
    if (10 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14) % Horas punta
        DE(i,9)=DE(i,2)*(0.3095/1000);
        DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000); % Excedente
    elseif (Hora(i,1)>=18) & (Hora(i,1) <=22) % Horas punta
        DE(i,9)=DE(i,2)*(0.3095/1000);
        DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000); % Excedente
    else
        DE(i,9)=DE(i,2)*(0.2725/1000); % horas valle
        DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000); % Excedente
    end
    Valorexcedentes=Valorexcedentes+DE(i,10);
    Totalahorro=Totalahorro+DE(i,9)-DE(i,10); % Factura con ahorro
end

% Discriminacion de tarifa horaria con CLE con baterias

for i =1:8760
    DE(i,11)=0; % Valor de la energia consumida de la red con la CLE con
    baterias
    DE(i,12)=0; % valor del excedente de energia
    if (10 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14) % Horas punta
        DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3095/1000);
        DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000); % Excedente
    elseif (Hora(i,1)>=18) & (Hora(i,1) <=22) % Horas punta
        DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3095/1000);
        DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000); % Excedente
    else
        DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2725/1000); % horas valle
        DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000); % Excedente
    end
    Valorexcedentesbat=Valorexcedentesbat+DE(i,12);
    Totalahorrobat=Totalahorrobat+DE(i,11)-DE(i,12); % Factura con ahorro con
    baterias
end

% Participacion de cada cliente
for j =1:8760
    % Aportacion del C1
```



```
PC1(j,2)=(PC1(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del primer
cliente
PC1(j,3)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C1 sin considerar
la CLE
PC1(j,4)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C1 considerando la
CLE sin baterias
PC1(j,5)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1 considerando
la CLE con baterias
FacturaC1=FacturaC1+PC1(j,3);
FacturaCLEC1=FacturaCLEC1+PC1(j,4);
FacturaCLEBATC1=FacturaCLEBATC1+PC1(j,5);

%Aportacion del C2

PC2(j,2)=(PC2(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del segundo
cliente
PC2(j,3)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C2 sin considerar
la CLE
PC2(j,4)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C2 considerando la
CLE sin baterias
PC2(j,5)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C2 considerando
la CLE con baterias
FacturaC2=FacturaC2+PC2(j,3);
FacturaCLEC2=FacturaCLEC2+PC2(j,4);
FacturaCLEBATC2=FacturaCLEBATC2+PC2(j,5);

%Aportacion del C3

PC3(j,2)=(PC3(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del tercer
cliente
PC3(j,3)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C3 sin considerar
la CLE
PC3(j,4)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C3 considerando la
CLE sin baterias
PC3(j,5)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C3 considerando
la CLE con baterias
FacturaC3=FacturaC3+PC3(j,3);
FacturaCLEC3=FacturaCLEC3+PC3(j,4);
FacturaCLEBATC3=FacturaCLEBATC3+PC3(j,5);

%Aportacion del C4

PC4(j,2)=(PC4(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del cuarto
cliente
PC4(j,3)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C4 sin considerar
la CLE
PC4(j,4)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C4 considerando la
CLE sin baterias
PC4(j,5)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C4 considerando
la CLE con baterias
FacturaC4=FacturaC4+PC4(j,3);
FacturaCLEC4=FacturaCLEC4+PC4(j,4);
FacturaCLEBATC4=FacturaCLEBATC4+PC4(j,5);
```



```
%Aportacion del C5

PC5(j,2)=(PC5(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del quinto
cliente
PC5(j,3)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C5 sin considerar
la CLE
PC5(j,4)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C5 considerando la
CLE sin baterias
PC5(j,5)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C5 considerando
la CLE con baterias
FacturaC5=FacturaC5+PC5(j,3);
FacturaCLEC5=FacturaCLEC5+PC5(j,4);
FacturaCLEBATC5=FacturaCLEBATC5+PC5(j,5);

%Aportacion del CC6

PCC6(j,2)=(PCC6(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del cliente
comercial 6
PCC6(j,3)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el CC6 sin
considerar la CLE
PCC6(j,4)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el CC6 considerando
la CLE sin baterias
PCC6(j,5)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el CC6
considerando la CLE con baterias
FacturaC6=FacturaC6+PCC6(j,3);
FacturaCLEC6=FacturaCLEC6+PCC6(j,4);
FacturaCLEBATC6=FacturaCLEBATC6+PCC6(j,5);

end

figure("Name","Perfil de consumo")
plot(Time,PCT,"Color","r")
figure("Name","Perfil de generacion")
plot(Time,PG1,"Color","g")
figure("Name","Consumo vs Generacion")
plot(Time,DE(1:8760,1),"Color","b")
figure("Name","Energia remanente")
plot(Time,DE(1:8760,3))%Energia sobrante del sistema de generacion
figure("Name","Energia proveiente de las baterias")
plot(Time,DE(1:8760,4))%Energia proveniente de las baterias
figure("Name","Energia Proveniente de la red")
plot(Time,DE(1:8760,5))%Energia Proveniente de la red
figure("Name","energia vertida a la red")
plot(Time,DE(1:8760,6))%energia vertida a la red
figure("Name","Carga y descarga de las baterias")
plot(Time,DE(1:8760,7))%Carga y descarga de las baterias
```



Obtención del LCOE para la CLE física, alternativa 2:

LCOE Alternativa 2 sin baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$19,200.00	\$ -	\$19,200.00	\$ 19,200.00		
1		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.71	25329.53825	25327.86661
2		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.69	25076.24287	25072.93313
3		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.66	24825.48044	24820.56565
4		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.64	24577.22564	24570.73832
5		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.62	24331.45338	24323.42559
6		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.60	24088.13885	24078.60215
7		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.58	23847.25746	23836.24293
8		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.55	23608.78488	23596.32315
9		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.53	23372.69704	23358.81823
10		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.51	23138.97006	23123.70389
11		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.49	22907.58036	22890.95604
12		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.47	22678.50456	22660.55089
13		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.44	22451.71951	22432.46484
14		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.42	22227.20232	22206.67455
15		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.40	22004.9303	21983.15691
16		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.38	21784.88099	21761.88906
17		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.36	21567.03218	21542.84834
18		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.33	21351.36186	21326.01234
19		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.31	21137.84824	21111.35887
20		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.29	20926.46976	20898.86595
21		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.27	20717.20506	20688.51185
22		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.25	20510.03301	20480.27504
23		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.23	20304.93268	20274.13419
24		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.20	20101.88336	20070.06823
25		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.18	19900.86452	19868.05625
Total				\$ 27,511.12		562305.043
LCOE A2 SBSS		\$ 0.05				



LCOE Alternativa 2 con baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 30,750.00	\$ -	\$ 30,750.00	\$ 30,750.00		
1		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.71	25329.53825	25327.86661
2		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.69	25076.24287	25072.93313
3		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.66	24825.48044	24820.56565
4		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.64	24577.22564	24570.73832
5		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.62	24331.45338	24323.42559
6		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.60	24088.13885	24078.60215
7		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.58	23847.25746	23836.24293
8		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.55	23608.78488	23596.32315
9		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.53	23372.69704	23358.81823
10		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.51	23138.97006	23123.70389
11	\$ 11,550.00	\$ 332.73	\$ 11,882.73	\$ 11,874.11	22907.58036	22890.95604
12		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.47	22678.50456	22660.55089
13		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.44	22451.71951	22432.46484
14		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.42	22227.20232	22206.67455
15		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.40	22004.9303	21983.15691
16		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.38	21784.88099	21761.88906
17		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.36	21567.03218	21542.84834
18		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.33	21351.36186	21326.01234
19		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.31	21137.84824	21111.35887
20		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.29	20926.46976	20898.86595
21	\$ 11,550.00	\$ 332.73	\$ 11,882.73	\$ 11,866.27	20717.20506	20688.51185
22		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.25	20510.03301	20480.27504
23		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.23	20304.93268	20274.13419
24		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.20	20101.88336	20070.06823
25		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.18	19900.86452	19868.05625
Total				\$ 62,136.74		562305.043
LCOE A2 CBSS		\$ 0.11				



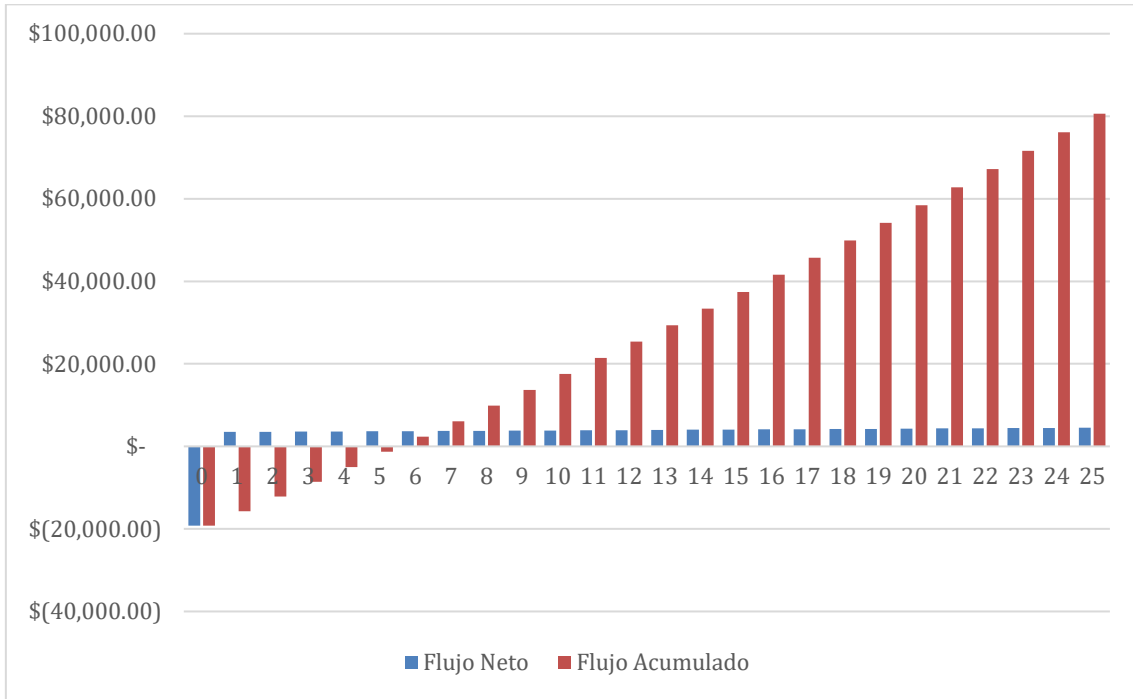
LCOE Alternativa 2 sin baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 9,600.00	\$ -	\$ 9,600.00	\$ 9,600.00		
1		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.71	25329.53825	25327.86661
2		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.69	25076.24287	25072.93313
3		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.66	24825.48044	24820.56565
4		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.64	24577.22564	24570.73832
5		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.62	24331.45338	24323.42559
6		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.60	24088.13885	24078.60215
7		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.58	23847.25746	23836.24293
8		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.55	23608.78488	23596.32315
9		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.53	23372.69704	23358.81823
10		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.51	23138.97006	23123.70389
11		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.49	22907.58036	22890.95604
12		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.47	22678.50456	22660.55089
13		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.44	22451.71951	22432.46484
14		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.42	22227.20232	22206.67455
15		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.40	22004.9303	21983.15691
16		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.38	21784.88099	21761.88906
17		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.36	21567.03218	21542.84834
18		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.33	21351.36186	21326.01234
19		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.31	21137.84824	21111.35887
20		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.29	20926.46976	20898.86595
21		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.27	20717.20506	20688.51185
22		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.25	20510.03301	20480.27504
23		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.23	20304.93268	20274.13419
24		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.20	20101.88336	20070.06823
25		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.18	19900.86452	19868.05625
Total				\$ 17,911.12		562305.043
LCOE A2 SBCS		\$ 0.03				



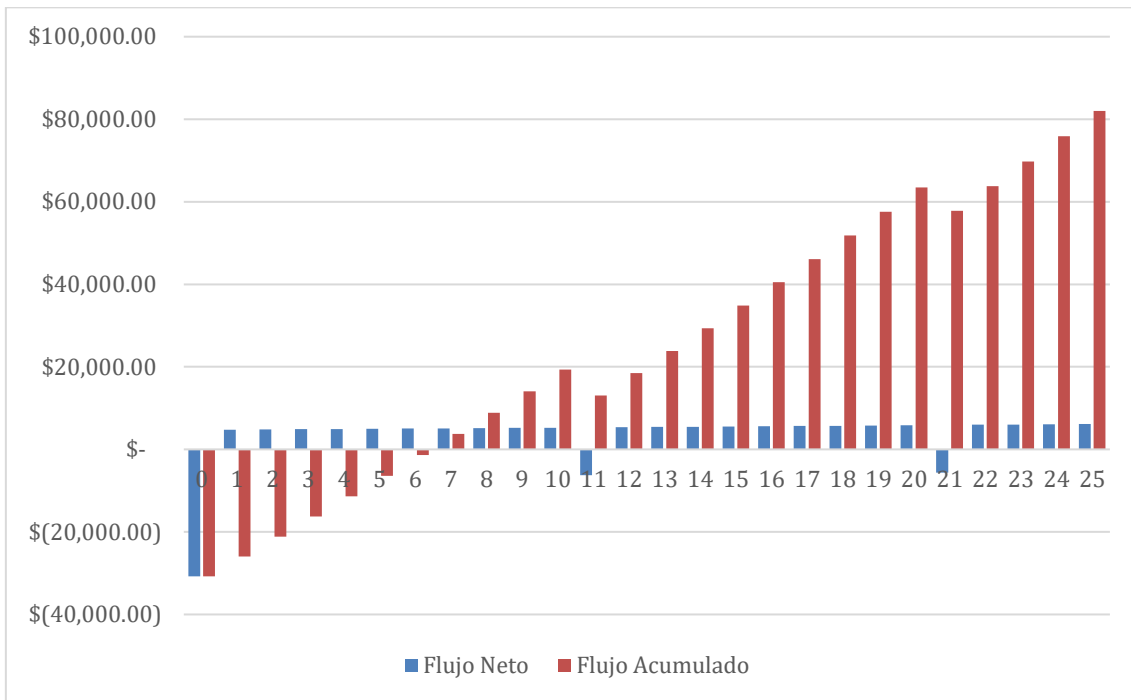
LCOE Alternativa 2 con baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 15,375.00	\$ -	\$ 15,375.00	\$ 15,375.00		
1		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.71	25329.53825	25327.86661
2		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.69	25076.24287	25072.93313
3		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.66	24825.48044	24820.56565
4		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.64	24577.22564	24570.73832
5		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.62	24331.45338	24323.42559
6		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.60	24088.13885	24078.60215
7		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.58	23847.25746	23836.24293
8		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.55	23608.78488	23596.32315
9		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.53	23372.69704	23358.81823
10		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.51	23138.97006	23123.70389
11	5775	\$ 332.73	\$ 6,107.73	\$ 6,103.30	22907.58036	22890.95604
12		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.47	22678.50456	22660.55089
13		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.44	22451.71951	22432.46484
14		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.42	22227.20232	22206.67455
15		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.40	22004.9303	21983.15691
16		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.38	21784.88099	21761.88906
17		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.36	21567.03218	21542.84834
18		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.33	21351.36186	21326.01234
19		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.31	21137.84824	21111.35887
20		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.29	20926.46976	20898.86595
21	5775	\$ 332.73	\$ 6,107.73	\$ 6,099.27	20717.20506	20688.51185
22		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.25	20510.03301	20480.27504
23		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.23	20304.93268	20274.13419
24		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.20	20101.88336	20070.06823
25		\$ 332.73	\$ 332.73	\$ 332.18	19900.86452	19868.05625
Total				\$ 35,223.93		562305.043
LCOE A2 CBCS		\$ 0.06				

Flujo de caja para las CLE física, alternativa 2:

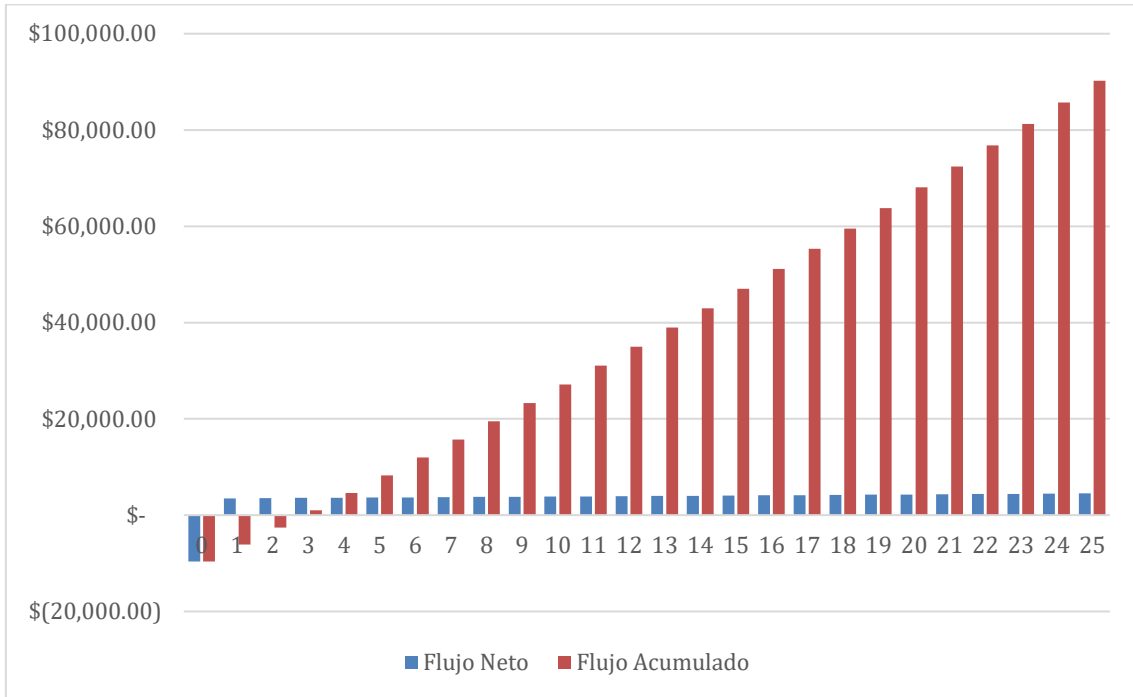
Flujo de caja Alternativa 2 CLE física sin baterías y sin subvención									
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0							\$ 19,200.00	-\$ 19,200.00	-\$ 19,200.00
1	25329.53825	\$ 7,137.90	\$ 332.73	3308.7	\$ 3,829.20	\$ 3,496.47		\$ 3,496.47	-\$ 15,703.53
2	25076.24287	\$ 7,209.28	\$ 332.73	3341.787	\$ 3,867.49	\$ 3,534.76		\$ 3,534.76	-\$ 12,168.77
3	24825.48044	\$ 7,281.37	\$ 332.73	3375.20487	\$ 3,906.17	\$ 3,573.44		\$ 3,573.44	-\$ 8,595.33
4	24577.22564	\$ 7,354.19	\$ 332.73	3408.956919	\$ 3,945.23	\$ 3,612.50		\$ 3,612.50	-\$ 4,982.83
5	24331.45338	\$ 7,427.73	\$ 332.73	3443.046488	\$ 3,984.68	\$ 3,651.95		\$ 3,651.95	-\$ 1,330.88
6	24088.13885	\$ 7,502.00	\$ 332.73	3477.476953	\$ 4,024.53	\$ 3,691.80		\$ 3,691.80	2,360.92
7	23847.25746	\$ 7,577.02	\$ 332.73	3512.251722	\$ 4,064.77	\$ 3,732.04		\$ 3,732.04	6,092.96
8	23608.78488	\$ 7,652.79	\$ 332.73	3547.37424	\$ 4,105.42	\$ 3,772.69		\$ 3,772.69	9,865.65
9	23372.69704	\$ 7,729.32	\$ 332.73	3582.847982	\$ 4,146.47	\$ 3,813.74		\$ 3,813.74	13,679.39
10	23138.97006	\$ 7,806.62	\$ 332.73	3618.676462	\$ 4,187.94	\$ 3,855.21		\$ 3,855.21	17,534.60
11	22907.58036	\$ 7,884.68	\$ 332.73	3654.863226	\$ 4,229.82	\$ 3,897.09		\$ 3,897.09	21,431.69
12	22678.50456	\$ 7,963.53	\$ 332.73	3691.411859	\$ 4,272.12	\$ 3,939.39		\$ 3,939.39	25,371.08
13	22451.71951	\$ 8,043.16	\$ 332.73	3728.325977	\$ 4,314.84	\$ 3,982.11		\$ 3,982.11	29,353.19
14	22227.20232	\$ 8,123.60	\$ 332.73	3765.609237	\$ 4,357.99	\$ 4,025.26		\$ 4,025.26	33,378.45
15	22004.9303	\$ 8,204.83	\$ 332.73	3803.265329	\$ 4,401.57	\$ 4,068.84		\$ 4,068.84	37,447.28
16	21784.88099	\$ 8,286.88	\$ 332.73	3841.297983	\$ 4,445.58	\$ 4,112.85		\$ 4,112.85	41,560.13
17	21567.03218	\$ 8,369.75	\$ 332.73	3879.710962	\$ 4,490.04	\$ 4,157.31		\$ 4,157.31	45,717.44
18	21351.36186	\$ 8,453.45	\$ 332.73	3918.508072	\$ 4,534.94	\$ 4,202.21		\$ 4,202.21	49,919.65
19	21137.84824	\$ 8,537.98	\$ 332.73	3957.693153	\$ 4,580.29	\$ 4,247.56		\$ 4,247.56	54,167.21
20	20926.46976	\$ 8,623.36	\$ 332.73	3997.270084	\$ 4,626.09	\$ 4,293.36		\$ 4,293.36	58,460.57
21	20717.20506	\$ 8,709.59	\$ 332.73	4037.242785	\$ 4,672.35	\$ 4,339.62		\$ 4,339.62	62,800.19
22	20510.03301	\$ 8,796.69	\$ 332.73	4077.615213	\$ 4,719.08	\$ 4,386.35		\$ 4,386.35	67,186.54
23	20304.93268	\$ 8,884.66	\$ 332.73	4118.391365	\$ 4,766.27	\$ 4,433.54		\$ 4,433.54	71,620.07
24	20101.88336	\$ 8,973.50	\$ 332.73	4159.575279	\$ 4,813.93	\$ 4,481.20		\$ 4,481.20	76,101.27
25	19900.86452	\$ 9,063.24	\$ 332.73	4201.171032	\$ 4,862.07	\$ 4,529.34		\$ 4,529.34	80,630.61



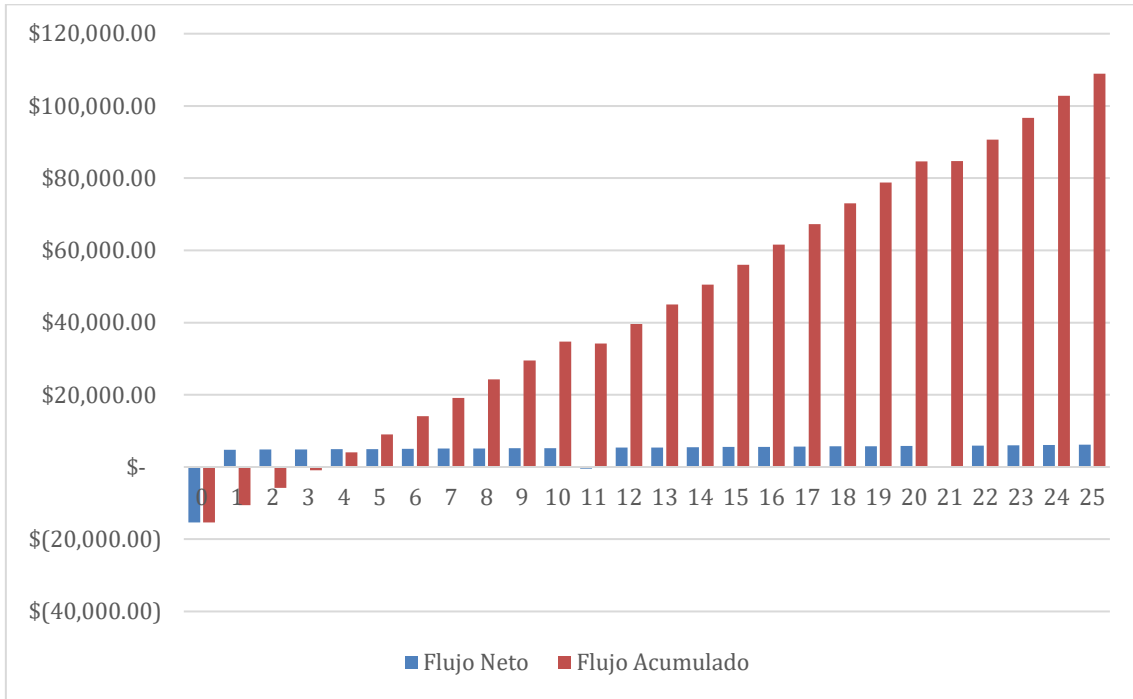
Flujo de caja Alternativa 2 CLE física con baterías y sin subvención									
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0							\$ 30,750.00	-\$ 30,750.00	-\$ 30,750.00
1	25329.53825	\$ 7,137.90	\$ 332.73	2033.2	\$ 5,104.70	\$ 4,771.97		\$ 4,771.97	-\$ 25,978.03
2	25076.24287	\$ 7,209.28	\$ 332.73	2053.532	\$ 5,155.75	\$ 4,823.02		\$ 4,823.02	-\$ 21,155.01
3	24825.48044	\$ 7,281.37	\$ 332.73	2074.06732	\$ 5,207.30	\$ 4,874.57		\$ 4,874.57	-\$ 16,280.44
4	24577.22564	\$ 7,354.19	\$ 332.73	2094.807993	\$ 5,259.38	\$ 4,926.65		\$ 4,926.65	-\$ 11,353.79
5	24331.45338	\$ 7,427.73	\$ 332.73	2115.756073	\$ 5,311.97	\$ 4,979.24		\$ 4,979.24	-\$ 6,374.55
6	24088.13885	\$ 7,502.00	\$ 332.73	2136.913634	\$ 5,365.09	\$ 5,032.36		\$ 5,032.36	-\$ 1,342.19
7	23847.25746	\$ 7,577.02	\$ 332.73	2158.28277	\$ 5,418.74	\$ 5,086.01		\$ 5,086.01	\$ 3,743.82
8	23608.78488	\$ 7,652.79	\$ 332.73	2179.865598	\$ 5,472.93	\$ 5,140.20		\$ 5,140.20	\$ 8,884.02
9	23372.69704	\$ 7,729.32	\$ 332.73	2201.664254	\$ 5,527.66	\$ 5,194.93		\$ 5,194.93	\$ 14,078.95
10	23138.97006	\$ 7,806.62	\$ 332.73	2223.680896	\$ 5,582.94	\$ 5,250.21		\$ 5,250.21	\$ 19,329.16
11	22907.58036	\$ 7,884.68	\$ 332.73	2245.917705	\$ 5,638.76	\$ 5,306.03	\$ 11,550.00	-\$ 6,243.97	\$ 13,085.19
12	22678.50456	\$ 7,963.53	\$ 332.73	2268.376882	\$ 5,695.15	\$ 5,362.42		\$ 5,362.42	\$ 18,447.61
13	22451.71951	\$ 8,043.16	\$ 332.73	2291.060651	\$ 5,752.10	\$ 5,419.37		\$ 5,419.37	\$ 23,866.99
14	22227.20232	\$ 8,123.60	\$ 332.73	2313.971258	\$ 5,809.62	\$ 5,476.89		\$ 5,476.89	\$ 29,343.88
15	22004.9303	\$ 8,204.83	\$ 332.73	2337.11097	\$ 5,867.72	\$ 5,534.99		\$ 5,534.99	\$ 34,878.87
16	21784.88099	\$ 8,286.88	\$ 332.73	2360.48208	\$ 5,926.40	\$ 5,593.67		\$ 5,593.67	\$ 40,472.54
17	21567.03218	\$ 8,369.75	\$ 332.73	2384.086901	\$ 5,985.66	\$ 5,652.93		\$ 5,652.93	\$ 46,125.47
18	21351.36186	\$ 8,453.45	\$ 332.73	2407.92777	\$ 6,045.52	\$ 5,712.79		\$ 5,712.79	\$ 51,838.26
19	21137.84824	\$ 8,537.98	\$ 332.73	2432.007048	\$ 6,105.97	\$ 5,773.24		\$ 5,773.24	\$ 57,611.51
20	20926.46976	\$ 8,623.36	\$ 332.73	2456.327118	\$ 6,167.03	\$ 5,834.30		\$ 5,834.30	\$ 63,445.81
21	20717.20506	\$ 8,709.59	\$ 332.73	2480.890389	\$ 6,228.70	\$ 5,895.97	\$ 11,550.00	-\$ 5,654.03	\$ 57,791.78
22	20510.03301	\$ 8,796.69	\$ 332.73	2505.699293	\$ 6,290.99	\$ 5,958.26	\$ -	\$ 5,958.26	\$ 63,750.04
23	20304.93268	\$ 8,884.66	\$ 332.73	2530.756286	\$ 6,353.90	\$ 6,021.17	\$ -	\$ 6,021.17	\$ 69,771.22
24	20101.88336	\$ 8,973.50	\$ 332.73	2556.063849	\$ 6,417.44	\$ 6,084.71	\$ -	\$ 6,084.71	\$ 75,855.93
25	19900.86452	\$ 9,063.24	\$ 332.73	2581.624487	\$ 6,481.61	\$ 6,148.88	\$ -	\$ 6,148.88	\$ 82,004.81



Flujo de caja Alternativa 2 CLE física sin baterías y con subvención									
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0							\$ 9,600.00	-\$ 9,600.00	-\$ 9,600.00
1	25329.53825	\$ 7,137.90	\$ 332.73	3308.7	\$ 3,829.20	\$ 3,496.47		\$ 3,496.47	-\$ 6,103.53
2	25076.24287	\$ 7,209.28	\$ 332.73	3341.787	\$ 3,867.49	\$ 3,534.76		\$ 3,534.76	2,568.77
3	24825.48044	\$ 7,281.37	\$ 332.73	3375.20487	\$ 3,906.17	\$ 3,573.44		\$ 3,573.44	1,004.67
4	24577.22564	\$ 7,354.19	\$ 332.73	3408.956919	\$ 3,945.23	\$ 3,612.50		\$ 3,612.50	4,617.17
5	24331.45338	\$ 7,427.73	\$ 332.73	3443.046488	\$ 3,984.68	\$ 3,651.95		\$ 3,651.95	8,269.12
6	24088.13885	\$ 7,502.00	\$ 332.73	3477.476953	\$ 4,024.53	\$ 3,691.80		\$ 3,691.80	11,960.92
7	23847.25746	\$ 7,577.02	\$ 332.73	3512.251722	\$ 4,064.77	\$ 3,732.04		\$ 3,732.04	15,692.96
8	23608.78488	\$ 7,652.79	\$ 332.73	3547.37424	\$ 4,105.42	\$ 3,772.69		\$ 3,772.69	19,465.65
9	23372.69704	\$ 7,729.32	\$ 332.73	3582.847982	\$ 4,146.47	\$ 3,813.74		\$ 3,813.74	23,279.39
10	23138.97006	\$ 7,806.62	\$ 332.73	3618.676462	\$ 4,187.94	\$ 3,855.21		\$ 3,855.21	27,134.60
11	22907.58036	\$ 7,884.68	\$ 332.73	3654.863226	\$ 4,229.82	\$ 3,897.09		\$ 3,897.09	31,031.69
12	22678.50456	\$ 7,963.53	\$ 332.73	3691.411859	\$ 4,272.12	\$ 3,939.39		\$ 3,939.39	34,971.08
13	22451.71951	\$ 8,043.16	\$ 332.73	3728.325977	\$ 4,314.84	\$ 3,982.11		\$ 3,982.11	38,953.19
14	22227.20232	\$ 8,123.60	\$ 332.73	3765.609237	\$ 4,357.99	\$ 4,025.26		\$ 4,025.26	42,978.45
15	22004.9303	\$ 8,204.83	\$ 332.73	3803.265329	\$ 4,401.57	\$ 4,068.84		\$ 4,068.84	47,047.28
16	21784.88099	\$ 8,286.88	\$ 332.73	3841.297983	\$ 4,445.58	\$ 4,112.85		\$ 4,112.85	51,160.13
17	21567.03218	\$ 8,369.75	\$ 332.73	3879.710962	\$ 4,490.04	\$ 4,157.31		\$ 4,157.31	55,317.44
18	21351.36186	\$ 8,453.45	\$ 332.73	3918.508072	\$ 4,534.94	\$ 4,202.21		\$ 4,202.21	59,519.65
19	21137.84824	\$ 8,537.98	\$ 332.73	3957.693153	\$ 4,580.29	\$ 4,247.56		\$ 4,247.56	63,767.21
20	20926.46976	\$ 8,623.36	\$ 332.73	3997.270084	\$ 4,626.09	\$ 4,293.36		\$ 4,293.36	68,060.57
21	20717.20506	\$ 8,709.59	\$ 332.73	4037.242785	\$ 4,672.35	\$ 4,339.62		\$ 4,339.62	72,400.19
22	20510.03301	\$ 8,796.69	\$ 332.73	4077.615213	\$ 4,719.08	\$ 4,386.35		\$ 4,386.35	76,786.54
23	20304.93268	\$ 8,884.66	\$ 332.73	4118.391365	\$ 4,766.27	\$ 4,433.54		\$ 4,433.54	81,220.07
24	20101.88336	\$ 8,973.50	\$ 332.73	4159.575279	\$ 4,813.93	\$ 4,481.20		\$ 4,481.20	85,701.27
25	19900.86452	\$ 9,063.24	\$ 332.73	4201.171032	\$ 4,862.07	\$ 4,529.34		\$ 4,529.34	90,230.61



Flujo de caja Alternativa 2 CLE física con baterías y con subvención									
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0							\$ 15,375.00	-\$ 15,375.00	-\$ 15,375.00
1	25329.53825	\$ 7,137.90	\$ 332.73	2033.2	\$ 5,104.70	\$ 4,771.97		\$ 4,771.97	-\$ 10,603.03
2	25076.24287	\$ 7,209.28	\$ 332.73	2053.532	\$ 5,155.75	\$ 4,823.02		\$ 4,823.02	-\$ 5,780.01
3	24825.48044	\$ 7,281.37	\$ 332.73	2074.06732	\$ 5,207.30	\$ 4,874.57		\$ 4,874.57	-\$ 905.44
4	24577.22564	\$ 7,354.19	\$ 332.73	2094.807993	\$ 5,259.38	\$ 4,926.65		\$ 4,926.65	\$ 4,021.21
5	24331.45338	\$ 7,427.73	\$ 332.73	2115.756073	\$ 5,311.97	\$ 4,979.24		\$ 4,979.24	\$ 9,000.45
6	24088.13885	\$ 7,502.00	\$ 332.73	2136.913634	\$ 5,365.09	\$ 5,032.36		\$ 5,032.36	\$ 14,032.81
7	23847.25746	\$ 7,577.02	\$ 332.73	2158.28277	\$ 5,418.74	\$ 5,086.01		\$ 5,086.01	\$ 19,118.82
8	23608.78488	\$ 7,652.79	\$ 332.73	2179.865598	\$ 5,472.93	\$ 5,140.20		\$ 5,140.20	\$ 24,259.02
9	23372.69704	\$ 7,729.32	\$ 332.73	2201.664254	\$ 5,527.66	\$ 5,194.93		\$ 5,194.93	\$ 29,453.95
10	23138.97006	\$ 7,806.62	\$ 332.73	2223.680896	\$ 5,582.94	\$ 5,250.21		\$ 5,250.21	\$ 34,704.16
11	22907.58036	\$ 7,884.68	\$ 332.73	2245.917705	\$ 5,638.76	\$ 5,306.03	\$ 5,775.00	-\$ 468.97	\$ 34,235.19
12	22678.50456	\$ 7,963.53	\$ 332.73	2268.376882	\$ 5,695.15	\$ 5,362.42		\$ 5,362.42	\$ 39,597.61
13	22451.71951	\$ 8,043.16	\$ 332.73	2291.060651	\$ 5,752.10	\$ 5,419.37		\$ 5,419.37	\$ 45,016.99
14	22227.20232	\$ 8,123.60	\$ 332.73	2313.971258	\$ 5,809.62	\$ 5,476.89		\$ 5,476.89	\$ 50,493.88
15	22004.9303	\$ 8,204.83	\$ 332.73	2337.11097	\$ 5,867.72	\$ 5,534.99		\$ 5,534.99	\$ 56,028.87
16	21784.88099	\$ 8,286.88	\$ 332.73	2360.48208	\$ 5,926.40	\$ 5,593.67		\$ 5,593.67	\$ 61,622.54
17	21567.03218	\$ 8,369.75	\$ 332.73	2384.086901	\$ 5,985.66	\$ 5,652.93		\$ 5,652.93	\$ 67,275.47
18	21351.36186	\$ 8,453.45	\$ 332.73	2407.92777	\$ 6,045.52	\$ 5,712.79		\$ 5,712.79	\$ 72,988.26
19	21137.84824	\$ 8,537.98	\$ 332.73	2432.007048	\$ 6,105.97	\$ 5,773.24		\$ 5,773.24	\$ 78,761.51
20	20926.46976	\$ 8,623.36	\$ 332.73	2456.327118	\$ 6,167.03	\$ 5,834.30		\$ 5,834.30	\$ 84,595.81
21	20717.20506	\$ 8,709.59	\$ 332.73	2480.890389	\$ 6,228.70	\$ 5,895.97	\$ 5,775.00	\$ 120.97	\$ 84,716.78
22	20510.03301	\$ 8,796.69	\$ 332.73	2505.699293	\$ 6,290.99	\$ 5,958.26		\$ 5,958.26	\$ 90,675.04
23	20304.93268	\$ 8,884.66	\$ 332.73	2530.756286	\$ 6,353.90	\$ 6,021.17		\$ 6,021.17	\$ 96,696.22
24	20101.88336	\$ 8,973.50	\$ 332.73	2556.063849	\$ 6,417.44	\$ 6,084.71		\$ 6,084.71	\$ 102,780.93
25	19900.86452	\$ 9,063.24	\$ 332.73	2581.624487	\$ 6,481.61	\$ 6,148.88		\$ 6,148.88	\$ 108,929.81





Simulaciones en PVsyst para CLEs físicas, Alternativa 3:



Project: TFM 5 clientes

Variant: 7 clientes

PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
06/11/22 14:43
with v7.2.21

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	
Fixed plane		No 3D scene defined	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Models used	
Horizon		Transposition Perez	
Free Horizon		Diffuse Imported	
		Circumsolar separate	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	CSUN 400-144M	Model	SUN2000-60KTL-M0-480Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	400 Wp	Unit Nom. Power	60.0 kWac
Number of PV modules	140 units	Number of inverters	5 * MPPT 17% 0.8 unit
Nominal (STC)	56.0 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	10 Strings x 14 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>50°C)	66.0 kWac
Pmpp	50.9 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	519 V	Total inverter power	
I mpp	98 A	Total power	50 kWac
Total PV power		Nb. of inverters	1 unit
Nominal (STC)	56 kWp	0.2 unused	
Total	140 modules	Pnom ratio	1.12
Module area	281 m²		
Cell area	244 m²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	88 mΩ	Loss Fraction -0.8 %				
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Project: TFM 5 clientes

Variant: 7 clientes

PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
 06/11/22 14:43
 with v7.2.21

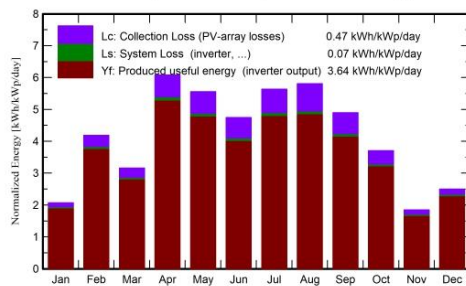
Main results

System Production

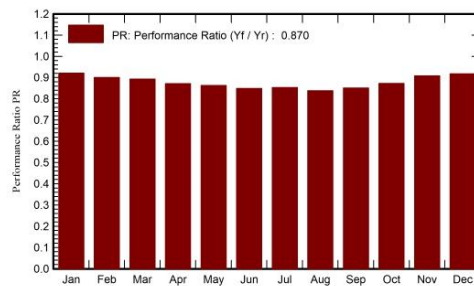
Produced Energy 74.36 MWh/year

Specific production 1328 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 86.99 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	41.5	24.17	4.39	64.3	62.4	3.384	3.316	0.921
February	77.3	31.33	8.35	117.3	114.5	6.027	5.919	0.901
March	80.3	43.61	7.57	98.0	95.2	4.996	4.898	0.893
April	162.7	58.42	10.44	182.5	177.6	9.068	8.905	0.871
May	170.3	69.78	13.55	172.2	167.2	8.479	8.323	0.863
June	146.1	69.48	17.65	142.3	138.3	6.902	6.770	0.849
July	175.3	84.81	19.27	174.8	170.1	8.513	8.356	0.853
August	168.0	63.72	20.09	180.0	175.2	8.605	8.449	0.838
September	123.4	51.53	18.24	147.0	143.2	7.135	7.004	0.851
October	83.5	39.20	16.09	114.8	111.9	5.718	5.611	0.873
November	39.0	24.50	7.16	55.5	53.8	2.883	2.821	0.908
December	43.6	21.07	5.43	77.6	75.4	4.065	3.986	0.918
Year	1310.9	581.63	12.37	1526.4	1484.9	75.775	74.358	0.870

Legends

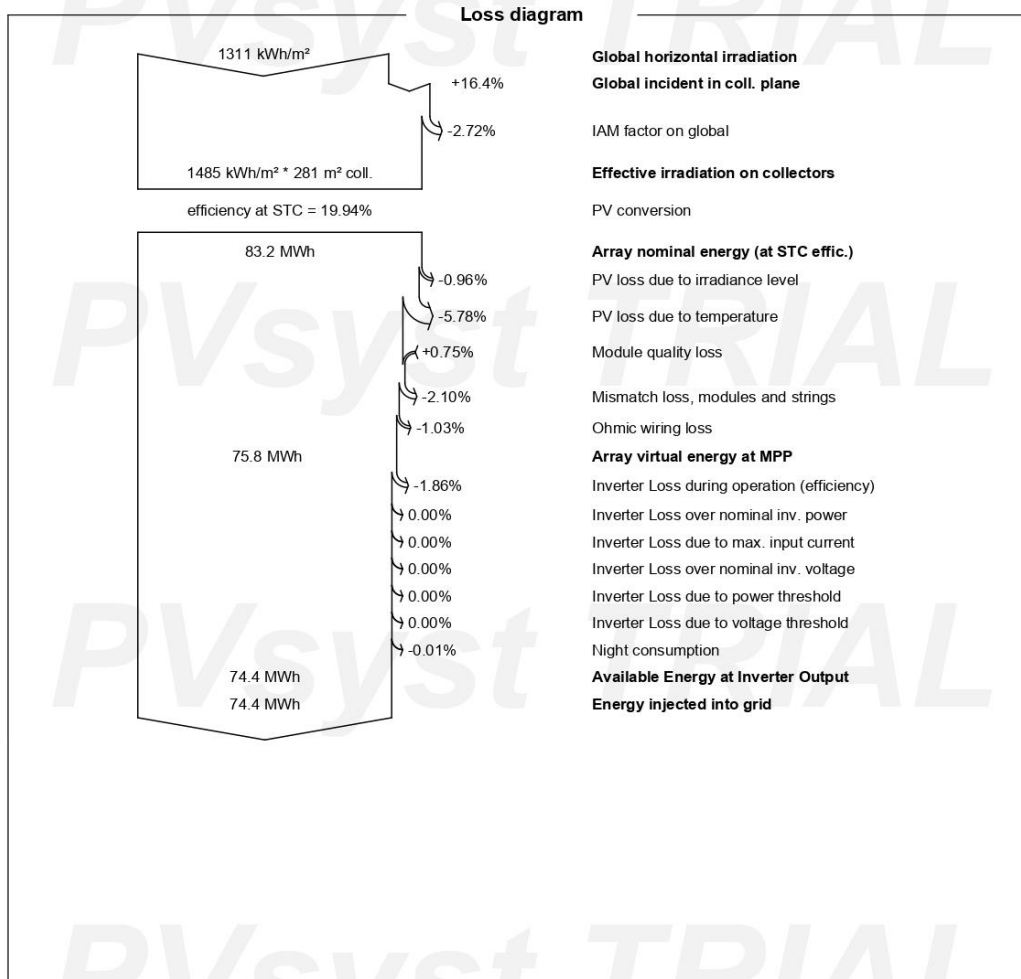
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Project: TFM 5 clientes

Variant: 7 clientes

PVsyst V7.2.21
VC2, Simulation date:
06/11/22 14:43
with v7.2.21





Script para la gestion de la CLE fisica, Alternativa 3:

```
clear all
Time= 0:8759;
PC1=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","L12:L8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 1
PC2=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","M12:M8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 2
PC3=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","N12:N8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 3
PC4=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","O12:O8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 4
PC5=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","P12:P8771"); %Potencia
Activa Consumida cliente 5
PCC6=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","S12:S8771");%Potencia
Activa Consumida cliente comercial 6
PCI7=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","V12:V8771");%Potencia
Activa Consumida cliente industrial 7
PCT=PC1(:,1)+PC2(:,1)+PC3(:,1)+PC4(:,1)+PC5(:,1)+PCC6(:,1)+PCI7(:,1);%Potenci
a consumida Total
PG1=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","T12:T8771");%Potencia
Activa Generada
Hora=readmatrix("Irradiacion en Tolosa.xlsx","Range","D12:D8771");
FacturaC1=0;
FacturaCLEC1=0;
FacturaCLEBATC1=0;
FacturaC2=0;
FacturaCLEC2=0;
FacturaCLEBATC2=0;
FacturaC3=0;
FacturaCLEC3=0;
FacturaCLEBATC3=0;
FacturaC4=0;
FacturaCLEC4=0;
FacturaCLEBATC4=0;
FacturaC5=0;
FacturaCLEC5=0;
FacturaCLEBATC5=0;
FacturaC6=0;
FacturaCLEC6=0;
FacturaCLEBATC6=0;
FacturaC7=0;
FacturaCLEC7=0;
FacturaCLEBATC7=0;
Totalfactura=0;% Factura original sin beneficios
Totalahorro=0;% Factura de una CLE sin bateria
Totalahorrobat=0;% Factura de una CLE con baterias
Valorexcedentes=0;% Venta de excedentes sin baterias
Valorexcedentesbat=0;% Venta de excedentes con baerias
DE=PG1(:,1)-PCT(:,1);%Diferencia de Energia

%Gestion de la energia entre produccion y demanda

for n=1:8760
    DE(n,2)=0;%Energia proveniente de la red o del almacenamiento
```



```
DE(n,3)=0;%Energia sobrante del sistema de generacion
if DE(n,1)<=0 %Cuando la diferencia de energia es negativa
    DE(n,2)=abs(DE(n,1));% Se entiende que es la energia que se necesita
de la red o del almacenamiento
end
if DE(n,1)>0 %Cuando la energia es positiva
    DE(n,3)=abs(DE(n,1)); %Energia remanente de sistema de generacion
end
end

%Sistema de almacenamiento y gestion de la energia almacenada

EA=71680;%Capacidad de las baterias
for n=1:8760
    DE(n,4)=0;%Energia proveniente de las baterias
    DE(n,5)=0;%Energia proveniente de la red
    DE(n,6)=0;%Energia vertida a la red
    DE(n,7)=0;%Carga y descarga de baterias
    if (Hora(n,1)<= 8) | (20 <= Hora(n,1))% en la noche
        if DE(n,1)<=0 % Si la diferencia de energia es negativa
            DE(n,4)=DE(n,2);% La energia que se suministra proviene de las
baterias
            EA=EA-DE(n,4);% La energia almacenada se reduce
        else %Si la DE es positiva
            EA=EA+DE(n,3); % La energia del sistema de generacion carga las
baterias
            if EA>=71680 % Si la capacidad de almacenamiento esta llena
                DE(n,6)=DE(n,3)-(71680-DE(n-1,7));% se vierte la energia
sobrante a la red
                EA=71680;
            end
        end
        if EA<=0 % Si la energia almacenada llega a cero
            DE(n,5)=DE(n,2)+(0-DE(n-1,7));% Es necesario suministrar energia
a travez de la red
            DE(n,4)=DE(n-1,7);% parte de la energia se suministra de las
baterias
            EA=0;% las Baterias permanecen descargadas
        end
    else
        if DE(n,1)>0 % Si la diferencia de energia es positiva
            EA=EA+DE(n,3); % La energia del sistema de generacion carga las
baterias
        else
            DE(n,5)=DE(n,2);% Es necesario suministrar energia a travez de la
red
        end
        if EA>=71680 % Si la capacidad de almacenamiento esta llena
            DE(n,6)=DE(n,3)-(71680-DE(n-1,7));% se vierte la energia sobrante
a la red
            EA=71680;
        end
    end
    DE(n,7)=EA;
```



```
end

% Discriminacion de tarifa horaria sin CLE

for i =1:8760
    DE(i,8)=0;% Valor de la energia consumida de la red sin considerar la CLE
    if ((721<=i)&(i<=1464))|((4393<=i)&(i<=6552))% Temporada alta
        if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 22))% P1
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3613/1000);
        elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P2
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3494/1000);
        else %P6
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2403/1000);
        end
    end
    if((3673<=i)&(i<=4392))|((6553<=i)&(i<=7296))% Temporada media alta
        if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 22))% P2
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3494/1000);
        elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P3
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3295/1000);
        else %P6
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2403/1000);
        end
    end
    if((1<=i)&(i<=720))|((1465<=i)&(i<=2928))% Temporada media
        if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 22))% P3
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3295/1000);
        elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P4
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2952/1000);
        else %P6
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2403/1000);
        end
    end
    if((2929<=i)&(i<=3672))|((7297<=i)&(i<=8760))% Temporada baja
        if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 22))% P4
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2952/1000);
        elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P5
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2846/1000);
        else %P6
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2403/1000);
        end
    end
    Totalfactura=Totalfactura+DE(i,8);% Factura al final del mes
end

% Discriminacion de tarifa horaria con CLE pero sin baterias
```



```
for i =1:8760
    DE(i,9)=0;% Valor de la energia consumida de la red con la CLE sin
    baterias
    DE(i,10)=0;% valor del excedente de energia
    if ((721<=i)&(i<=1464))|((4393<=i)&(i<=6552))% Temporada alta
        if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 22))% P1
            DE(i,9)=DE(i,2)*(0.3613/1000);
            DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
        elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P2
            DE(i,9)=DE(i,2)*(0.3494/1000);
            DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
        else %P6
            DE(i,9)=DE(i,2)*(0.2403/1000);
            DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
        end
    end
    if((3673<=i)&(i<=4392))|((6553<=i)&(i<=7296))% Temporada media alta
        if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 22))% P2
            DE(i,9)=DE(i,2)*(0.3494/1000);
            DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
        elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P3
            DE(i,9)=DE(i,2)*(0.3295/1000);
            DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
        else %P6
            DE(i,9)=DE(i,2)*(0.2403/1000);
            DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
        end
    end
    if((1<=i)&(i<=720))|((1465<=i)&(i<=2928))% Temporada media
        if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 22))% P3
            DE(i,9)=DE(i,2)*(0.3295/1000);
            DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
        elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P4
            DE(i,9)=DE(i,2)*(0.2952/1000);
            DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
        else %P6
            DE(i,9)=DE(i,2)*(0.2403/1000);
            DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
        end
    end
    if((2929<=i)&(i<=3672))|((7297<=i)&(i<=8760))% Temporada baja
        if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 22))% P4
            DE(i,9)=DE(i,2)*(0.2952/1000);
            DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
        elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P5
```



```
DE(i,9)=DE(i,2)*(0.2846/1000);
DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
else %P6
DE(i,9)=DE(i,2)*(0.2403/1000);
DE(i,10)=DE(i,3)*(0.05/1000);% Excedente
end
end
Valorexcedentes=Valorexcedentes+DE(i,10);
Totalahorro=Totalahorro+DE(i,9)-DE(i,10);% Factura con ahorro
end
% Discriminacion de tarifa horaria con CLE con baterias

for i =1:8760
DE(i,11)=0;% Valor de la energia consumida de la red con la CLE con
baterias
DE(i,12)=0;% valor del excedente de energia
if ((721<=i)&(i<=1464))|((4393<=i)&(i<=6552))% Temporada alta
if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 22))% P1
DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3613/1000);
DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P2
DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3494/1000);
DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
else %P6
DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2403/1000);
DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
end
end
if((3673<=i)&(i<=4392))|((6553<=i)&(i<=7296))% Temporada media alta
if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 22))% P2
DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3494/1000);
DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P3
DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3295/1000);
DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
else %P6
DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2403/1000);
DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
end
end
if((1<=i)&(i<=720))|((1465<=i)&(i<=2928))% Temporada media
if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 22))% P3
DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3295/1000);
DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P4
DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2952/1000);
DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
else %P6
```



```
DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2403/1000);
DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
end
end
if((2929<=i)&(i<=3672))|((7297<=i)&(i<=8760))% Temporada baja
if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 22))% P4
DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2952/1000);
DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
(Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P5
DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2846/1000);
DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
else %P6
DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2403/1000);
DE(i,12)=DE(i,6)*(0.05/1000);% Excedente
end
end
Valorexcedentesbat=Valorexcedentesbat+DE(i,12);
Totalahorrobat=Totalahorrobat+DE(i,11)-DE(i,12);% Factura con ahorro con
baterias
end

%Participacion de cada cliente
for j =1:8760
%Aportacion del C1
PC1(j,2)=(PC1(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del primer
cliente
PC1(j,3)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C1 sin considerar
la CLE
PC1(j,4)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C1 considerando la
CLE sin baterias
PC1(j,5)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1 considerando
la CLE con baterias
FacturaC1=FacturaC1+PC1(j,3);
FacturaCLEC1=FacturaCLEC1+PC1(j,4);
FacturaCLEBATC1=FacturaCLEBATC1+PC1(j,5);

%Aportacion del C2

PC2(j,2)=(PC2(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del segundo
cliente
PC2(j,3)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C2 sin considerar
la CLE
PC2(j,4)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C2 considerando la
CLE sin baterias
PC2(j,5)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C2 considerando
la CLE con baterias
FacturaC2=FacturaC2+PC2(j,3);
FacturaCLEC2=FacturaCLEC2+PC2(j,4);
FacturaCLEBATC2=FacturaCLEBATC2+PC2(j,5);

%Aportacion del C3
```



```
PC3(j,2)=(PC3(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del tercer
cliente
PC3(j,3)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C3 sin considerar
la CLE
PC3(j,4)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C3 considerando la
CLE sin baterias
PC3(j,5)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C3 considerando
la CLE con baterias
FacturaC3=FacturaC3+PC3(j,3);
FacturaCLEC3=FacturaCLEC3+PC3(j,4);
FacturaCLEBATC3=FacturaCLEBATC3+PC3(j,5);

%Aportacion del C4

PC4(j,2)=(PC4(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del cuarto
cliente
PC4(j,3)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C4 sin considerar
la CLE
PC4(j,4)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C4 considerando la
CLE sin baterias
PC4(j,5)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C4 considerando
la CLE con baterias
FacturaC4=FacturaC4+PC4(j,3);
FacturaCLEC4=FacturaCLEC4+PC4(j,4);
FacturaCLEBATC4=FacturaCLEBATC4+PC4(j,5);

%Aportacion del C5

PC5(j,2)=(PC5(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del quinto
cliente
PC5(j,3)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C5 sin considerar
la CLE
PC5(j,4)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C5 considerando la
CLE sin baterias
PC5(j,5)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C5 considerando
la CLE con baterias
FacturaC5=FacturaC5+PC5(j,3);
FacturaCLEC5=FacturaCLEC5+PC5(j,4);
FacturaCLEBATC5=FacturaCLEBATC5+PC5(j,5);

%Aportacion del CC6

PCC6(j,2)=(PCC6(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del cliente
comercial 6
PCC6(j,3)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el CC6 sin
considerar la CLE
PCC6(j,4)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el CC6 considerando
la CLE sin baterias
PCC6(j,5)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el CC6
considerando la CLE con baterias
FacturaC6=FacturaC6+PCC6(j,3);
FacturaCLEC6=FacturaCLEC6+PCC6(j,4);
FacturaCLEBATC6=FacturaCLEBATC6+PCC6(j,5);
```



```
%Aportacion del CI7

PCI7(j,2)=(PCI7(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del cliente
industrial 7
PCI7(j,3)=(PCI7(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el CI7 sin
considerar la CLE
PCI7(j,4)=(PCI7(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el CI7 considerando
la CLE sin baterias
PCI7(j,5)=(PCI7(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el CI7
considerando la CLE con baterias
FacturaC7=FacturaC7+PCI7(j,3);
FacturaCLEC7=FacturaCLEC7+PCI7(j,4);
FacturaCLEBATC7=FacturaCLEBATC7+PCI7(j,5);

end

figure("Name","Perfil de consumo")
plot(Time,PCT,"Color","r")
figure("Name","Perfil de generacion")
plot(Time,PG1,"Color","g")
figure("Name","Consumo vs Generacion")
plot(Time,DE(1:8760,1),"Color","b")
figure("Name","Energia remanente")
plot(Time,DE(1:8760,3))%Energia sobrante del sistema de generacion
figure("Name","Energia proveiente de las baterias")
plot(Time,DE(1:8760,4))%Energia proveniente de las baterias
figure("Name","Energia Proveniente de la red")
plot(Time,DE(1:8760,5))%Energia Proveniente de la red
figure("Name","energia vertida a la red")
plot(Time,DE(1:8760,6))%energia vertida a la red
figure("Name","Carga y descarga de las baterias")
plot(Time,DE(1:8760,7))%Carga y descarga de las baterias
```




Obtención del LCOE para la CLE física, alternativa 3:

LCOE Alternativa 3 sin baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$56,000.00	\$ -	\$ 56,000.00	\$ 56,000.00		
1		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.42	73877.8199	73872.94429
2		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.35	73139.0417	73129.38831
3		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.29	72407.65129	72393.31647
4		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.22	71683.57478	71664.65343
5		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.16	70966.73903	70943.32464
6		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.10	70257.07164	70229.25626
7		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.03	69554.50092	69522.37522
8		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.97	68858.95591	68822.60918
9		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.90	68170.36635	68129.88651
10		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.84	67488.66269	67444.13634
11		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.78	66813.77606	66765.28846
12		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.71	66145.6383	66093.27342
13		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.65	65484.18192	65428.02244
14		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.58	64829.3401	64769.46743
15		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.52	64181.0467	64117.541
16		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.46	63539.23623	63472.17642
17		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.39	62903.84387	62833.30766
18		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.33	62274.80543	62200.86933
19		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.26	61652.05738	61574.7967
20		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.20	61035.5368	60955.0257
21		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.14	60425.18143	60341.4929
22		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.07	59820.92962	59734.13552
23		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.01	59222.72032	59132.8914
24		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 968.94	58630.49312	58537.69899
25		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 968.88	58044.18819	57948.4974
Total				\$ 80,241.20		1640056.375
LCOE A3 SBSS		\$ 0.05				



LCOE Alternativa 3 con baterías						
Año	Egresos			Energía		
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 79,100.00	\$ -	\$ 79,100.00	\$ 79,100.00		
1		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.42	73877.8199	73872.94429
2		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.35	73139.0417	73129.38831
3		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.29	72407.65129	72393.31647
4		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.22	71683.57478	71664.65343
5		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.16	70966.73903	70943.32464
6		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.10	70257.07164	70229.25626
7		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.03	69554.50092	69522.37522
8		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.97	68858.95591	68822.60918
9		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.90	68170.36635	68129.88651
10		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.84	67488.66269	67444.13634
11	\$ 23,100.00	\$ 970.48	\$ 24,070.48	\$ 24,053.01	66813.77606	66765.28846
12		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.71	66145.6383	66093.27342
13		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.65	65484.18192	65428.02244
14		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.58	64829.3401	64769.46743
15		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.52	64181.0467	64117.541
16		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.46	63539.23623	63472.17642
17		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.39	62903.84387	62833.30766
18		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.33	62274.80543	62200.86933
19		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.26	61652.05738	61574.7967
20		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.20	61035.5368	60955.0257
21	\$ 23,100.00	\$ 970.48	\$ 24,070.48	\$ 24,037.14	60425.18143	60341.4929
22		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.07	59820.92962	59734.13552
23		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.01	59222.72032	59132.8914
24		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 968.94	58630.49312	58537.69899
25		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 968.88	58044.18819	57948.4974
Total				\$ 149,492.44		1640056.375
LCOE A3 CBSS		\$ 0.09				



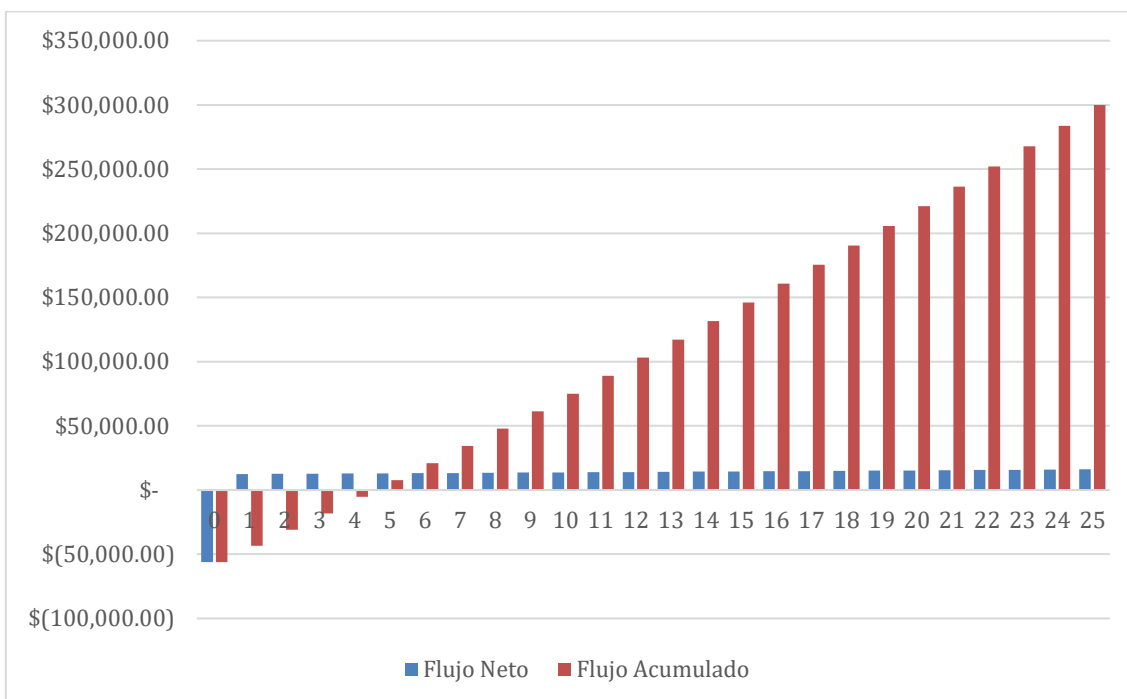
LCOE Alternativa 3 sin baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$28,000.00	\$ -	\$28,000.00	\$ 28,000.00		
1		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.42	73877.8199	73872.94429
2		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.35	73139.0417	73129.38831
3		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.29	72407.65129	72393.31647
4		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.22	71683.57478	71664.65343
5		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.16	70966.73903	70943.32464
6		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.10	70257.07164	70229.25626
7		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.03	69554.50092	69522.37522
8		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.97	68858.95591	68822.60918
9		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.90	68170.36635	68129.88651
10		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.84	67488.66269	67444.32634
11		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.78	66813.77606	66765.28846
12		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.71	66145.6383	66093.27342
13		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.65	65484.18192	65428.02244
14		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.58	64829.3401	64769.46743
15		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.52	64181.0467	64117.541
16		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.46	63539.23623	63472.17642
17		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.39	62903.84387	62833.30766
18		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.33	62274.80543	62200.86933
19		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.26	61652.05738	61574.7967
20		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.20	61035.5368	60955.0257
21		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.14	60425.18143	60341.4929
22		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.07	59820.92962	59734.13552
23		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.01	59222.72032	59132.8914
24		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 968.94	58630.49312	58537.69899
25		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 968.88	58044.18819	57948.4974
Total				\$ 52,241.20		1640056.375
LCOE A3 SBCS		\$ 0.03				



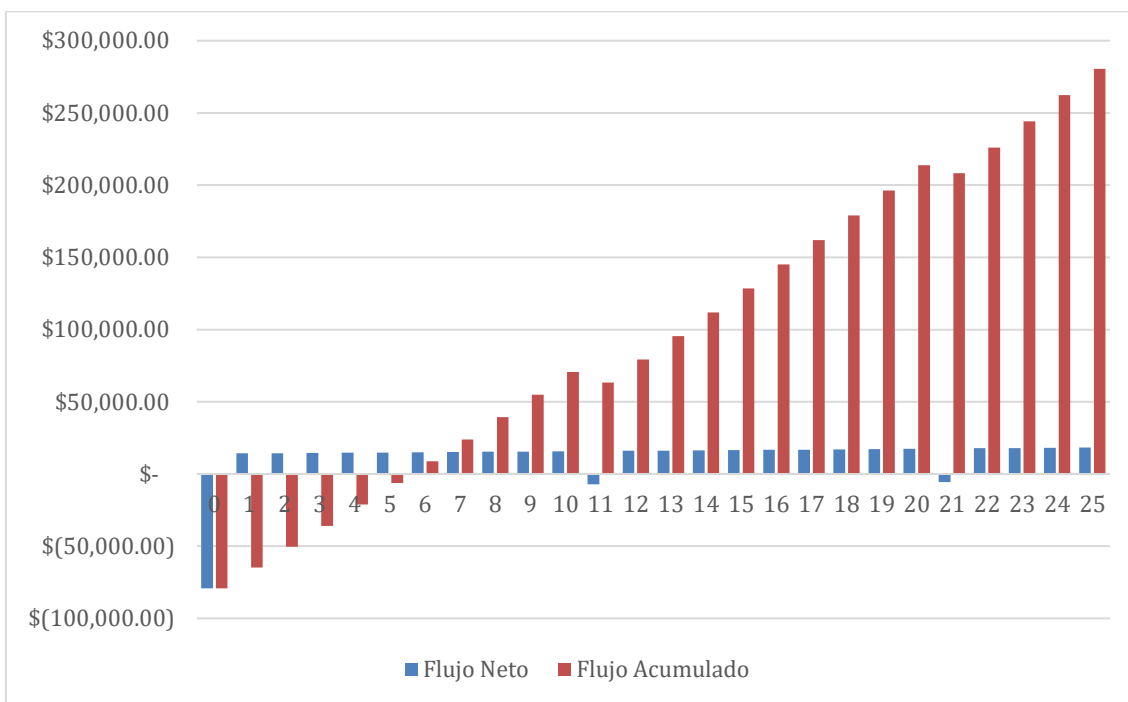
LCOE Alternativa 3 con baterías						
Año	Egresos			Energía		
	Inversión	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 39,550.00	\$ -	\$ 39,550.00	\$ 39,550.00		
1		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.42	73877.8199	73872.94429
2		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.35	73139.0417	73129.38831
3		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.29	72407.65129	72393.31647
4		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.22	71683.57478	71664.65343
5		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.16	70966.73903	70943.32464
6		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.10	70257.07164	70229.25626
7		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 970.03	69554.50092	69522.37522
8		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.97	68858.95591	68822.60918
9		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.90	68170.36635	68129.88651
10		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.84	67488.66269	67444.13634
11	\$ 11,550.00	\$ 970.48	\$ 12,520.48	\$ 12,511.39	66813.77606	66765.28846
12		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.71	66145.6383	66093.27342
13		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.65	65484.18192	65428.02244
14		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.58	64829.3401	64769.46743
15		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.52	64181.0467	64117.541
16		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.46	63539.23623	63472.17642
17		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.39	62903.84387	62833.30766
18		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.33	62274.80543	62200.86933
19		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.26	61652.05738	61574.7967
20		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.20	61035.5368	60955.0257
21	\$ 11,550.00	\$ 970.48	\$ 12,520.48	\$ 12,503.14	60425.18143	60341.4929
22		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.07	59820.92962	59734.13552
23		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 969.01	59222.72032	59132.8914
24		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 968.94	58630.49312	58537.69899
25		\$ 970.48	\$ 970.48	\$ 968.88	58044.18819	57948.4974
Total				\$ 86,866.82		1640056.375
LCOE A3 CBCS		\$ 0.05				

Flujo de caja para las CLE física, alternativa 3:

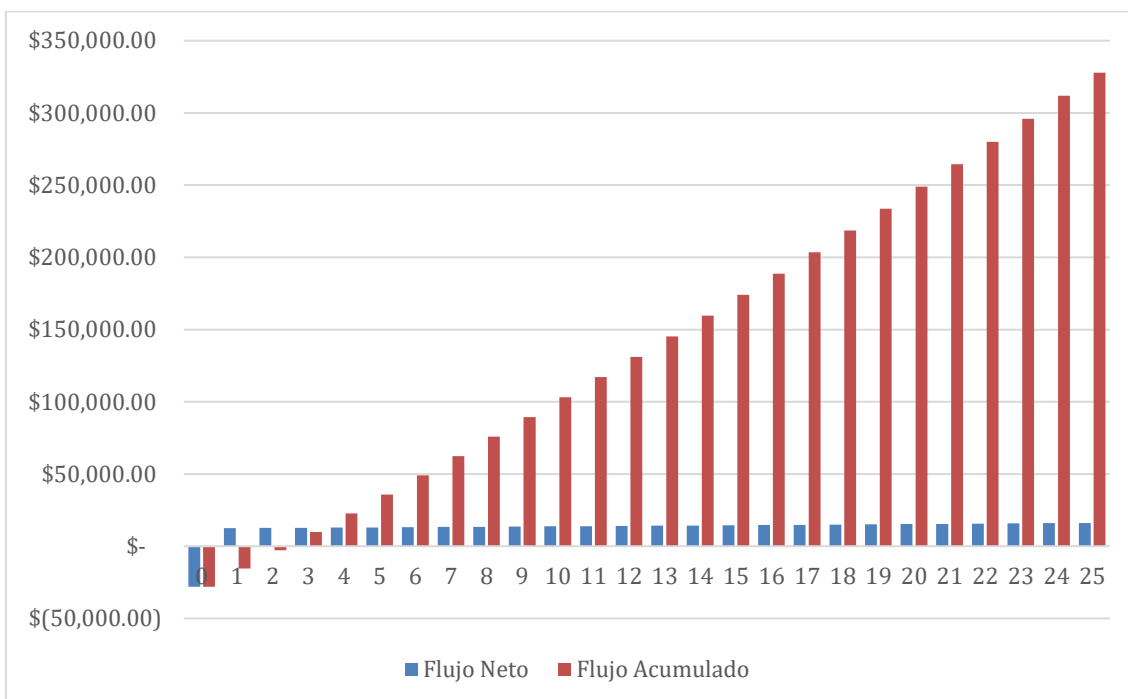
Flujo de caja Alternativa 3 CLE física sin baterías y sin subvención									
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0							\$ 56,000.00	-\$ 56,000.00	-\$ 56,000.00
1	73877.8199	\$ 23,922.00	\$ 970.48	10461	\$ 13,461.00	\$ 12,490.52		\$ 12,490.52	-\$ 43,509.48
2	73139.0417	\$ 24,161.22	\$ 970.48	10565.61	\$ 13,595.61	\$ 12,625.13		\$ 12,625.13	-\$ 30,884.35
3	72407.65129	\$ 24,402.83	\$ 970.48	10671.2661	\$ 13,731.57	\$ 12,761.09		\$ 12,761.09	-\$ 18,123.26
4	71683.57478	\$ 24,646.86	\$ 970.48	10777.97876	\$ 13,868.88	\$ 12,898.40		\$ 12,898.40	-\$ 5,224.86
5	70966.73903	\$ 24,893.33	\$ 970.48	10885.75855	\$ 14,007.57	\$ 13,037.09		\$ 13,037.09	7,812.23
6	70257.07164	\$ 25,142.26	\$ 970.48	10994.61613	\$ 14,147.65	\$ 13,177.17		\$ 13,177.17	20,989.39
7	69554.50092	\$ 25,393.69	\$ 970.48	11104.5623	\$ 14,289.12	\$ 13,318.64		\$ 13,318.64	34,308.04
8	68858.95591	\$ 25,647.62	\$ 970.48	11215.60792	\$ 14,432.01	\$ 13,461.53		\$ 13,461.53	47,769.57
9	68170.36635	\$ 25,904.10	\$ 970.48	11327.764	\$ 14,576.33	\$ 13,605.85		\$ 13,605.85	61,375.43
10	67488.66269	\$ 26,163.14	\$ 970.48	11441.04164	\$ 14,722.10	\$ 13,751.62		\$ 13,751.62	75,127.04
11	66813.77606	\$ 26,424.77	\$ 970.48	11555.45205	\$ 14,869.32	\$ 13,898.84		\$ 13,898.84	89,025.88
12	66145.6383	\$ 26,689.02	\$ 970.48	11671.00657	\$ 15,018.01	\$ 14,047.53		\$ 14,047.53	103,073.41
13	65484.18192	\$ 26,955.91	\$ 970.48	11787.71664	\$ 15,168.19	\$ 14,197.71		\$ 14,197.71	117,271.12
14	64829.3401	\$ 27,225.47	\$ 970.48	11905.59381	\$ 15,319.87	\$ 14,349.39		\$ 14,349.39	131,620.52
15	64181.0467	\$ 27,497.72	\$ 970.48	12024.64974	\$ 15,473.07	\$ 14,502.59		\$ 14,502.59	146,123.11
16	63539.23623	\$ 27,772.70	\$ 970.48	12144.89624	\$ 15,627.80	\$ 14,657.32		\$ 14,657.32	160,780.43
17	62903.84387	\$ 28,050.43	\$ 970.48	12266.3452	\$ 15,784.08	\$ 14,813.60		\$ 14,813.60	175,594.04
18	62274.80543	\$ 28,330.93	\$ 970.48	12389.00866	\$ 15,941.92	\$ 14,971.44		\$ 14,971.44	190,565.48
19	61652.05738	\$ 28,614.24	\$ 970.48	12512.89874	\$ 16,101.34	\$ 15,130.86		\$ 15,130.86	205,696.34
20	61035.5368	\$ 28,900.38	\$ 970.48	12638.02773	\$ 16,262.35	\$ 15,291.87		\$ 15,291.87	220,988.21
21	60425.18143	\$ 29,189.39	\$ 970.48	12764.40801	\$ 16,424.98	\$ 15,454.50		\$ 15,454.50	236,442.71
22	59820.92962	\$ 29,481.28	\$ 970.48	12892.05209	\$ 16,589.23	\$ 15,618.75		\$ 15,618.75	252,061.46
23	59222.72032	\$ 29,776.09	\$ 970.48	13020.97261	\$ 16,755.12	\$ 15,784.64		\$ 15,784.64	267,846.10
24	58630.49312	\$ 30,073.85	\$ 970.48	13151.18233	\$ 16,922.67	\$ 15,952.19		\$ 15,952.19	283,798.29
25	58044.18819	\$ 30,374.59	\$ 970.48	13282.69416	\$ 17,091.90	\$ 16,121.42		\$ 16,121.42	299,919.71



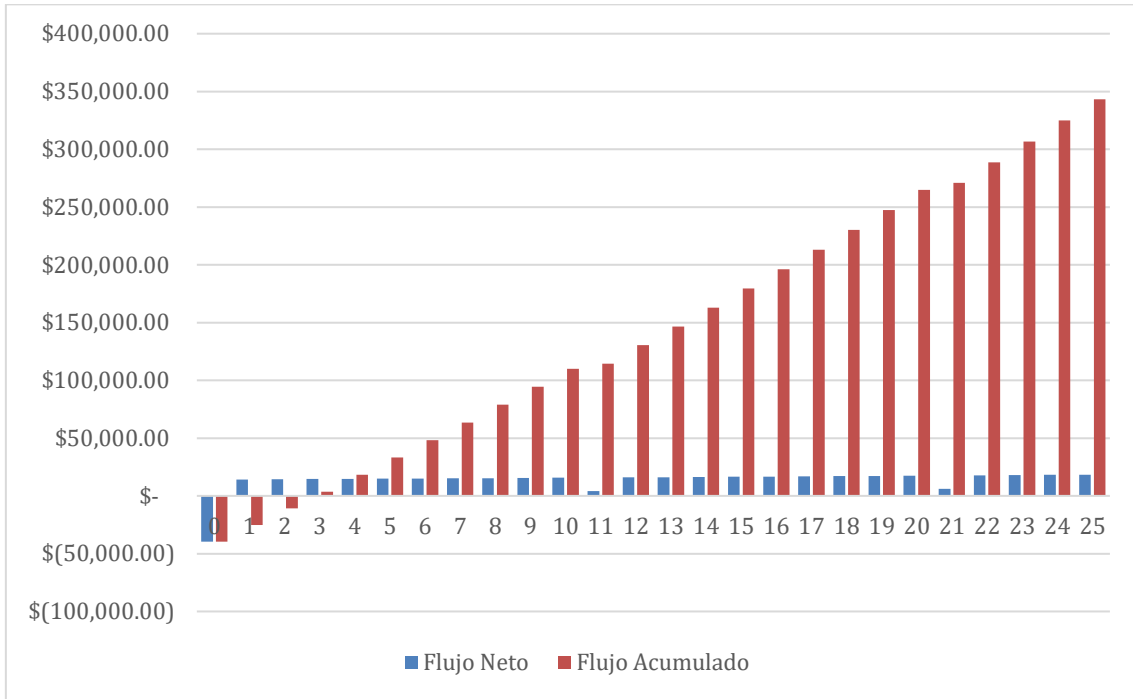
Flujo de caja Alternativa 3 CLE física con baterías y sin subvención									
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0							\$ 79,100.00	-\$ 79,100.00	-\$ 79,100.00
1	73877.8199	\$ 23,922.00	\$ 970.48	8691.6	\$ 15,230.40	\$ 14,259.92		\$ 14,259.92	-\$ 64,840.08
2	73139.0417	\$ 24,161.22	\$ 970.48	8778.516	\$ 15,382.70	\$ 14,412.22		\$ 14,412.22	-\$ 50,427.86
3	72407.65129	\$ 24,402.83	\$ 970.48	8866.30116	\$ 15,536.53	\$ 14,566.05		\$ 14,566.05	-\$ 35,861.80
4	71683.57478	\$ 24,646.86	\$ 970.48	8954.964172	\$ 15,691.90	\$ 14,721.42		\$ 14,721.42	-\$ 21,140.39
5	70966.73903	\$ 24,893.33	\$ 970.48	9044.513813	\$ 15,848.82	\$ 14,878.34		\$ 14,878.34	-\$ 6,262.05
6	70257.07164	\$ 25,142.26	\$ 970.48	9134.958951	\$ 16,007.30	\$ 15,036.82		\$ 15,036.82	\$ 8,774.77
7	69554.50092	\$ 25,393.69	\$ 970.48	9226.308541	\$ 16,167.38	\$ 15,196.90		\$ 15,196.90	\$ 23,971.67
8	68858.95591	\$ 25,647.62	\$ 970.48	9318.571626	\$ 16,329.05	\$ 15,358.57		\$ 15,358.57	\$ 39,330.24
9	68170.36635	\$ 25,904.10	\$ 970.48	9411.757343	\$ 16,492.34	\$ 15,521.86		\$ 15,521.86	\$ 54,852.10
10	67488.66269	\$ 26,163.14	\$ 970.48	9505.874916	\$ 16,657.26	\$ 15,686.78		\$ 15,686.78	\$ 70,538.88
11	66813.77606	\$ 26,424.77	\$ 970.48	9600.933665	\$ 16,823.84	\$ 15,853.36	\$ 23,100.00	-\$ 7,246.64	\$ 63,292.24
12	66145.6383	\$ 26,689.02	\$ 970.48	9696.943002	\$ 16,992.08	\$ 16,021.60		\$ 16,021.60	\$ 79,313.83
13	65484.18192	\$ 26,955.91	\$ 970.48	9793.912432	\$ 17,162.00	\$ 16,191.52		\$ 16,191.52	\$ 95,505.35
14	64829.3401	\$ 27,225.47	\$ 970.48	9891.851556	\$ 17,333.62	\$ 16,363.14		\$ 16,363.14	\$ 111,868.49
15	64181.0467	\$ 27,497.72	\$ 970.48	9990.770072	\$ 17,506.95	\$ 16,536.47		\$ 16,536.47	\$ 128,404.96
16	63539.23623	\$ 27,772.70	\$ 970.48	10090.67777	\$ 17,682.02	\$ 16,711.54		\$ 16,711.54	\$ 145,116.50
17	62903.84387	\$ 28,050.43	\$ 970.48	10191.58455	\$ 17,858.84	\$ 16,888.36		\$ 16,888.36	\$ 162,004.86
18	62274.80543	\$ 28,330.93	\$ 970.48	10293.5004	\$ 18,037.43	\$ 17,066.95		\$ 17,066.95	\$ 179,071.81
19	61652.05738	\$ 28,614.24	\$ 970.48	10396.4354	\$ 18,217.80	\$ 17,247.32		\$ 17,247.32	\$ 196,319.14
20	61035.5368	\$ 28,900.38	\$ 970.48	10500.39975	\$ 18,399.98	\$ 17,429.50		\$ 17,429.50	\$ 213,748.64
21	60425.18143	\$ 29,189.39	\$ 970.48	10605.40375	\$ 18,583.98	\$ 17,613.50	\$ 23,100.00	-\$ 5,486.50	\$ 208,262.14
22	59820.92962	\$ 29,481.28	\$ 970.48	10711.45779	\$ 18,769.82	\$ 17,799.34	\$ -	\$ 17,799.34	\$ 226,061.48
23	59222.72032	\$ 29,776.09	\$ 970.48	10818.57237	\$ 18,957.52	\$ 17,987.04	\$ -	\$ 17,987.04	\$ 244,048.52
24	58630.49312	\$ 30,073.85	\$ 970.48	10926.75809	\$ 19,147.10	\$ 18,176.62	\$ -	\$ 18,176.62	\$ 262,225.14
25	58044.18819	\$ 30,374.59	\$ 970.48	11036.02567	\$ 19,338.57	\$ 18,368.09	\$ -	\$ 18,368.09	\$ 280,593.23



Flujo de caja Alternativa 3 CLE física sin baterías y con subvención									
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0							\$ 28,000.00	-\$ 28,000.00	-\$ 28,000.00
1	73877.8199	\$ 23,922.00	\$ 970.48	10461	\$ 13,461.00	\$ 12,490.52		\$ 12,490.52	-\$ 15,509.48
2	73139.0417	\$ 24,161.22	\$ 970.48	10565.61	\$ 13,595.61	\$ 12,625.13		\$ 12,625.13	-\$ 2,884.35
3	72407.65129	\$ 24,402.83	\$ 970.48	10671.2661	\$ 13,731.57	\$ 12,761.09		\$ 12,761.09	\$ 9,876.74
4	71683.57478	\$ 24,646.86	\$ 970.48	10777.97876	\$ 13,868.88	\$ 12,898.40		\$ 12,898.40	\$ 22,775.14
5	70966.73903	\$ 24,893.33	\$ 970.48	10885.75855	\$ 14,007.57	\$ 13,037.09		\$ 13,037.09	\$ 35,812.23
6	70257.07164	\$ 25,142.26	\$ 970.48	10994.61613	\$ 14,147.65	\$ 13,177.17		\$ 13,177.17	\$ 48,989.39
7	69554.50092	\$ 25,393.69	\$ 970.48	11104.5623	\$ 14,289.12	\$ 13,318.64		\$ 13,318.64	\$ 62,308.04
8	68858.95591	\$ 25,647.62	\$ 970.48	11215.60792	\$ 14,432.01	\$ 13,461.53		\$ 13,461.53	\$ 75,769.57
9	68170.36635	\$ 25,904.10	\$ 970.48	11327.764	\$ 14,576.33	\$ 13,605.85		\$ 13,605.85	\$ 89,375.43
10	67488.66269	\$ 26,163.14	\$ 970.48	11441.04164	\$ 14,722.10	\$ 13,751.62		\$ 13,751.62	\$ 103,127.04
11	66813.77606	\$ 26,424.77	\$ 970.48	11555.45205	\$ 14,869.32	\$ 13,898.84		\$ 13,898.84	\$ 117,025.88
12	66145.6383	\$ 26,689.02	\$ 970.48	11671.00657	\$ 15,018.01	\$ 14,047.53		\$ 14,047.53	\$ 131,073.41
13	65484.18192	\$ 26,955.91	\$ 970.48	11787.71664	\$ 15,168.19	\$ 14,197.71		\$ 14,197.71	\$ 145,271.12
14	64829.3401	\$ 27,225.47	\$ 970.48	11905.59381	\$ 15,319.87	\$ 14,349.39		\$ 14,349.39	\$ 159,620.52
15	64181.0467	\$ 27,497.72	\$ 970.48	12024.64974	\$ 15,473.07	\$ 14,502.59		\$ 14,502.59	\$ 174,123.11
16	63539.23623	\$ 27,772.70	\$ 970.48	12144.89624	\$ 15,627.80	\$ 14,657.32		\$ 14,657.32	\$ 188,780.43
17	62903.84387	\$ 28,050.43	\$ 970.48	12266.3452	\$ 15,784.08	\$ 14,813.60		\$ 14,813.60	\$ 203,594.04
18	62274.80543	\$ 28,330.93	\$ 970.48	12389.00866	\$ 15,941.92	\$ 14,971.44		\$ 14,971.44	\$ 218,565.48
19	61652.05738	\$ 28,614.24	\$ 970.48	12512.89874	\$ 16,101.34	\$ 15,130.86		\$ 15,130.86	\$ 233,696.34
20	61035.5368	\$ 28,900.38	\$ 970.48	12638.02773	\$ 16,262.35	\$ 15,291.87		\$ 15,291.87	\$ 248,988.21
21	60425.18143	\$ 29,189.39	\$ 970.48	12764.40801	\$ 16,424.98	\$ 15,454.50		\$ 15,454.50	\$ 264,442.71
22	59820.92962	\$ 29,481.28	\$ 970.48	12892.05209	\$ 16,589.23	\$ 15,618.75		\$ 15,618.75	\$ 280,061.46
23	59222.72032	\$ 29,776.09	\$ 970.48	13020.97261	\$ 16,755.12	\$ 15,784.64		\$ 15,784.64	\$ 295,846.10
24	58630.49312	\$ 30,073.85	\$ 970.48	13151.18233	\$ 16,922.67	\$ 15,952.19		\$ 15,952.19	\$ 311,798.29
25	58044.18819	\$ 30,374.59	\$ 970.48	13282.69416	\$ 17,091.90	\$ 16,121.42		\$ 16,121.42	\$ 327,919.71



Flujo de caja Alternativa 3 CLE física con baterías y con subvención									
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0							\$ 39,550.00	-\$ 39,550.00	-\$ 39,550.00
1	73877.8199	\$ 23,922.00	\$ 970.48	8691.6	\$ 15,230.40	\$ 14,259.92		\$ 14,259.92	-\$ 25,290.08
2	73139.0417	\$ 24,161.22	\$ 970.48	8778.516	\$ 15,382.70	\$ 14,412.22		\$ 14,412.22	-\$ 10,877.86
3	72407.65129	\$ 24,402.83	\$ 970.48	8866.30116	\$ 15,536.53	\$ 14,566.05		\$ 14,566.05	\$ 3,688.20
4	71683.57478	\$ 24,646.86	\$ 970.48	8954.964172	\$ 15,691.90	\$ 14,721.42		\$ 14,721.42	\$ 18,409.61
5	70966.73903	\$ 24,893.33	\$ 970.48	9044.513813	\$ 15,848.82	\$ 14,878.34		\$ 14,878.34	\$ 33,287.95
6	70257.07164	\$ 25,142.26	\$ 970.48	9134.958951	\$ 16,007.30	\$ 15,036.82		\$ 15,036.82	\$ 48,324.77
7	69554.50092	\$ 25,393.69	\$ 970.48	9226.308541	\$ 16,167.38	\$ 15,196.90		\$ 15,196.90	\$ 63,521.67
8	68858.95591	\$ 25,647.62	\$ 970.48	9318.571626	\$ 16,329.05	\$ 15,358.57		\$ 15,358.57	\$ 78,880.24
9	68170.36635	\$ 25,904.10	\$ 970.48	9411.757343	\$ 16,492.34	\$ 15,521.86		\$ 15,521.86	\$ 94,402.10
10	67488.66269	\$ 26,163.14	\$ 970.48	9505.874916	\$ 16,657.26	\$ 15,686.78		\$ 15,686.78	\$ 110,088.88
11	66813.77606	\$ 26,424.77	\$ 970.48	9600.933665	\$ 16,823.84	\$ 15,853.36	\$ 11,550.00	\$ 4,303.36	\$ 114,392.24
12	66145.6383	\$ 26,689.02	\$ 970.48	9696.943002	\$ 16,992.08	\$ 16,021.60		\$ 16,021.60	\$ 130,413.83
13	65484.18192	\$ 26,955.91	\$ 970.48	9793.912432	\$ 17,162.00	\$ 16,191.52		\$ 16,191.52	\$ 146,605.35
14	64829.3401	\$ 27,225.47	\$ 970.48	9891.851556	\$ 17,333.62	\$ 16,363.14		\$ 16,363.14	\$ 162,968.49
15	64181.0467	\$ 27,497.72	\$ 970.48	9990.770072	\$ 17,506.95	\$ 16,536.47		\$ 16,536.47	\$ 179,504.96
16	63539.23623	\$ 27,772.70	\$ 970.48	10090.67777	\$ 17,682.02	\$ 16,711.54		\$ 16,711.54	\$ 196,216.50
17	62903.84387	\$ 28,050.43	\$ 970.48	10191.58455	\$ 17,858.84	\$ 16,888.36		\$ 16,888.36	\$ 213,104.86
18	62274.80543	\$ 28,330.93	\$ 970.48	10293.5004	\$ 18,037.43	\$ 17,066.95		\$ 17,066.95	\$ 230,171.81
19	61652.05738	\$ 28,614.24	\$ 970.48	10396.4354	\$ 18,217.80	\$ 17,247.32		\$ 17,247.32	\$ 247,419.14
20	61035.5368	\$ 28,900.38	\$ 970.48	10500.39975	\$ 18,399.98	\$ 17,429.50		\$ 17,429.50	\$ 264,848.64
21	60425.18143	\$ 29,189.39	\$ 970.48	10605.40375	\$ 18,583.98	\$ 17,613.50	\$ 11,550.00	\$ 6,063.50	\$ 270,912.14
22	59820.92962	\$ 29,481.28	\$ 970.48	10711.45779	\$ 18,769.82	\$ 17,799.34		\$ 17,799.34	\$ 288,711.48
23	59222.72032	\$ 29,776.09	\$ 970.48	10818.57237	\$ 18,957.52	\$ 17,987.04		\$ 17,987.04	\$ 306,698.52
24	58630.49312	\$ 30,073.85	\$ 970.48	10926.75809	\$ 19,147.10	\$ 18,176.62		\$ 18,176.62	\$ 324,875.14
25	58044.18819	\$ 30,374.59	\$ 970.48	11036.02567	\$ 19,338.57	\$ 18,368.09		\$ 18,368.09	\$ 343,243.23





Simulaciones en PVsyst para CLE virtual, Alternativa 1:



Project: TFM CLE Virtual

Variant: 5 clientes

PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
06/11/22 15:20
with v7.2.21

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used	
Orientation	No 3D scene defined	Transposition	Perez
Fixed plane		Diffuse	Imported
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Circumsolar	separate
Horizon	Near Shadings	User's needs	
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module	Generic	Inverter	Generic
Manufacturer	CSUN 400-144M	Manufacturer	SUN2000-10KTL-M1 220Vac
Model	(Original PVsyst database)	Model	(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	400 Wp	Unit Nom. Power	10.00 kWac
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	10.40 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	2 Strings x 13 In series	Operating voltage	140-980 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>42°C)	11.00 kWac
Pmpp	9.46 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.04
U mpp	482 V		
I mpp	20 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	10 kWp	Total power	10 kWac
Total	26 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	52.2 m ²	Pnom ratio	1.04
Cell area	45.3 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss
Module temperature according to irradiance	Global array res.	Loss Fraction
Uc (const)	411 mΩ	-0.8 %
Uv (wind)	Loss Fraction	
20.0 W/m ² K	1.5 % at STC	
0.0 W/m ² K/m/s		
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	Loss Fraction	
2.0 % at MPP	0.1 %	
IAM loss factor		
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526		
0°	30°	50°
1.000	0.998	0.981
60°	70°	75°
0.948	0.862	0.776
80°	85°	90°
0.636	0.403	0.000



Project: TFM CLE Virtual

Variant: 5 clientes

PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
 06/11/22 15:20
 with v7.2.21

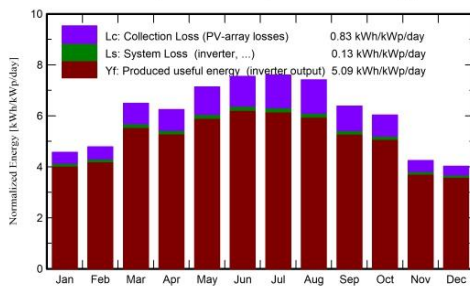
Main results

System Production

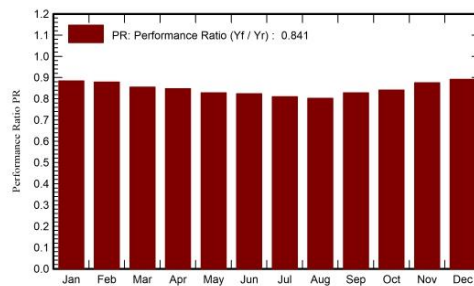
Produced Energy 19.32 MWh/year

Specific production 1858 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 84.14 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	86.6	27.63	11.01	141.6	138.6	1.335	1.301	0.884
February	96.1	37.67	12.38	134.0	131.1	1.255	1.224	0.879
March	161.1	46.22	14.28	201.3	196.8	1.836	1.790	0.855
April	175.5	54.13	15.31	187.4	182.2	1.695	1.652	0.848
May	226.3	60.68	20.83	221.2	215.2	1.955	1.905	0.828
June	242.7	57.88	22.25	226.5	220.1	1.990	1.940	0.824
July	247.4	56.31	25.44	235.7	229.1	2.037	1.986	0.810
August	220.5	54.98	27.45	229.8	224.0	1.969	1.920	0.803
September	163.2	48.00	22.63	191.5	187.0	1.692	1.649	0.828
October	136.4	38.55	20.11	187.1	183.1	1.679	1.637	0.841
November	84.1	32.93	15.11	127.4	124.8	1.191	1.161	0.876
December	74.5	27.80	11.16	124.7	122.0	1.187	1.157	0.892
Year	1914.4	542.80	18.20	2208.2	2153.9	19.821	19.322	0.841

Legends

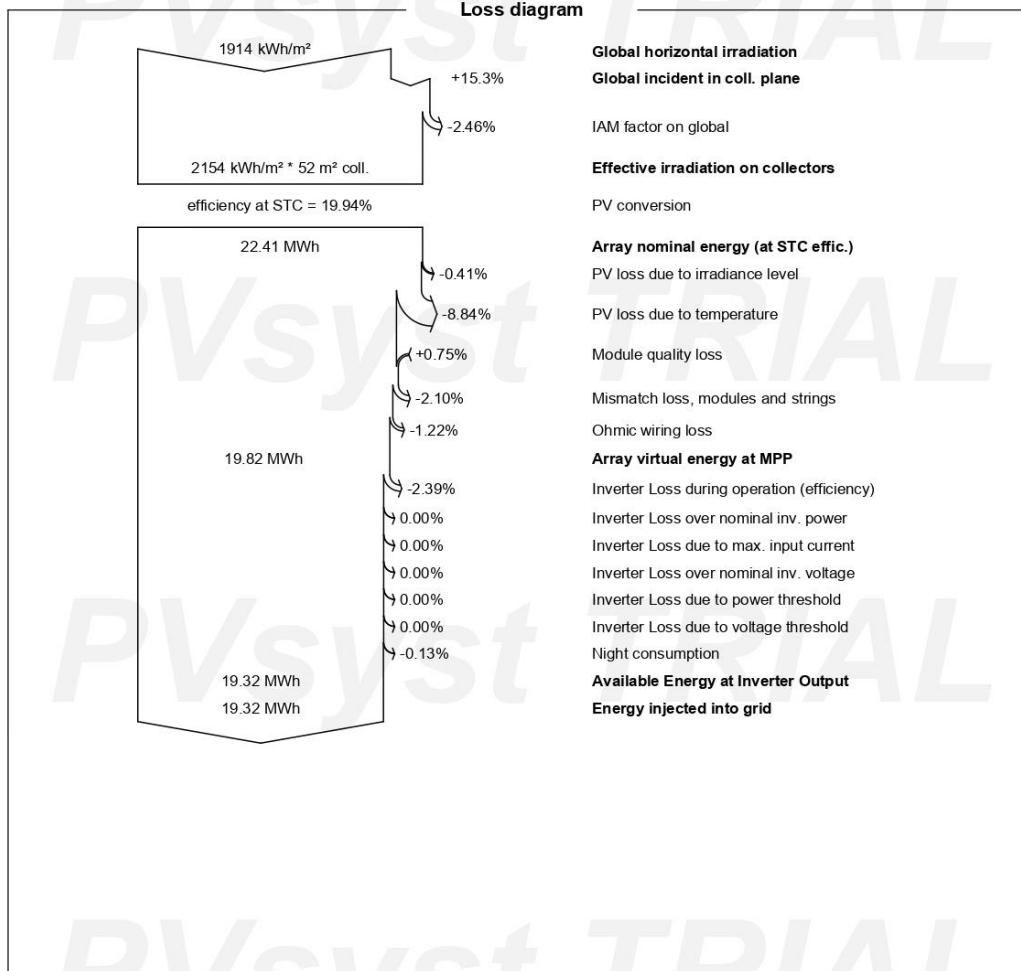
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Project: TFM CLE Virtual

Variant: 5 clientes

PVsyst V7.2.21
 VCO, Simulation date:
 06/11/22 15:20
 with v7.2.21





Script para la gestion de la CLE virtual, Alternativa 1:

```
clear all
Time= 0:8759;
PC1=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","L12:L8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 1
PC2=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","M12:M8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 2
PC3=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","N12:N8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 3
PC4=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","O12:O8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 4
PC5=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","P12:P8771"); %Potencia
Activa Consumida cliente 5
PCT=PC1(:,1)+PC2(:,1)+PC3(:,1)+PC4(:,1)+PC5(:,1);%Potencia consumida Total
PG1=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","J12:J8771");%Potencia
Activa Generada
Hora=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","D12:D8771");
FacturaC1=0;
FacturaCLEC1=0;
FacturaCLEBATC1=0;
FacturaC2=0;
FacturaCLEC2=0;
FacturaCLEBATC2=0;
FacturaC3=0;
FacturaCLEC3=0;
FacturaCLEBATC3=0;
FacturaC4=0;
FacturaCLEC4=0;
FacturaCLEBATC4=0;
FacturaC5=0;
FacturaCLEC5=0;
FacturaCLEBATC5=0;
Totalfactura=0;% Factura original sin beneficios
Totalahorro=0;% Factura de una CLE sin bateria
Totalahorrobat=0;% Factura de una CLE con baterias
Valorexcedentes=0;% Venta de excedentes sin baterias
Valorexcedentesbat=0;% Venta de excedentes con baerias
DE=0;%matriz de gestion de la energia
%Gestion de la energia entre produccion y demanda

for n=1:8760
    DE(n,1)=PG1(n,1);%Energia generada en malaga
    DE(n,2)=PCT(n,1);%Energia consumida en Tolosa
end

%Sistema de almacenamiento y gestion de la energia almacenada
EA=34375;%Capacidad de las baterias
for n=1:8760
    DE(n,3)=0;%Energia proveniente de las baterias
    DE(n,4)=0;%Energia que se almacena en las baterias
    DE(n,5)=0;%Energia proveniente de la red
    DE(n,6)=0;%Energia vertida a la red
    DE(n,7)=0;%Carga y descarga de baterias
    if (Hora(n,1)<= 8) & (0 <= Hora(n,1))% en la noche
```



```
if EA>=34375
    EA=34375;
    DE(n,7)=EA;
    DE(n,4)=0;
    DE(n,5)=PCT(n,1)-DE(n,4);
else
    EA=EA+4608;
    if EA>=34375
        DE(n,4)=4608-(34375-DE(n-1,7));
        DE(n,5)=PCT(n,1)+DE(n,4);
        EA=34375;
        DE(n,7)=EA;
    else
        DE(n,4)=4608;
        DE(n,5)=PCT(n,1)+DE(n,4);
        DE(n,7)=EA;
    end
end
else
    if EA>0
        EA=EA-PCT(n,1);
        if EA<=0
            DE(n,5)=PCT(n,1)-DE(n-1,7);
            EA=0;
            DE(n,7)=EA;
        else
            DE(n,3)=PCT(n,1);
            DE(n,6)=DE(n,3);
            DE(n,7)=EA;
        end
    else
        DE(n,5)=PCT(n,1);
    end
end
end

% Discriminacion de tarifa horaria sin CLE

for i =1:8760
    DE(i,8)=0;% Valor de la energia consumida de la red sin considerar la CLE
    if (10 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14)% Horas punta
        DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3002/1000);
    elseif (Hora(i,1)>=18) & (Hora(i,1) <=22)% Horas punta
        DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3002/1000);
    else
        DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2633/1000);% horas valle
    end
    Totalfactura=Totalfactura+DE(i,8);% Factura al final del mes
end

% Discriminacion de tarifa horaria con CLE pero sin baterias

for i =1:8760
```



```
DE(i,9)=0;% Valor de la energia consumida de la red con la CLE sin
baterias
DE(i,10)=0;% valor del excedente de energia
if (10 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14)% Horas punta
    DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.3002/1000);
    DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
elseif (Hora(i,1)>=18) & (Hora(i,1) <=22)% Horas punta
    DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.3002/1000);
    DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
else
    DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.2633/1000);% horas valle
    DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
end
Valorexcedentes=Valorexcedentes+DE(i,10);
Totalahorro=Totalahorro+DE(i,9)-DE(i,10);% Factura con ahorro
end
% Discriminacion de tarifa horaria con CLE con baterias

for i =1:8760
    DE(i,11)=0;% Valor de la energia consumida de la red con la CLE con
baterias
    DE(i,12)=0;% valor del excedente de energia
    if (10 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14)% Horas punta
        DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3002/1000);
        DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    elseif (Hora(i,1)>=18) & (Hora(i,1) <=22)% Horas punta
        DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3002/1000);
        DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    else
        DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2633/1000);% horas valle
        DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    end
    Valorexcedentesbat=Valorexcedentesbat+DE(i,12);
    Totalahorrobat=Totalahorrobat+DE(i,11)-DE(i,12);% Factura con ahorro con
baterias
end

%Participacion de cada cliente
for j =1:8760
    %Aportacion del C1
    PC1(j,2)=(PC1(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del primer
cliente
    PC1(j,3)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C1 sin considerar
la CLE
    PC1(j,4)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C1 considerando la
CLE sin baterias
    PC1(j,5)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1 considerando
la CLE con baterias
    FacturaC1=FacturaC1+PC1(j,3);
    FacturaCLEC1=FacturaCLEC1+PC1(j,4);
    FacturaCLEBATC1=FacturaCLEBATC1+PC1(j,5);

    %Aportacion del C2
```



```
PC2(j,2)=(PC2(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del segundo
cliente
PC2(j,3)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C2 sin considerar
la CLE
PC2(j,4)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C2 considerando la
CLE sin baterias
PC2(j,5)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C2 considerando
la CLE con baterias
FacturaC2=FacturaC2+PC2(j,3);
FacturaCLEC2=FacturaCLEC2+PC2(j,4);
FacturaCLEBATC2=FacturaCLEBATC2+PC2(j,5);

%Aportacion del C3

PC3(j,2)=(PC3(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del tercer
cliente
PC3(j,3)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C3 sin considerar
la CLE
PC3(j,4)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C3 considerando la
CLE sin baterias
PC3(j,5)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C3 considerando
la CLE con baterias
FacturaC3=FacturaC3+PC3(j,3);
FacturaCLEC3=FacturaCLEC3+PC3(j,4);
FacturaCLEBATC3=FacturaCLEBATC3+PC3(j,5);

%Aportacion del C4

PC4(j,2)=(PC4(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del cuarto
cliente
PC4(j,3)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C4 sin considerar
la CLE
PC4(j,4)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C4 considerando la
CLE sin baterias
PC4(j,5)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C4 considerando
la CLE con baterias
FacturaC4=FacturaC4+PC4(j,3);
FacturaCLEC4=FacturaCLEC4+PC4(j,4);
FacturaCLEBATC4=FacturaCLEBATC4+PC4(j,5);

%Aportacion del C5

PC5(j,2)=(PC5(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del quinto
cliente
PC5(j,3)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C5 sin considerar
la CLE
PC5(j,4)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C5 considerando la
CLE sin baterias
PC5(j,5)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C5 considerando
la CLE con baterias
FacturaC5=FacturaC5+PC5(j,3);
FacturaCLEC5=FacturaCLEC5+PC5(j,4);
FacturaCLEBATC5=FacturaCLEBATC5+PC5(j,5);
```



end

```
figure("Name","Perfil de consumo")
plot(Time,PCT,"Color","r")
figure("Name","Perfil de generacion")
plot(Time,PG1,"Color","g")
figure("Name","Energia proveniete de as baterias")
plot(Time,DE(1:8760,3))%Energia proveniente de las baterias
figure("Name","Energia almacenada en las baterias")
plot(Time,DE(1:8760,4))%Energia que se almacena en las baterias
figure("Name","Energia Proveniente de la red")
plot(Time,DE(1:8760,5))%Energia Proveniente de la red
figure("Name","energia vertida a la red")
plot(Time,DE(1:8760,6))%energia vertida a la red
figure("Name","Carga y descarga de las baterias")
plot(Time,DE(1:8760,7))%Carga y descarga de las baterias
```

Obtención del LCOE para la CLE virtual, alternativa 1:

LCOE Alternativa 1 sin baterias						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$10,400.00	\$ -	\$10,400.00	\$ 10,400.00		
1		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.22	19060.51274	19059.25483
2		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.21	18869.90762	18867.41704
3		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.19	18681.20854	18677.51015
4		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.18	18494.39645	18489.51474
5		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.17	18309.45249	18303.41157
6		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.16	18126.35797	18119.18159
7		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.15	17945.09439	17936.80594
8		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.13	17765.64344	17756.26597
9		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.12	17587.98701	17577.54319
10		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.11	17412.10714	17400.61932
11		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.10	17237.98607	17225.47624
12		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.09	17065.60621	17052.09604
13		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.08	16894.95014	16880.46097
14		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.06	16726.00064	16710.55346
15		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.05	16558.74064	16542.35613
16		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.04	16393.15323	16375.85177
17		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.03	16229.2217	16211.02332
18		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.02	16066.92948	16047.85393
19		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.00	15906.26019	15886.32689
20		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.99	15747.19758	15726.42568
21		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.98	15589.72561	15568.13393
22		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.97	15433.82835	15411.43543
23		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.96	15279.49007	15256.31416
24		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.94	15126.69517	15102.75424
25		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.93	14975.42822	14950.73995
Total				\$ 14,901.89		423135.3265
LCOE A1 SBSS		\$ 0.04				



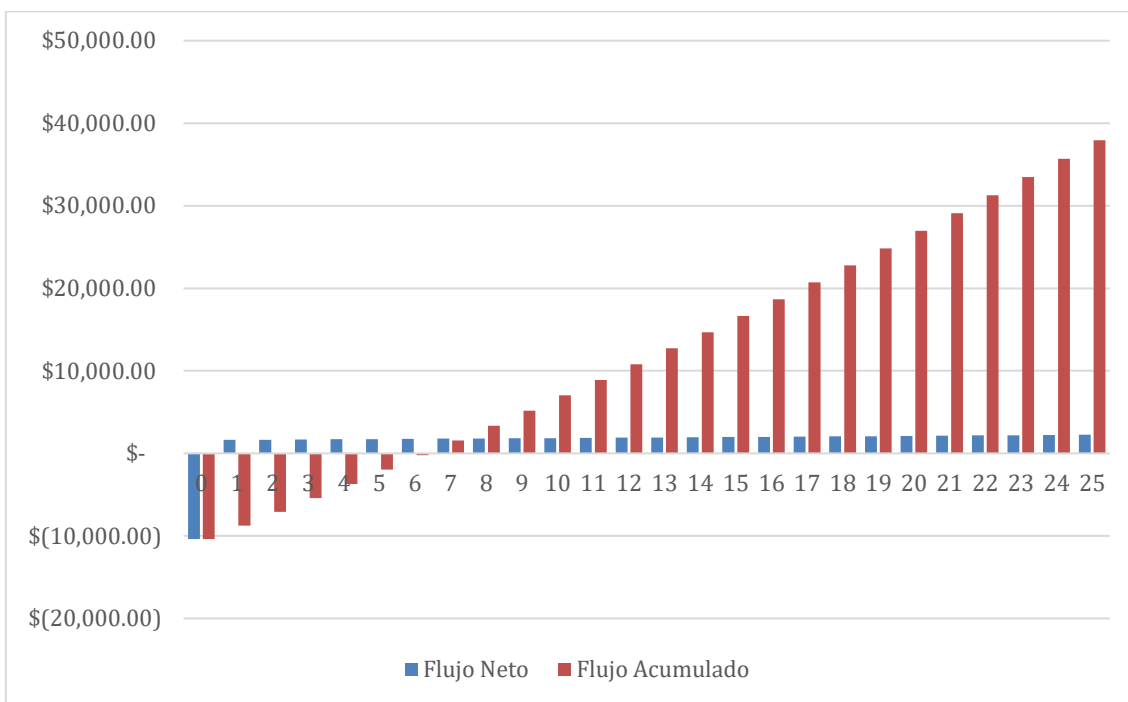
LCOE Alternativa 1 con baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 21,950.00	\$ -	\$ 21,950.00	\$ 21,950.00		
1		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.22	19060.51274	19059.25483
2		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.21	18869.90762	18867.41704
3		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.19	18681.20854	18677.51015
4		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.18	18494.39645	18489.51474
5		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.17	18309.45249	18303.41157
6		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.16	18126.35797	18119.18159
7		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.15	17945.09439	17936.80594
8		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.13	17765.64344	17756.26597
9		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.12	17587.98701	17577.54319
10		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.11	17412.10714	17400.61932
11	\$ 11,550.00	\$ 180.23	\$ 11,730.23	\$ 11,721.72	17237.98607	17225.47624
12		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.09	17065.60621	17052.09604
13		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.08	16894.95014	16880.46097
14		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.06	16726.00064	16710.55346
15		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.05	16558.74064	16542.35613
16		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.04	16393.15323	16375.85177
17		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.03	16229.2217	16211.02332
18		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.02	16066.92948	16047.85393
19		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.00	15906.26019	15886.32689
20		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.99	15747.19758	15726.42568
21	\$ 11,550.00	\$ 180.23	\$ 11,730.23	\$ 11,713.98	15589.72561	15568.13393
22		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.97	15433.82835	15411.43543
23		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.96	15279.49007	15256.31416
24		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.94	15126.69517	15102.75424
25		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.93	14975.42822	14950.73995
Total				\$ 49,527.51		423135.3265
LCOE A1 CBSS		\$ 0.12				



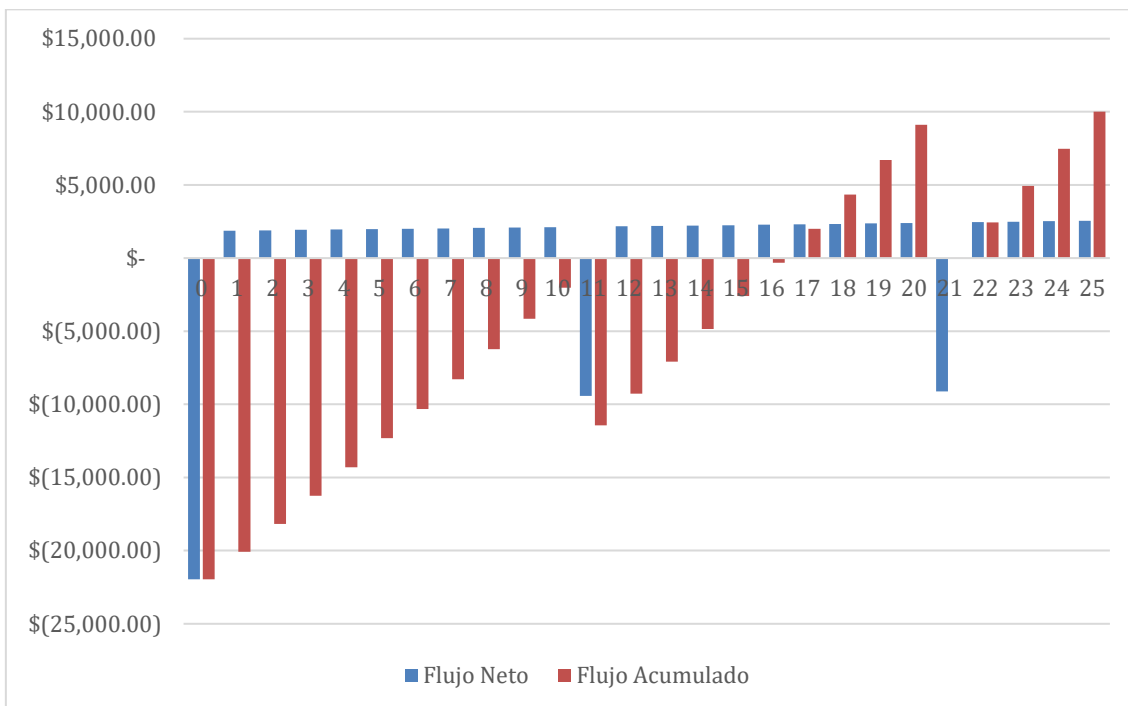
LCOE Alternativa 1 con baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 16,175.00	\$ -	\$ 16,175.00	\$ 16,175.00		
1		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.22	19060.51274	19059.25483
2		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.21	18869.90762	18867.41704
3		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.19	18681.20854	18677.51015
4		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.18	18494.39645	18489.51474
5		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.17	18309.45249	18303.41157
6		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.16	18126.35797	18119.18159
7		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.15	17945.09439	17936.80594
8		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.13	17765.64344	17756.26597
9		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.12	17587.98701	17577.54319
10		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.11	17412.10714	17400.61932
11	5775	\$ 180.23	\$ 5,955.23	\$ 5,950.91	17237.98607	17225.47624
12		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.09	17065.60621	17052.09604
13		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.08	16894.95014	16880.46097
14		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.06	16726.00064	16710.55346
15		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.05	16558.74064	16542.35613
16		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.04	16393.15323	16375.85177
17		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.03	16229.2217	16211.02332
18		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.02	16066.92948	16047.85393
19		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 180.00	15906.26019	15886.32689
20		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.99	15747.19758	15726.42568
21	5775	\$ 180.23	\$ 5,955.23	\$ 5,946.98	15589.72561	15568.13393
22		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.97	15433.82835	15411.43543
23		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.96	15279.49007	15256.31416
24		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.94	15126.69517	15102.75424
25		\$ 180.23	\$ 180.23	\$ 179.93	14975.42822	14950.73995
Total				\$ 32,214.70		423135.3265
LCOE A1 CBCS		\$ 0.08				

Flujo de caja para la CLE virtual, alternativa 1:

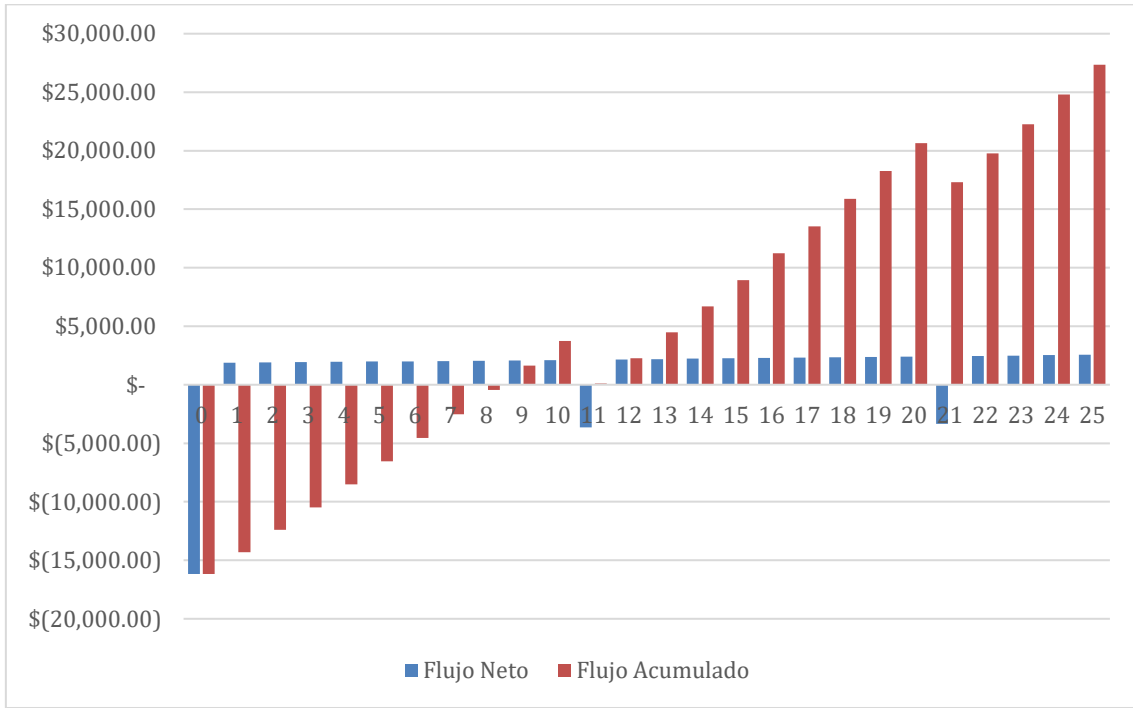
Flujo de caja Alternativa 1 CLE virtual sin baterías y sin subvención										
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Renta de espacio	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0								\$ 10,400.00	-\$ 10,400.00	-\$ 10,400.00
1	19060.51274	\$ 4,947.30	\$ 180.23	\$ 2,660.00	\$ 2,287.30	\$ 469.80	\$ 1,637.27		\$ 1,637.27	8,762.73
2	18869.90762	\$ 4,996.77	\$ 180.23	\$ 2,686.60	\$ 2,310.17	\$ 469.80	\$ 1,660.14		\$ 1,660.14	7,102.59
3	18681.20854	\$ 5,046.74	\$ 180.23	\$ 2,713.47	\$ 2,333.27	\$ 469.80	\$ 1,683.24		\$ 1,683.24	5,419.34
4	18494.39645	\$ 5,097.21	\$ 180.23	\$ 2,740.60	\$ 2,356.61	\$ 469.80	\$ 1,706.58		\$ 1,706.58	3,712.76
5	18309.45249	\$ 5,148.18	\$ 180.23	\$ 2,768.01	\$ 2,380.17	\$ 469.80	\$ 1,730.14		\$ 1,730.14	1,982.62
6	18126.35797	\$ 5,199.66	\$ 180.23	\$ 2,795.69	\$ 2,403.98	\$ 469.80	\$ 1,753.95		\$ 1,753.95	228.68
7	17945.09439	\$ 5,251.66	\$ 180.23	\$ 2,823.64	\$ 2,428.02	\$ 469.80	\$ 1,777.99		\$ 1,777.99	1,549.31
8	17765.64344	\$ 5,304.18	\$ 180.23	\$ 2,851.88	\$ 2,452.30	\$ 469.80	\$ 1,802.27		\$ 1,802.27	3,351.57
9	17587.98701	\$ 5,357.22	\$ 180.23	\$ 2,880.40	\$ 2,476.82	\$ 469.80	\$ 1,826.79		\$ 1,826.79	5,178.36
10	17412.10714	\$ 5,410.79	\$ 180.23	\$ 2,909.20	\$ 2,501.59	\$ 469.80	\$ 1,851.56		\$ 1,851.56	7,029.92
11	17237.98607	\$ 5,464.90	\$ 180.23	\$ 2,938.29	\$ 2,526.60	\$ 469.80	\$ 1,876.57		\$ 1,876.57	8,906.49
12	17065.60621	\$ 5,519.55	\$ 180.23	\$ 2,967.68	\$ 2,551.87	\$ 469.80	\$ 1,901.84		\$ 1,901.84	10,808.33
13	16894.95014	\$ 5,574.74	\$ 180.23	\$ 2,997.35	\$ 2,577.39	\$ 469.80	\$ 1,927.36		\$ 1,927.36	12,735.69
14	16726.00064	\$ 5,630.49	\$ 180.23	\$ 3,027.33	\$ 2,603.16	\$ 469.80	\$ 1,953.13		\$ 1,953.13	14,688.82
15	16558.74064	\$ 5,686.79	\$ 180.23	\$ 3,057.60	\$ 2,629.19	\$ 469.80	\$ 1,979.16		\$ 1,979.16	16,667.98
16	16393.15323	\$ 5,743.66	\$ 180.23	\$ 3,088.18	\$ 2,655.48	\$ 469.80	\$ 2,005.45		\$ 2,005.45	18,673.43
17	16229.2217	\$ 5,801.10	\$ 180.23	\$ 3,119.06	\$ 2,682.04	\$ 469.80	\$ 2,032.01		\$ 2,032.01	20,705.44
18	16066.92948	\$ 5,859.11	\$ 180.23	\$ 3,150.25	\$ 2,708.86	\$ 469.80	\$ 2,058.83		\$ 2,058.83	22,764.27
19	15906.26019	\$ 5,917.70	\$ 180.23	\$ 3,181.75	\$ 2,735.95	\$ 469.80	\$ 2,085.92		\$ 2,085.92	24,850.19
20	15747.19758	\$ 5,976.88	\$ 180.23	\$ 3,213.57	\$ 2,763.31	\$ 469.80	\$ 2,113.28		\$ 2,113.28	26,963.47
21	15589.72561	\$ 6,036.65	\$ 180.23	\$ 3,245.71	\$ 2,790.94	\$ 469.80	\$ 2,140.91		\$ 2,140.91	29,104.38
22	15433.82835	\$ 6,097.01	\$ 180.23	\$ 3,278.16	\$ 2,818.85	\$ 469.80	\$ 2,168.82		\$ 2,168.82	31,273.20
23	15279.49007	\$ 6,157.98	\$ 180.23	\$ 3,310.94	\$ 2,847.04	\$ 469.80	\$ 2,197.01		\$ 2,197.01	33,470.21
24	15126.69517	\$ 6,219.56	\$ 180.23	\$ 3,344.05	\$ 2,875.51	\$ 469.80	\$ 2,225.48		\$ 2,225.48	35,695.69
25	14975.42822	\$ 6,281.76	\$ 180.23	\$ 3,377.49	\$ 2,904.26	\$ 469.80	\$ 2,254.23		\$ 2,254.23	37,949.92



Flujo de caja Alternativa 1 CLE virtual con baterías y sin subvención										
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Renta de espacio	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0								\$ 21,950.00	\$ 21,950.00	\$ 21,950.00
1	19060.51274	\$ 4,947.30	\$ 180.23	\$ 2,422.00	\$ 2,525.30	\$ 469.80	\$ 1,875.27		\$ 1,875.27	\$ 20,074.73
2	18869.90762	\$ 4,996.77	\$ 180.23	\$ 2,446.22	\$ 2,550.55	\$ 469.80	\$ 1,900.52		\$ 1,900.52	\$ 18,174.21
3	18681.20854	\$ 5,046.74	\$ 180.23	\$ 2,470.68	\$ 2,576.06	\$ 469.80	\$ 1,926.03		\$ 1,926.03	\$ 16,248.18
4	18494.39645	\$ 5,097.21	\$ 180.23	\$ 2,495.39	\$ 2,601.82	\$ 469.80	\$ 1,951.79		\$ 1,951.79	\$ 14,296.39
5	18309.45249	\$ 5,148.18	\$ 180.23	\$ 2,520.34	\$ 2,627.84	\$ 469.80	\$ 1,977.81		\$ 1,977.81	\$ 12,318.58
6	18126.35797	\$ 5,199.66	\$ 180.23	\$ 2,545.55	\$ 2,654.12	\$ 469.80	\$ 2,004.09		\$ 2,004.09	\$ 10,314.50
7	17945.09439	\$ 5,251.66	\$ 180.23	\$ 2,571.00	\$ 2,680.66	\$ 469.80	\$ 2,030.63		\$ 2,030.63	\$ 8,283.87
8	17765.64344	\$ 5,304.18	\$ 180.23	\$ 2,596.71	\$ 2,707.46	\$ 469.80	\$ 2,057.43		\$ 2,057.43	\$ 6,226.44
9	17587.98701	\$ 5,357.22	\$ 180.23	\$ 2,622.68	\$ 2,734.54	\$ 469.80	\$ 2,084.51		\$ 2,084.51	\$ 4,141.93
10	17412.10714	\$ 5,410.79	\$ 180.23	\$ 2,648.91	\$ 2,761.88	\$ 469.80	\$ 2,111.85		\$ 2,111.85	\$ 2,030.07
11	17237.98607	\$ 5,464.90	\$ 180.23	\$ 2,675.39	\$ 2,789.50	\$ 469.80	\$ 2,139.47	\$ 11,550.00	\$ 9,410.53	\$ 11,440.60
12	17065.60621	\$ 5,519.55	\$ 180.23	\$ 2,702.15	\$ 2,817.40	\$ 469.80	\$ 2,167.37		\$ 2,167.37	\$ 9,273.24
13	16894.95014	\$ 5,574.74	\$ 180.23	\$ 2,729.17	\$ 2,845.57	\$ 469.80	\$ 2,195.54		\$ 2,195.54	\$ 7,077.69
14	16726.00064	\$ 5,630.49	\$ 180.23	\$ 2,756.46	\$ 2,874.03	\$ 469.80	\$ 2,224.00		\$ 2,224.00	\$ 4,853.70
15	16558.74064	\$ 5,686.79	\$ 180.23	\$ 2,784.03	\$ 2,902.77	\$ 469.80	\$ 2,252.74		\$ 2,252.74	\$ 2,600.96
16	16393.15323	\$ 5,743.66	\$ 180.23	\$ 2,811.87	\$ 2,931.79	\$ 469.80	\$ 2,281.76		\$ 2,281.76	\$ 319.19
17	16229.2217	\$ 5,801.10	\$ 180.23	\$ 2,839.99	\$ 2,961.11	\$ 469.80	\$ 2,311.08		\$ 2,311.08	\$ 1,991.89
18	16066.92948	\$ 5,859.11	\$ 180.23	\$ 2,868.39	\$ 2,990.72	\$ 469.80	\$ 2,340.69		\$ 2,340.69	\$ 4,332.58
19	15906.26019	\$ 5,917.70	\$ 180.23	\$ 2,897.07	\$ 3,020.63	\$ 469.80	\$ 2,370.60		\$ 2,370.60	\$ 6,703.18
20	15747.19758	\$ 5,976.88	\$ 180.23	\$ 2,926.04	\$ 3,050.84	\$ 469.80	\$ 2,400.81		\$ 2,400.81	\$ 9,103.99
21	15589.72561	\$ 6,036.65	\$ 180.23	\$ 2,955.30	\$ 3,081.35	\$ 469.80	\$ 2,431.32	\$ 11,550.00	\$ 9,118.68	\$ 14.69
22	15433.82835	\$ 6,097.01	\$ 180.23	\$ 2,984.85	\$ 3,112.16	\$ 469.80	\$ 2,462.13	\$ -	\$ 2,462.13	\$ 2,447.44
23	15279.49007	\$ 6,157.98	\$ 180.23	\$ 3,014.70	\$ 3,143.28	\$ 469.80	\$ 2,493.25	\$ -	\$ 2,493.25	\$ 4,940.69
24	15126.69517	\$ 6,219.56	\$ 180.23	\$ 3,044.85	\$ 3,174.71	\$ 469.80	\$ 2,524.68	\$ -	\$ 2,524.68	\$ 7,465.37
25	14975.42822	\$ 6,281.76	\$ 180.23	\$ 3,075.30	\$ 3,206.46	\$ 469.80	\$ 2,556.43	\$ -	\$ 2,556.43	\$ 10,021.80



Flujo de caja Alternativa 1 CLE virtual con baterías y con subvención										
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Renta de espacio	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0								\$ 16,175.00	-\$ 16,175.00	-\$ 16,175.00
1	19060.51274	\$ 4,947.30	\$ 180.23	\$ 2,422.00	\$ 2,525.30	\$ 469.80	\$ 1,875.27		\$ 1,875.27	-\$ 14,299.73
2	18869.90762	\$ 4,996.77	\$ 180.23	\$ 2,446.22	\$ 2,550.55	\$ 469.80	\$ 1,900.52		\$ 1,900.52	-\$ 12,399.21
3	18681.20854	\$ 5,046.74	\$ 180.23	\$ 2,470.68	\$ 2,576.06	\$ 469.80	\$ 1,926.03		\$ 1,926.03	-\$ 10,473.18
4	18494.39645	\$ 5,097.21	\$ 180.23	\$ 2,495.39	\$ 2,601.82	\$ 469.80	\$ 1,951.79		\$ 1,951.79	-\$ 8,521.39
5	18309.45249	\$ 5,148.18	\$ 180.23	\$ 2,520.34	\$ 2,627.84	\$ 469.80	\$ 1,977.81		\$ 1,977.81	-\$ 6,543.58
6	18126.35797	\$ 5,199.66	\$ 180.23	\$ 2,545.55	\$ 2,654.12	\$ 469.80	\$ 2,004.09		\$ 2,004.09	-\$ 4,539.50
7	17945.09439	\$ 5,251.66	\$ 180.23	\$ 2,571.00	\$ 2,680.66	\$ 469.80	\$ 2,030.63		\$ 2,030.63	-\$ 2,508.87
8	17765.64344	\$ 5,304.18	\$ 180.23	\$ 2,596.71	\$ 2,707.46	\$ 469.80	\$ 2,057.43		\$ 2,057.43	-\$ 451.44
9	17587.98701	\$ 5,357.22	\$ 180.23	\$ 2,622.68	\$ 2,734.54	\$ 469.80	\$ 2,084.51		\$ 2,084.51	1,633.07
10	17412.10714	\$ 5,410.79	\$ 180.23	\$ 2,648.91	\$ 2,761.88	\$ 469.80	\$ 2,111.85		\$ 2,111.85	\$ 3,744.93
11	17237.98607	\$ 5,464.90	\$ 180.23	\$ 2,675.39	\$ 2,789.50	\$ 469.80	\$ 2,139.47	\$ 5,775.00	-\$ 3,635.53	\$ 109.40
12	17065.60621	\$ 5,519.55	\$ 180.23	\$ 2,702.15	\$ 2,817.40	\$ 469.80	\$ 2,167.37		\$ 2,167.37	\$ 2,276.76
13	16894.95014	\$ 5,574.74	\$ 180.23	\$ 2,729.17	\$ 2,845.57	\$ 469.80	\$ 2,195.54		\$ 2,195.54	\$ 4,472.31
14	16725.00064	\$ 5,630.49	\$ 180.23	\$ 2,756.46	\$ 2,874.03	\$ 469.80	\$ 2,224.00		\$ 2,224.00	\$ 6,696.30
15	16558.74064	\$ 5,686.79	\$ 180.23	\$ 2,784.03	\$ 2,902.77	\$ 469.80	\$ 2,252.74		\$ 2,252.74	\$ 8,949.04
16	16393.15323	\$ 5,743.66	\$ 180.23	\$ 2,811.87	\$ 2,931.79	\$ 469.80	\$ 2,281.76		\$ 2,281.76	\$ 11,230.81
17	16229.2217	\$ 5,801.10	\$ 180.23	\$ 2,839.99	\$ 2,961.11	\$ 469.80	\$ 2,311.08		\$ 2,311.08	\$ 13,541.89
18	16066.92948	\$ 5,859.11	\$ 180.23	\$ 2,868.39	\$ 2,990.72	\$ 469.80	\$ 2,340.69		\$ 2,340.69	\$ 15,882.58
19	15906.26019	\$ 5,917.70	\$ 180.23	\$ 2,897.07	\$ 3,020.63	\$ 469.80	\$ 2,370.60		\$ 2,370.60	\$ 18,253.18
20	15747.19758	\$ 5,976.88	\$ 180.23	\$ 2,926.04	\$ 3,050.84	\$ 469.80	\$ 2,400.81		\$ 2,400.81	\$ 20,653.99
21	15589.72561	\$ 6,036.65	\$ 180.23	\$ 2,955.30	\$ 3,081.35	\$ 469.80	\$ 2,431.32	\$ 5,775.00	-\$ 3,343.68	\$ 17,310.31
22	15433.82835	\$ 6,097.01	\$ 180.23	\$ 2,984.85	\$ 3,112.16	\$ 469.80	\$ 2,462.13		\$ 2,462.13	\$ 19,772.44
23	15279.49007	\$ 6,157.98	\$ 180.23	\$ 3,014.70	\$ 3,143.28	\$ 469.80	\$ 2,493.25		\$ 2,493.25	\$ 22,265.69
24	15126.69517	\$ 6,219.56	\$ 180.23	\$ 3,044.85	\$ 3,174.71	\$ 469.80	\$ 2,524.68		\$ 2,524.68	\$ 24,790.37
25	14975.42822	\$ 6,281.76	\$ 180.23	\$ 3,075.30	\$ 3,206.46	\$ 469.80	\$ 2,556.43		\$ 2,556.43	\$ 27,346.80





Simulaciones en PVsyst para CLE virtual, Alternativa 2:



Project: TFM CLE Virtual

Variant: 6 clientes

PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:
06/11/22 15:18
with v7.2.21

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation			
Orientation			
Fixed plane			
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Sheds configuration	Models used
		No 3D scene defined	Transposition Perez
			Diffuse Imported
			Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings		User's needs
Free Horizon	No Shadings		Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module	Generic	Inverter	Generic
Manufacturer	CSUN 400-144M	Manufacturer	SUN2000-15KTL-M2
Model		Model	
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	400 Wp	Unit Nom. Power	15.0 kWac
Number of PV modules	36 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	14.40 kWp	Total power	15.0 kWac
Modules	2 Strings x 18 In series	Operating voltage	160-950 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>55°C)	16.5 kWac
Pmpp	13.10 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.96
U mpp	667 V		
I mpp	20 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	14 kWp	Total power	15 kWac
Total	36 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	72.2 m ²	Pnom ratio	0.96
Cell area	62.7 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 569 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m ² K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m ² K/m/s								
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Project: TFM CLE Virtual

Variant: 6 clientes

PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:
 06/11/22 15:18
 with v7.2.21

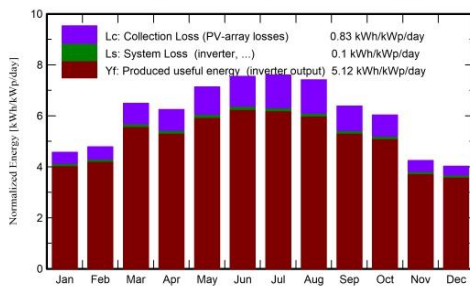
Main results

System Production

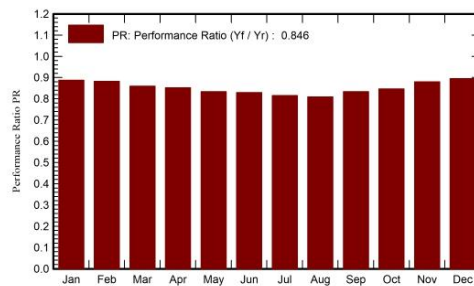
Produced Energy 26.91 MWh/year

Specific production 1868 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 84.62 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	86.6	27.63	11.01	141.6	138.6	1.848	1.809	0.887
February	96.1	37.67	12.38	134.0	131.1	1.738	1.702	0.882
March	161.1	46.22	14.28	201.3	196.8	2.542	2.492	0.860
April	175.5	54.13	15.31	187.4	182.2	2.346	2.298	0.852
May	226.3	60.68	20.83	221.2	215.2	2.706	2.655	0.833
June	242.7	57.88	22.25	226.5	220.1	2.756	2.704	0.829
July	247.4	56.31	25.44	235.7	229.1	2.821	2.768	0.816
August	220.5	54.98	27.45	229.8	224.0	2.727	2.677	0.809
September	163.2	48.00	22.63	191.5	187.0	2.343	2.299	0.834
October	136.4	38.55	20.11	187.1	183.1	2.325	2.281	0.846
November	84.1	32.93	15.11	127.4	124.8	1.649	1.614	0.880
December	74.5	27.80	11.16	124.7	122.0	1.643	1.607	0.895
Year	1914.4	542.80	18.20	2208.2	2153.9	27.445	26.906	0.846

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

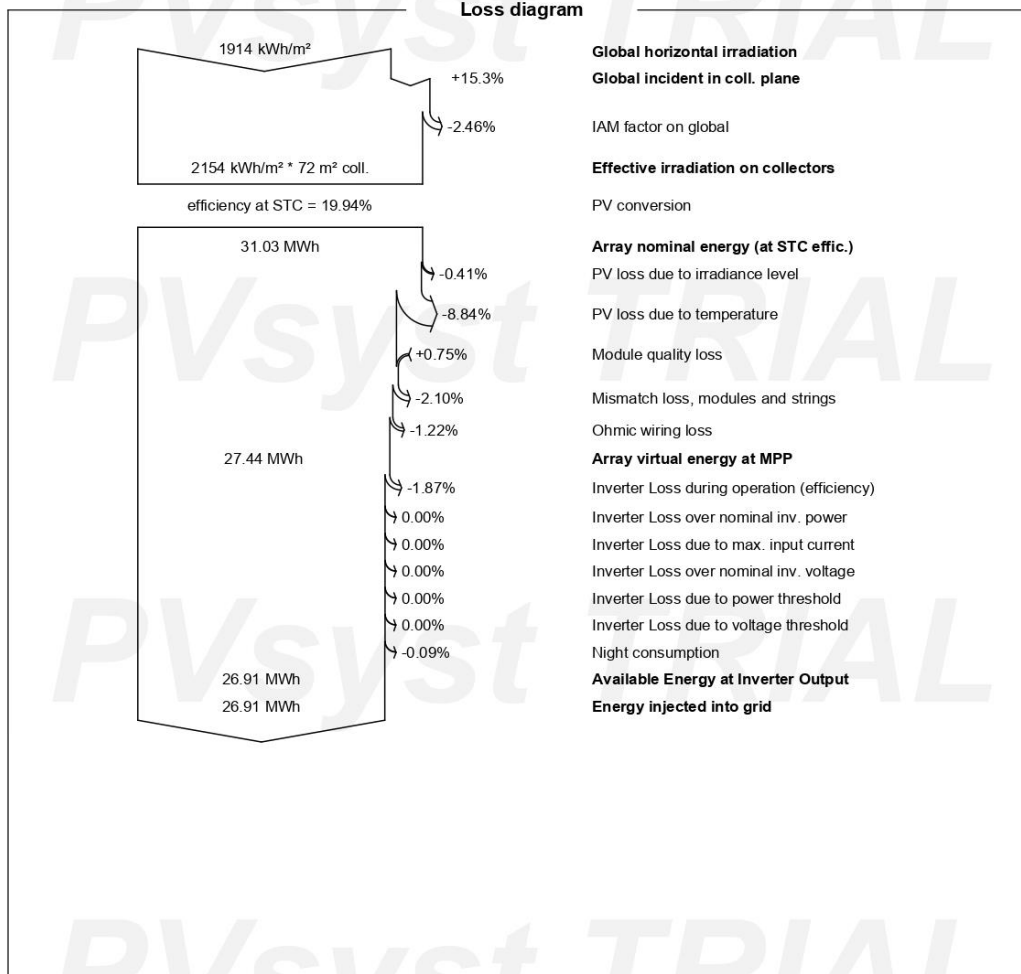


Project: TFM CLE Virtual

Variant: 6 clientes

PVsyst V7.2.21

VC1, Simulation date:
06/11/22 15:18
with v7.2.21





Script para la gestion de la CLE virtual, Alternativa 2:

```
clear all
Time= 0:8759;
PC1=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","L12:L8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 1
PC2=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","M12:M8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 2
PC3=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","N12:N8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 3
PC4=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","O12:O8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 4
PC5=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","P12:P8771"); %Potencia
Activa Consumida cliente 5
PCC6=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","S12:S8771");%Potencia
Activa Consumida cliente comercial 6
PCT=PC1(:,1)+PC2(:,1)+PC3(:,1)+PC4(:,1)+PC5(:,1)+PCC6(:,1);%Potencia
consumida Total
PG1=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","Q12:Q8771");%Potencia
Activa Generada
Hora=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","D12:D8771");
FacturaC1=0;
FacturaCLEC1=0;
FacturaCLEBATC1=0;
FacturaC2=0;
FacturaCLEC2=0;
FacturaCLEBATC2=0;
FacturaC3=0;
FacturaCLEC3=0;
FacturaCLEBATC3=0;
FacturaC4=0;
FacturaCLEC4=0;
FacturaCLEBATC4=0;
FacturaC5=0;
FacturaCLEC5=0;
FacturaCLEBATC5=0;
FacturaC6=0;
FacturaCLEC6=0;
FacturaCLEBATC6=0;
Totalfactura=0;% Factura original sin beneficios
Totalahorro=0;% Factura de una CLE sin bateria
Totalahorrobat=0;% Factura de una CLE con baterias
Valorexcedentes=0;% Venta de excedentes sin baterias
Valorexcedentesbat=0;% Venta de excedentes con baerias
DE=PG1(:,1)-PCT(:,1);%Diferencia de Energia

%Gestion de la energia entre produccion y demanda

for n=1:8760
    DE(n,1)=PG1(n,1);%Energia generada en malaga
    DE(n,2)=PCT(n,1);%Energia consumida en Tolosa
end

%Sistema de almacenamiento y gestion de la energia almacenada
EA=34375;%Capacidad de las baterias
```



```
for n=1:8760
    DE(n,3)=0;%Energia proveniente de las baterias
    DE(n,4)=0;%Energia que se almacena en las baterias
    DE(n,5)=0;%Energia proveniente de la red
    DE(n,6)=0;%Energia vertida a la red
    DE(n,7)=0;%Carga y descarga de baterias
    if (Hora(n,1)<= 8) & (0 <= Hora(n,1))% en la noche
        if EA>=34375
            EA=34375;
            DE(n,7)=EA;
            DE(n,4)=0;
            DE(n,5)=PCT(n,1)-DE(n,4);
        else
            EA=EA+4608;
            if EA>=34375
                DE(n,4)=4608-(34375-DE(n-1,7));
                DE(n,5)=PCT(n,1)+DE(n,4);
                EA=34375;
                DE(n,7)=EA;
            else
                DE(n,4)=4608;
                DE(n,5)=PCT(n,1)+DE(n,4);
                DE(n,7)=EA;
            end
        end
    end
else
    if EA>0
        EA=EA-PCT(n,1);
        if EA<=0
            DE(n,5)=PCT(n,1)-DE(n-1,7);
            EA=0;
            DE(n,7)=EA;
        else
            DE(n,3)=PCT(n,1);
            DE(n,6)=DE(n,3);
            DE(n,7)=EA;
        end
    end
else
    DE(n,5)=PCT(n,1);
end
end
end
% Discriminacion de tarifa horaria sin CLE

for i =1:8760
    DE(i,8)=0;% Valor de la energia consumida de la red sin considerar la CLE
    if (10 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1)<= 14)% Horas punta
        DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3095/1000);
    elseif (Hora(i,1)>=18) & (Hora(i,1) <=22)% Horas punta
        DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3095/1000);
    else
        DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2725/1000);% horas valle
    end
end
```



```
Totalfactura=Totalfactura+DE(i,8);% Factura al final del mes
end

% Discriminacion de tarifa horaria con CLE pero sin baterias

for i =1:8760
    DE(i,9)=0;% Valor de la energia consumida de la red con la CLE sin
baterias
    DE(i,10)=0;% valor del excedente de energia
    if (10 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14)% Horas punta
        DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.3095/1000);
        DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    elseif (Hora(i,1)>=18) & (Hora(i,1) <=22)% Horas punta
        DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.3095/1000);
        DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    else
        DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.2725/1000);% horas valle
        DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    end
    Valorexcedentes=Valorexcedentes+DE(i,10);
    Totalahorro=Totalahorro+DE(i,9)-DE(i,10);% Factura con ahorro
end
% Discriminacion de tarifa horaria con CLE con baterias

for i =1:8760
    DE(i,11)=0;% Valor de la energia consumida de la red con la CLE con
baterias
    DE(i,12)=0;% valor del excedente de energia
    if (10 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14)% Horas punta
        DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3095/1000);
        DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    elseif (Hora(i,1)>=18) & (Hora(i,1) <=22)% Horas punta
        DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3095/1000);
        DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    else
        DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2725/1000);% horas valle
        DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    end
    Valorexcedentesbat=Valorexcedentesbat+DE(i,12);
    Totalahorrobat=Totalahorrobat+DE(i,11)-DE(i,12);% Factura con ahorro con
baterias
end

%Participacion de cada cliente
for j =1:8760
    %Aportacion del C1
    PC1(j,2)=(PC1(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del primer
cliente
    PC1(j,3)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C1 sin considerar
la CLE
    PC1(j,4)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C1 considerando la
CLE sin baterias
    PC1(j,5)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1 considerando
la CLE con baterias
```



```
FacturaC1=FacturaC1+PC1(j,3);
FacturaCLEC1=FacturaCLEC1+PC1(j,4);
FacturaCLEBATC1=FacturaCLEBATC1+PC1(j,5);

%Aportacion del C2

PC2(j,2)=(PC2(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del segundo
cliente
PC2(j,3)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C2 sin considerar
la CLE
PC2(j,4)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C2 considerando la
CLE sin baterias
PC2(j,5)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C2 considerando
la CLE con baterias
FacturaC2=FacturaC2+PC2(j,3);
FacturaCLEC2=FacturaCLEC2+PC2(j,4);
FacturaCLEBATC2=FacturaCLEBATC2+PC2(j,5);

%Aportacion del C3

PC3(j,2)=(PC3(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del tercer
cliente
PC3(j,3)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C3 sin considerar
la CLE
PC3(j,4)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C3 considerando la
CLE sin baterias
PC3(j,5)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C3 considerando
la CLE con baterias
FacturaC3=FacturaC3+PC3(j,3);
FacturaCLEC3=FacturaCLEC3+PC3(j,4);
FacturaCLEBATC3=FacturaCLEBATC3+PC3(j,5);

%Aportacion del C4

PC4(j,2)=(PC4(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del cuarto
cliente
PC4(j,3)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C4 sin considerar
la CLE
PC4(j,4)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C4 considerando la
CLE sin baterias
PC4(j,5)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C4 considerando
la CLE con baterias
FacturaC4=FacturaC4+PC4(j,3);
FacturaCLEC4=FacturaCLEC4+PC4(j,4);
FacturaCLEBATC4=FacturaCLEBATC4+PC4(j,5);

%Aportacion del C5

PC5(j,2)=(PC5(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del quinto
cliente
PC5(j,3)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C5 sin considerar
la CLE
PC5(j,4)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C5 considerando la
CLE sin baterias
```



```
PC5(j,5)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C5 considerando
la CLE con baterias
FacturaC5=FacturaC5+PC5(j,3);
FacturaCLEC5=FacturaCLEC5+PC5(j,4);
FacturaCLEBATC5=FacturaCLEBATC5+PC5(j,5);

%Aportacion del CC6

PCC6(j,2)=(PCC6(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del cliente
comercial 6
PCC6(j,3)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el CC6 sin
considerar la CLE
PCC6(j,4)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el CC6 considerando
la CLE sin baterias
PCC6(j,5)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el CC6
considerando la CLE con baterias
FacturaC6=FacturaC6+PCC6(j,3);
FacturaCLEC6=FacturaCLEC6+PCC6(j,4);
FacturaCLEBATC6=FacturaCLEBATC6+PCC6(j,5);

end

figure("Name","Perfil de consumo")
plot(Time,PCT,"Color","r")
figure("Name","Perfil de generacion")
plot(Time,PG1,"Color","g")
figure("Name","Energia proveniente de as baterias")
plot(Time,DE(1:8760,3))%Energia proveniente de las baterias
figure("Name","Energia almacenada en las baterias")
plot(Time,DE(1:8760,4))%Energia que se almacena en las baterias
figure("Name","Energia Proveniente de la red")
plot(Time,DE(1:8760,5))%Energia Proveniente de la red
figure("Name","energia vertida a la red")
plot(Time,DE(1:8760,6))%energia vertida a la red
figure("Name","Carga y descarga de las baterias")
plot(Time,DE(1:8760,7))%Carga y descarga de las baterias
```



Obtención del LCOE para la CLE virtual, alternativa 2:

LCOE Alternativa 2 sin baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$14,400.00	\$ -	\$14,400.00	\$ 14,400.00		
1		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.53	26391.47918	26389.73746
2		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.52	26127.56439	26124.1159
3		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.50	25866.28875	25861.1679
4		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.48	25607.62586	25600.86656
5		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.47	25351.5496	25343.18525
6		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.45	25098.03411	25088.09758
7		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.43	24847.05377	24835.57746
8		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.42	24598.58323	24585.59903
9		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.40	24352.5974	24338.13672
10		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.39	24109.07142	24093.16521
11		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.37	23867.98071	23850.65941
12		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.35	23629.3009	23610.59452
13		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.34	23393.00789	23372.94596
14		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.32	23159.07781	23137.68941
15		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.30	22927.48703	22904.8008
16		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.29	22698.21216	22674.25629
17		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.27	22471.23004	22446.03229
18		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.25	22246.51774	22220.10544
19		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.24	22024.05256	21996.45262
20		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.22	21803.81204	21775.05094
21		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.20	21585.77392	21555.87774
22		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.19	21369.91618	21338.9106
23		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.17	21156.21702	21124.1273
24		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.16	20944.65485	20911.50587
25		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.14	20735.2083	20701.02454
Total				\$ 20,633.40		585879.6828
LCOE A2 SBSS		\$ 0.04				



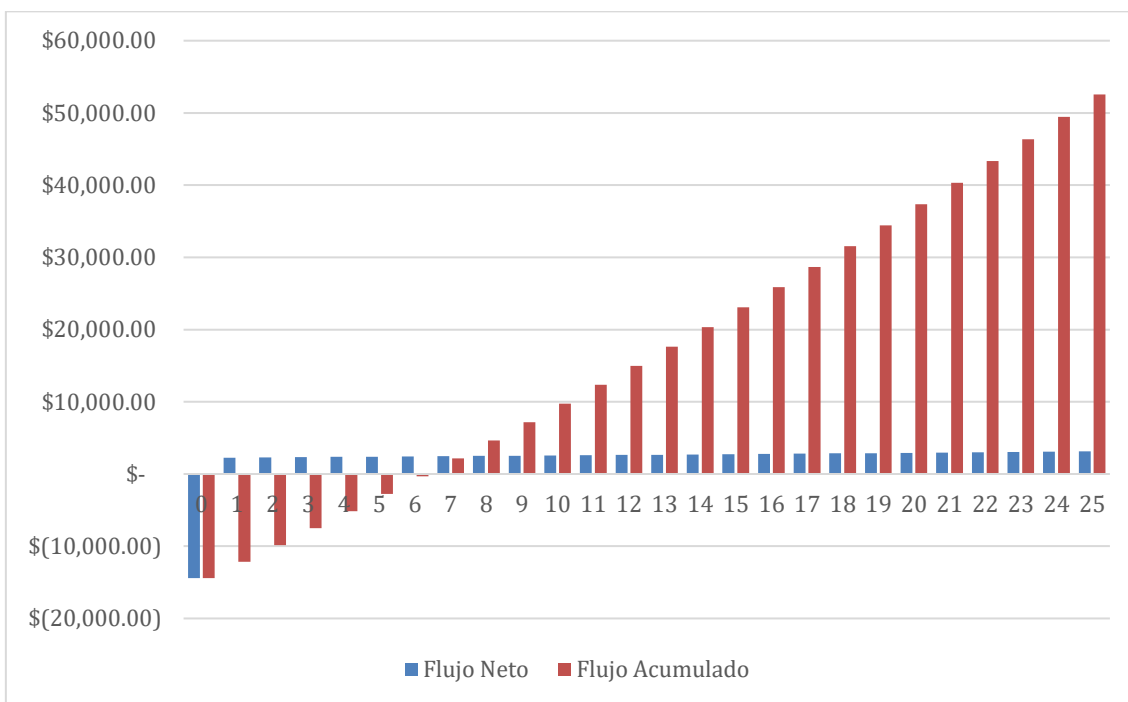
LCOE Alternativa 2 con baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 25,950.00	\$ -	\$ 25,950.00	\$ 25,950.00		
1		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.53	26391.47918	26389.73746
2		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.52	26127.56439	26124.1159
3		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.50	25866.28875	25861.1679
4		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.48	25607.62586	25600.86656
5		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.47	25351.5496	25343.18525
6		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.45	25098.03411	25088.09758
7		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.43	24847.05377	24835.57746
8		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.42	24598.58323	24585.59903
9		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.40	24352.5974	24338.13672
10		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.39	24109.07142	24093.16521
11	\$ 11,550.00	\$ 249.55	\$ 11,799.55	\$ 11,790.99	23867.98071	23850.65941
12		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.35	23629.3009	23610.59452
13		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.34	23393.00789	23372.94596
14		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.32	23159.07781	23137.68941
15		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.30	22927.48703	22904.8008
16		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.29	22698.21216	22674.25629
17		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.27	22471.23004	22446.03229
18		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.25	22246.51774	22220.10544
19		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.24	22024.05256	21996.45262
20		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.22	21803.81204	21775.05094
21	\$ 11,550.00	\$ 249.55	\$ 11,799.55	\$ 11,783.21	21585.77392	21555.87774
22		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.19	21369.91618	21338.9106
23		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.17	21156.21702	21124.1273
24		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.16	20944.65485	20911.50587
25		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.14	20735.2083	20701.02454
Total				\$ 55,259.02		585879.6828
LCOE A2 CBSS		\$ 0.09				



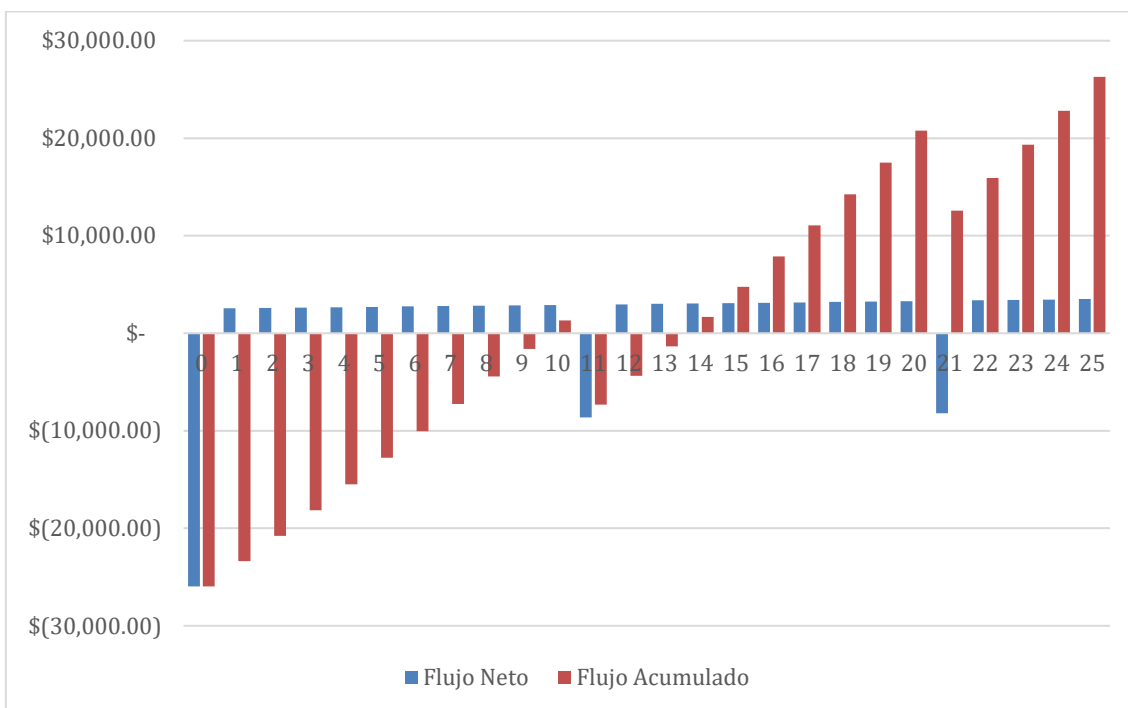
LCOE Alternativa 2 con baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 20,175.00	\$ -	\$ 20,175.00	\$ 20,175.00		
1		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.53	26391.47918	26389.73746
2		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.52	26127.56439	26124.1159
3		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.50	25866.28875	25861.1679
4		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.48	25607.62586	25600.86656
5		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.47	25351.5496	25343.18525
6		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.45	25098.03411	25088.09758
7		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.43	24847.05377	24835.57746
8		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.42	24598.58323	24585.59903
9		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.40	24352.5974	24338.13672
10		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.39	24109.07142	24093.16521
11	5775	\$ 249.55	\$ 6,024.55	\$ 6,020.18	23867.98071	23850.65941
12		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.35	23629.3009	23610.59452
13		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.34	23393.00789	23372.94596
14		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.32	23159.07781	23137.68941
15		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.30	22927.48703	22904.8008
16		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.29	22698.21216	22674.25629
17		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.27	22471.23004	22446.03229
18		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.25	22246.51774	22220.10544
19		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.24	22024.05256	21996.45262
20		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.22	21803.81204	21775.05094
21	5775	\$ 249.55	\$ 6,024.55	\$ 6,016.21	21585.77392	21555.87774
22		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.19	21369.91618	21338.9106
23		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.17	21156.21702	21124.1273
24		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.16	20944.65485	20911.50587
25		\$ 249.55	\$ 249.55	\$ 249.14	20735.2083	20701.02454
Total				\$ 37,946.21		585879.6828
LCOE A2 CBCS		\$ 0.06				

Flujo de caja para la CLE virtual, alternativa 2:

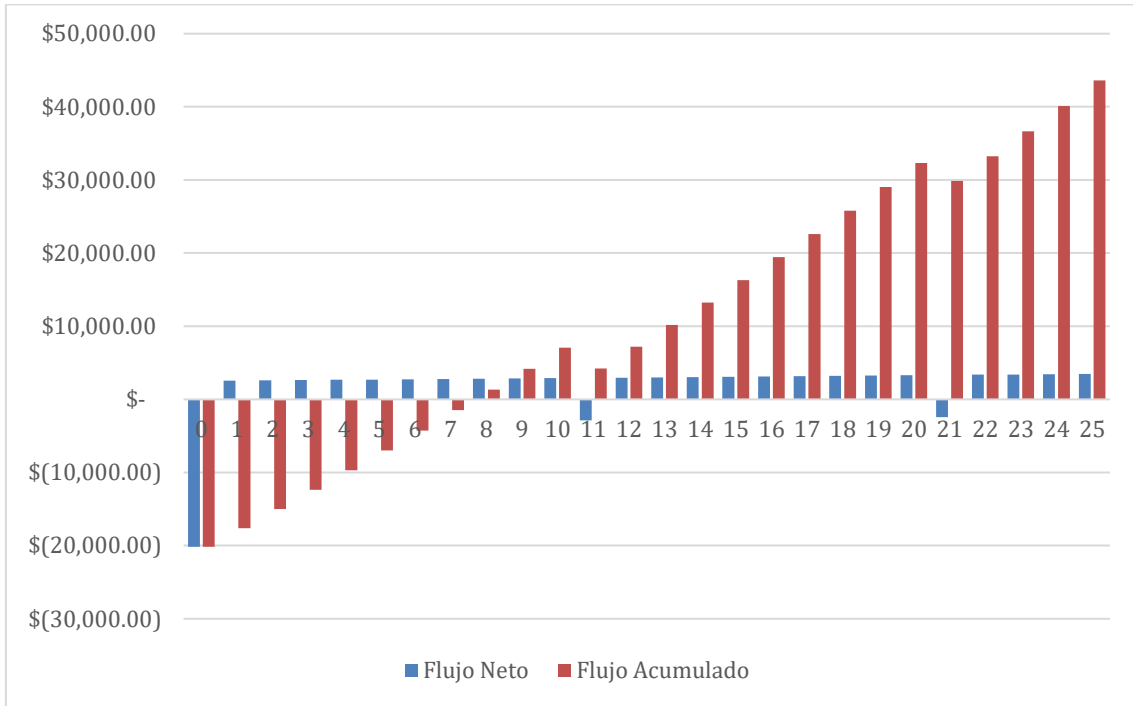
Flujo de caja Alternativa 2 CLE virtual sin baterías y sin subvención										
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Renta de espacio	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0								\$ 14,400.00	-\$ 14,400.00	-\$ 14,400.00
1	26391.47918	\$ 7,137.90	\$ 249.55	\$ 3,970.90	\$ 3,167.00	\$ 649.80	\$ 2,267.65		\$ 2,267.65	-\$ 12,132.35
2	26127.56439	\$ 7,209.28	\$ 249.55	\$ 4,010.61	\$ 3,198.67	\$ 649.80	\$ 2,299.32		\$ 2,299.32	-\$ 9,833.03
3	25866.28875	\$ 7,281.37	\$ 249.55	\$ 4,050.72	\$ 3,230.66	\$ 649.80	\$ 2,331.31		\$ 2,331.31	-\$ 7,501.72
4	25607.62586	\$ 7,354.19	\$ 249.55	\$ 4,091.22	\$ 3,262.96	\$ 649.80	\$ 2,363.61		\$ 2,363.61	-\$ 5,138.11
5	25351.5496	\$ 7,427.73	\$ 249.55	\$ 4,132.13	\$ 3,295.59	\$ 649.80	\$ 2,396.24		\$ 2,396.24	-\$ 2,741.87
6	25098.03411	\$ 7,502.00	\$ 249.55	\$ 4,173.46	\$ 3,328.55	\$ 649.80	\$ 2,429.20		\$ 2,429.20	-\$ 312.67
7	24847.05377	\$ 7,577.02	\$ 249.55	\$ 4,215.19	\$ 3,361.83	\$ 649.80	\$ 2,462.48		\$ 2,462.48	\$ 2,149.82
8	24598.58323	\$ 7,652.79	\$ 249.55	\$ 4,257.34	\$ 3,395.45	\$ 649.80	\$ 2,496.10		\$ 2,496.10	\$ 4,645.92
9	24352.5974	\$ 7,729.32	\$ 249.55	\$ 4,299.92	\$ 3,429.41	\$ 649.80	\$ 2,530.06		\$ 2,530.06	\$ 7,175.98
10	24109.07142	\$ 7,806.62	\$ 249.55	\$ 4,342.91	\$ 3,463.70	\$ 649.80	\$ 2,564.35		\$ 2,564.35	\$ 9,740.33
11	23867.98071	\$ 7,884.68	\$ 249.55	\$ 4,386.34	\$ 3,498.34	\$ 649.80	\$ 2,598.99		\$ 2,598.99	\$ 12,339.32
12	23629.3009	\$ 7,963.53	\$ 249.55	\$ 4,430.21	\$ 3,533.32	\$ 649.80	\$ 2,633.97		\$ 2,633.97	\$ 14,973.29
13	23393.00789	\$ 8,043.16	\$ 249.55	\$ 4,474.51	\$ 3,568.65	\$ 649.80	\$ 2,669.30		\$ 2,669.30	\$ 17,642.59
14	23159.07781	\$ 8,123.60	\$ 249.55	\$ 4,519.25	\$ 3,604.34	\$ 649.80	\$ 2,704.99		\$ 2,704.99	\$ 20,347.58
15	22927.48703	\$ 8,204.83	\$ 249.55	\$ 4,564.45	\$ 3,640.38	\$ 649.80	\$ 2,741.03		\$ 2,741.03	\$ 23,088.62
16	22698.21216	\$ 8,286.88	\$ 249.55	\$ 4,610.09	\$ 3,676.79	\$ 649.80	\$ 2,777.44		\$ 2,777.44	\$ 25,866.06
17	22471.23004	\$ 8,369.75	\$ 249.55	\$ 4,656.19	\$ 3,713.56	\$ 649.80	\$ 2,814.21		\$ 2,814.21	\$ 28,680.26
18	22246.51774	\$ 8,453.45	\$ 249.55	\$ 4,702.75	\$ 3,750.69	\$ 649.80	\$ 2,851.34		\$ 2,851.34	\$ 31,531.61
19	22024.05256	\$ 8,537.98	\$ 249.55	\$ 4,749.78	\$ 3,788.20	\$ 649.80	\$ 2,888.85		\$ 2,888.85	\$ 34,420.45
20	21803.81204	\$ 8,623.36	\$ 249.55	\$ 4,797.28	\$ 3,826.08	\$ 649.80	\$ 2,926.73		\$ 2,926.73	\$ 37,347.19
21	21585.77392	\$ 8,709.59	\$ 249.55	\$ 4,845.25	\$ 3,864.34	\$ 649.80	\$ 2,964.99		\$ 2,964.99	\$ 40,312.18
22	21369.91618	\$ 8,796.69	\$ 249.55	\$ 4,893.71	\$ 3,902.99	\$ 649.80	\$ 3,003.64		\$ 3,003.64	\$ 43,315.81
23	21156.21702	\$ 8,884.66	\$ 249.55	\$ 4,942.64	\$ 3,942.02	\$ 649.80	\$ 3,042.67		\$ 3,042.67	\$ 46,358.48
24	20944.65485	\$ 8,973.50	\$ 249.55	\$ 4,992.07	\$ 3,981.44	\$ 649.80	\$ 3,082.09		\$ 3,082.09	\$ 49,440.56
25	20735.2083	\$ 9,063.24	\$ 249.55	\$ 5,041.99	\$ 4,021.25	\$ 649.80	\$ 3,121.90		\$ 3,121.90	\$ 52,562.46



Flujo de caja Alternativa 2 CLE virtual con baterías y sin subvención										
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Renta de espacio	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0								\$ 25,950.00	\$ 25,950.00	\$ 25,950.00
1	26391.47918	\$ 7,137.90	\$ 249.55	\$ 3,674.00	\$ 3,463.90	\$ 649.80	\$ 2,564.55		\$ 2,564.55	\$ 23,385.45
2	26127.56439	\$ 7,209.28	\$ 249.55	\$ 3,710.74	\$ 3,498.54	\$ 649.80	\$ 2,599.19		\$ 2,599.19	\$ 20,786.26
3	25866.28875	\$ 7,281.37	\$ 249.55	\$ 3,747.85	\$ 3,533.52	\$ 649.80	\$ 2,634.17		\$ 2,634.17	\$ 18,152.09
4	25607.62586	\$ 7,354.19	\$ 249.55	\$ 3,785.33	\$ 3,568.86	\$ 649.80	\$ 2,669.51		\$ 2,669.51	\$ 15,482.58
5	25351.5496	\$ 7,427.73	\$ 249.55	\$ 3,823.18	\$ 3,604.55	\$ 649.80	\$ 2,705.20		\$ 2,705.20	\$ 12,777.38
6	25098.03411	\$ 7,502.00	\$ 249.55	\$ 3,861.41	\$ 3,640.59	\$ 649.80	\$ 2,741.24		\$ 2,741.24	\$ 10,036.14
7	24847.05377	\$ 7,577.02	\$ 249.55	\$ 3,900.03	\$ 3,677.00	\$ 649.80	\$ 2,777.65		\$ 2,777.65	\$ 7,258.49
8	24598.58323	\$ 7,652.79	\$ 249.55	\$ 3,939.03	\$ 3,713.77	\$ 649.80	\$ 2,814.42		\$ 2,814.42	\$ 4,444.07
9	24352.5974	\$ 7,729.32	\$ 249.55	\$ 3,978.42	\$ 3,750.91	\$ 649.80	\$ 2,851.56		\$ 2,851.56	\$ 1,592.51
10	24109.07142	\$ 7,806.62	\$ 249.55	\$ 4,018.20	\$ 3,788.42	\$ 649.80	\$ 2,889.07		\$ 2,889.07	\$ 1,296.56
11	23867.98071	\$ 7,884.68	\$ 249.55	\$ 4,058.38	\$ 3,826.30	\$ 649.80	\$ 2,926.95	\$ 11,550.00	\$ 8,623.05	\$ 7,326.49
12	23629.3009	\$ 7,963.53	\$ 249.55	\$ 4,098.97	\$ 3,864.56	\$ 649.80	\$ 2,965.21		\$ 2,965.21	\$ 4,361.28
13	23393.00789	\$ 8,043.16	\$ 249.55	\$ 4,139.96	\$ 3,903.21	\$ 649.80	\$ 3,003.86		\$ 3,003.86	\$ 1,357.42
14	23159.07781	\$ 8,123.60	\$ 249.55	\$ 4,181.35	\$ 3,942.24	\$ 649.80	\$ 3,042.89		\$ 3,042.89	\$ 1,685.47
15	22927.48703	\$ 8,204.83	\$ 249.55	\$ 4,223.17	\$ 3,981.66	\$ 649.80	\$ 3,082.31		\$ 3,082.31	\$ 4,767.79
16	22698.21216	\$ 8,286.88	\$ 249.55	\$ 4,265.40	\$ 4,021.48	\$ 649.80	\$ 3,122.13		\$ 3,122.13	\$ 7,899.92
17	22471.23004	\$ 8,369.75	\$ 249.55	\$ 4,308.05	\$ 4,061.70	\$ 649.80	\$ 3,162.35		\$ 3,162.35	\$ 11,052.26
18	22246.51774	\$ 8,453.45	\$ 249.55	\$ 4,351.13	\$ 4,102.31	\$ 649.80	\$ 3,202.96		\$ 3,202.96	\$ 14,255.22
19	22024.05256	\$ 8,537.98	\$ 249.55	\$ 4,394.65	\$ 4,143.34	\$ 649.80	\$ 3,243.99		\$ 3,243.99	\$ 17,499.21
20	21803.81204	\$ 8,623.36	\$ 249.55	\$ 4,438.59	\$ 4,184.77	\$ 649.80	\$ 3,285.42		\$ 3,285.42	\$ 20,784.63
21	21585.77392	\$ 8,709.59	\$ 249.55	\$ 4,482.98	\$ 4,226.62	\$ 649.80	\$ 3,327.27	\$ 11,550.00	\$ 8,222.73	\$ 12,561.89
22	21369.91618	\$ 8,796.69	\$ 249.55	\$ 4,527.81	\$ 4,268.88	\$ 649.80	\$ 3,369.53		\$ 3,369.53	\$ 15,931.43
23	21156.21702	\$ 8,884.66	\$ 249.55	\$ 4,573.09	\$ 4,311.57	\$ 649.80	\$ 3,412.22		\$ 3,412.22	\$ 19,343.65
24	20944.65485	\$ 8,973.50	\$ 249.55	\$ 4,618.82	\$ 4,354.69	\$ 649.80	\$ 3,455.34		\$ 3,455.34	\$ 22,798.98
25	20735.2083	\$ 9,063.24	\$ 249.55	\$ 4,665.01	\$ 4,398.23	\$ 649.80	\$ 3,498.88		\$ 3,498.88	\$ 26,297.87



Flujo de caja Alternativa 2 CLE virtual con baterías y con subvención										
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Renta de espacio	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0								\$ 20,175.00	-\$ 20,175.00	-\$ 20,175.00
1	26391.47918	\$ 7,137.90	\$ 249.55	\$ 3,674.00	\$ 3,463.90	\$ 649.80	\$ 2,564.55		\$ 2,564.55	-\$ 17,610.45
2	26127.56439	\$ 7,209.28	\$ 249.55	\$ 3,710.74	\$ 3,498.54	\$ 649.80	\$ 2,599.19		\$ 2,599.19	-\$ 15,011.26
3	25866.28875	\$ 7,281.37	\$ 249.55	\$ 3,747.85	\$ 3,533.52	\$ 649.80	\$ 2,634.17		\$ 2,634.17	-\$ 12,377.09
4	25607.62586	\$ 7,354.19	\$ 249.55	\$ 3,785.33	\$ 3,568.86	\$ 649.80	\$ 2,669.51		\$ 2,669.51	-\$ 9,707.58
5	25351.5496	\$ 7,427.73	\$ 249.55	\$ 3,823.18	\$ 3,604.55	\$ 649.80	\$ 2,705.20		\$ 2,705.20	-\$ 7,002.38
6	25098.03411	\$ 7,502.00	\$ 249.55	\$ 3,861.41	\$ 3,640.59	\$ 649.80	\$ 2,741.24		\$ 2,741.24	-\$ 4,261.14
7	24847.05377	\$ 7,577.02	\$ 249.55	\$ 3,900.03	\$ 3,677.00	\$ 649.80	\$ 2,777.65		\$ 2,777.65	-\$ 1,483.49
8	24598.58323	\$ 7,652.79	\$ 249.55	\$ 3,939.03	\$ 3,713.77	\$ 649.80	\$ 2,814.42		\$ 2,814.42	\$ 1,330.93
9	24352.5974	\$ 7,729.32	\$ 249.55	\$ 3,978.42	\$ 3,750.91	\$ 649.80	\$ 2,851.56		\$ 2,851.56	\$ 4,182.49
10	24109.07142	\$ 7,806.62	\$ 249.55	\$ 4,018.20	\$ 3,788.42	\$ 649.80	\$ 2,889.07		\$ 2,889.07	\$ 7,071.56
11	23867.98071	\$ 7,884.68	\$ 249.55	\$ 4,058.38	\$ 3,826.30	\$ 649.80	\$ 2,926.95	\$ 5,775.00	-\$ 2,848.05	\$ 4,223.51
12	23629.3009	\$ 7,963.53	\$ 249.55	\$ 4,098.97	\$ 3,864.56	\$ 649.80	\$ 2,965.21		\$ 2,965.21	\$ 7,188.72
13	23393.00789	\$ 8,043.16	\$ 249.55	\$ 4,139.96	\$ 3,903.21	\$ 649.80	\$ 3,003.86		\$ 3,003.86	\$ 10,192.58
14	23159.07781	\$ 8,123.60	\$ 249.55	\$ 4,181.35	\$ 3,942.24	\$ 649.80	\$ 3,042.89		\$ 3,042.89	\$ 13,235.47
15	22927.48703	\$ 8,204.83	\$ 249.55	\$ 4,223.17	\$ 3,981.66	\$ 649.80	\$ 3,082.31		\$ 3,082.31	\$ 16,317.79
16	22698.21216	\$ 8,286.88	\$ 249.55	\$ 4,265.40	\$ 4,021.48	\$ 649.80	\$ 3,122.13		\$ 3,122.13	\$ 19,439.92
17	22471.23004	\$ 8,369.75	\$ 249.55	\$ 4,308.05	\$ 4,061.70	\$ 649.80	\$ 3,162.35		\$ 3,162.35	\$ 22,602.26
18	22246.51774	\$ 8,453.45	\$ 249.55	\$ 4,351.13	\$ 4,102.31	\$ 649.80	\$ 3,202.96		\$ 3,202.96	\$ 25,805.22
19	22024.05256	\$ 8,537.98	\$ 249.55	\$ 4,394.65	\$ 4,143.34	\$ 649.80	\$ 3,243.99		\$ 3,243.99	\$ 29,049.21
20	21803.81204	\$ 8,623.36	\$ 249.55	\$ 4,438.59	\$ 4,184.77	\$ 649.80	\$ 3,285.42		\$ 3,285.42	\$ 32,334.63
21	21585.77392	\$ 8,709.59	\$ 249.55	\$ 4,482.98	\$ 4,226.62	\$ 649.80	\$ 3,327.27	\$ 5,775.00	-\$ 2,447.73	\$ 29,886.89
22	21369.91618	\$ 8,796.69	\$ 249.55	\$ 4,527.81	\$ 4,268.88	\$ 649.80	\$ 3,369.53		\$ 3,369.53	\$ 33,256.43
23	21156.21702	\$ 8,884.66	\$ 249.55	\$ 4,573.09	\$ 4,311.57	\$ 649.80	\$ 3,412.22		\$ 3,412.22	\$ 36,668.65
24	20944.65485	\$ 8,973.50	\$ 249.55	\$ 4,618.82	\$ 4,354.69	\$ 649.80	\$ 3,455.34		\$ 3,455.34	\$ 40,123.98
25	20735.2083	\$ 9,063.24	\$ 249.55	\$ 4,665.01	\$ 4,398.23	\$ 649.80	\$ 3,498.88		\$ 3,498.88	\$ 43,622.87





Simulaciones en PVsyst para CLE virtual, Alternativa 3:



Project: TFM CLE Virtual

Variant: 7 clientes

PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
06/11/22 15:22
with v7.2.21

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation			
Orientation			
Fixed plane			
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Sheds configuration	Models used
		No 3D scene defined	Transposition Perez
			Diffuse Imported
			Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs	
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module	Generic	Inverter	Generic
Manufacturer	CSUN 400-144M	Manufacturer	SUN2000-40KTL-M3-380V
Model		Model	
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	400 Wp	Unit Nom. Power	40.0 kWac
Number of PV modules	104 units	Number of inverters	4 * MPPT 25% 1 unit
Nominal (STC)	41.6 kWp	Total power	40.0 kWac
Modules	8 Strings x 13 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>40°C)	44.0 kWac
Pmpp	37.8 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.04
U mpp	482 V		
I mpp	79 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	42 kWp	Total power	40 kWac
Total	104 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	209 m²	Pnom ratio	1.04
Cell area	181 m²		

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 103 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s								
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Project: TFM CLE Virtual

Variant: 7 clientes

PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
 06/11/22 15:22
 with v7.2.21

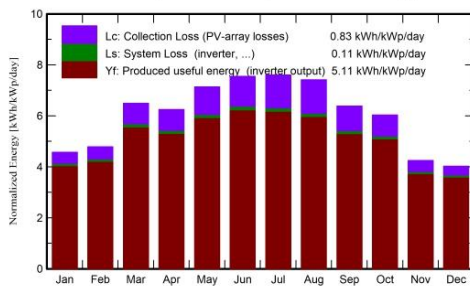
Main results

System Production

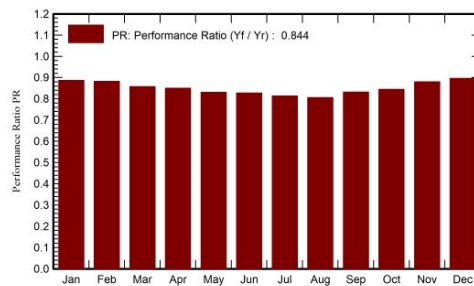
Produced Energy 77.57 MWh/year

Specific production 1865 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 84.44 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	86.6	27.63	11.01	141.6	138.6	5.338	5.224	0.887
February	96.1	37.67	12.38	134.0	131.1	5.021	4.914	0.882
March	161.1	46.22	14.28	201.3	196.8	7.343	7.181	0.858
April	175.5	54.13	15.31	187.4	182.2	6.779	6.628	0.850
May	226.3	60.68	20.83	221.2	215.2	7.818	7.648	0.831
June	242.7	57.88	22.25	226.5	220.1	7.962	7.789	0.827
July	247.4	56.31	25.44	235.7	229.1	8.150	7.973	0.813
August	220.5	54.98	27.45	229.8	224.0	7.878	7.708	0.806
September	163.2	48.00	22.63	191.5	187.0	6.769	6.622	0.831
October	136.4	38.55	20.11	187.1	183.1	6.716	6.572	0.844
November	84.1	32.93	15.11	127.4	124.8	4.764	4.663	0.880
December	74.5	27.80	11.16	124.7	122.0	4.747	4.647	0.896
Year	1914.4	542.80	18.20	2208.2	2153.9	79.286	77.569	0.844

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

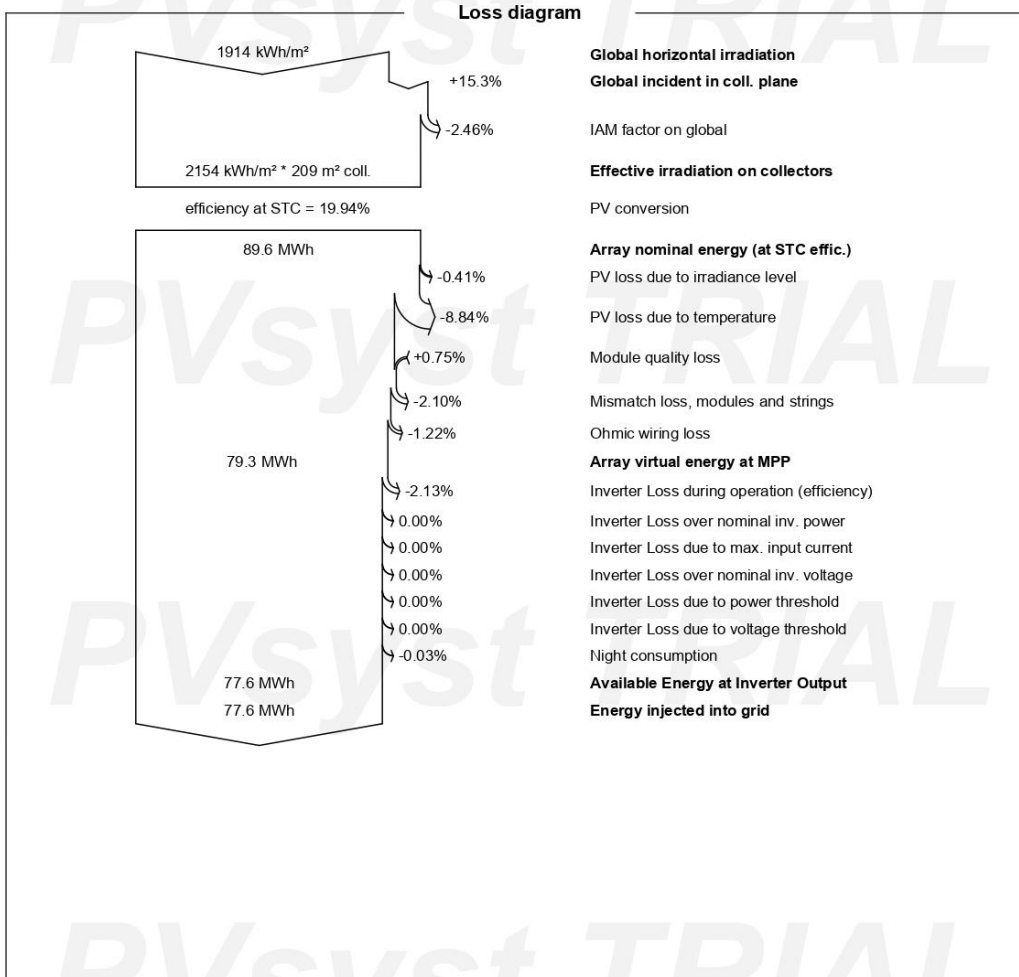


Project: TFM CLE Virtual

Variant: 7 clientes

PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
06/11/22 15:22
with v7.2.21





Script para la gestion de la CLE virtual, Alternativa 3:

```
clear all
Time= 0:8759;
PC1=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","L12:L8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 1
PC2=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","M12:M8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 2
PC3=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","N12:N8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 3
PC4=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","O12:O8771");%Potencia
Activa Consumida cliente 4
PC5=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","P12:P8771"); %Potencia
Activa Consumida cliente 5
PCC6=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","S12:S8771");%Potencia
Activa Consumida cliente comercial 6
PCI7=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","V12:V8771");%Potencia
Activa Consumida cliente industrial 7
PCT=PC1(:,1)+PC2(:,1)+PC3(:,1)+PC4(:,1)+PC5(:,1)+PCC6(:,1)+PCI7(:,1);%Potenci
a consumida Total
PG1=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","T12:T8771");%Potencia
Activa Generada
Hora=readmatrix("Irradiacion en Malaga.xlsx","Range","D12:D8771");
FacturaC1=0;
FacturaCLEC1=0;
FacturaCLEBATC1=0;
FacturaC2=0;
FacturaCLEC2=0;
FacturaCLEBATC2=0;
FacturaC3=0;
FacturaCLEC3=0;
FacturaCLEBATC3=0;
FacturaC4=0;
FacturaCLEC4=0;
FacturaCLEBATC4=0;
FacturaC5=0;
FacturaCLEC5=0;
FacturaCLEBATC5=0;
FacturaC6=0;
FacturaCLEC6=0;
FacturaCLEBATC6=0;
FacturaC7=0;
FacturaCLEC7=0;
FacturaCLEBATC7=0;
Totalfactura=0;% Factura original sin beneficios
Totalahorro=0;% Factura de una CLE sin bateria
Totalahorrobat=0;% Factura de una CLE con baterias
Valorexcedentes=0;% Venta de excedentes sin baterias
Valorexcedentesbat=0;% Venta de excedentes con baerias
DE=PG1(:,1)-PCT(:,1);%Diferencia de Energia

%Gestion de la energia entre produccion y demanda

for n=1:8760
    DE(n,1)=PG1(n,1);%Energia generada en malaga
```



```

DE(n,2)=PCT(n,1);%Energia consumida en Tolosa
end

%Sistema de almacenamiento y gestion de la energia almacenada
EA=71680;%Capacidad de las baterias
for n=1:8760
    DE(n,3)=0;%Energia proveniente de las baterias
    DE(n,4)=0;%Energia que se almacena en las baterias
    DE(n,5)=0;%Energia proveniente de la red
    DE(n,6)=0;%Energia vertida a la red
    DE(n,7)=0;%Carga y descarga de baterias
    if (Hora(n,1)<= 8) & (0 <= Hora(n,1))% en la noche
        if EA>=71680
            EA=71680;
            DE(n,7)=EA;
            DE(n,4)=0;
            DE(n,5)=PCT(n,1)-DE(n,4);
        else
            EA=EA+9216;
            if EA>=71680
                DE(n,4)=(71680-DE(n-1,7));
                DE(n,5)=PCT(n,1)+(9216-DE(n,4));
                EA=71680;
                DE(n,7)=EA;
            else
                DE(n,4)=9216;
                DE(n,5)=PCT(n,1)+DE(n,4);
                DE(n,7)=EA;
            end
        end
    end
else
    if EA>0
        EA=EA-PCT(n,1);
        if EA<=0
            DE(n,5)=PCT(n,1)-DE(n-1,7);
            EA=0;
            DE(n,7)=EA;
        else
            DE(n,3)=PCT(n,1);
            DE(n,6)=DE(n,3);
            DE(n,7)=EA;
        end
    else
        DE(n,5)=PCT(n,1);
    end
end
end

% Discriminacion de tarifa horaria sin CLE

for i =1:8760
    DE(i,8)=0;% Valor de la energia consumida de la red sin considerar la CLE
    if ((721<=i)&(i<=1464))|((4393<=i)&(i<=6552))% Temporada alta

```




```
        if ((9 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14)) | ((18 <= Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 22))% P1
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3613/1000);
        elseif ((8 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) < 9 )) | ((14 < Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 18)) | ((22 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 23))% P2
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3494/1000);
        else %P6
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2403/1000);
        end
    end
    if((3673<=i)&(i<=4392))|((6553<=i)&(i<=7296))% Temporada media alta
        if ((9 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14)) | ((18 <= Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 22))% P2
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3494/1000);
        elseif ((8 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) < 9 )) | ((14 < Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 18)) | ((22 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 23))% P3
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3295/1000);
        else %P6
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2403/1000);
        end
    end
    if((1<=i)&(i<=720))|((1465<=i)&(i<=2928))% Temporada media
        if ((9 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14)) | ((18 <= Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 22))% P3
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.3295/1000);
        elseif ((8 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) < 9 )) | ((14 < Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 18)) | ((22 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 23))% P4
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2952/1000);
        else %P6
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2403/1000);
        end
    end
    if((2929<=i)&(i<=3672))|((7297<=i)&(i<=8760))% Temporada baja
        if ((9 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14)) | ((18 <= Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 22))% P4
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2952/1000);
        elseif ((8 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) < 9 )) | ((14 < Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 18)) | ((22 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 23))% P5
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2846/1000);
        else %P6
            DE(i,8)=PCT(i,1)*(0.2403/1000);
        end
    end
    Totalfactura=Totalfactura+DE(i,8);% Factura al final del mes
end

% Discriminacion de tarifa horaria con CLE pero sin baterias

for i =1:8760
    DE(i,9)=0;% Valor de la energia consumida de la red con la CLE sin
baterias
    DE(i,10)=0;% valor del excedente de energia
    if ((721<=i)&(i<=1464))|((4393<=i)&(i<=6552))% Temporada alta
```



```
if ((9 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14)) | ((18 <= Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 22))% P1
    DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.3613/1000);
    DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
elseif ((8 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) < 9 )) | ((14 < Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 18)) | ((22 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 23))% P2
    DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.3494/1000);
    DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
else %P6
    DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.2403/1000);
    DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
end
end
if((3673<=i)&(i<=4392))|((6553<=i)&(i<=7296))% Temporada media alta
    if ((9 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14)) | ((18 <= Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 22))% P2
        DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.3494/1000);
        DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    elseif ((8 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) < 9 )) | ((14 < Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 18)) | ((22 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 23))% P3
        DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.3295/1000);
        DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    else %P6
        DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.2403/1000);
        DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    end
end
if((1<=i)&(i<=720))|((1465<=i)&(i<=2928))% Temporada media
    if ((9 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14)) | ((18 <= Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 22))% P3
        DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.3295/1000);
        DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    elseif ((8 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) < 9 )) | ((14 < Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 18)) | ((22 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 23))% P4
        DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.2952/1000);
        DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    else %P6
        DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.2403/1000);
        DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    end
end
if((2929<=i)&(i<=3672))|((7297<=i)&(i<=8760))% Temporada baja
    if ((9 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14)) | ((18 <= Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 22))% P4
        DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.2952/1000);
        DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    elseif ((8 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) < 9 )) | ((14 < Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 18)) | ((22 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 23))% P5
        DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.2846/1000);
        DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    else %P6
        DE(i,9)=PCT(i,1)*(0.2403/1000);
        DE(i,10)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
    end
end
```



```
end
Valorexcedentes=Valorexcedentes+DE(i,10);
Totalahorro=Totalahorro+DE(i,9)-DE(i,10);% Factura con ahorro
end
% Discriminacion de tarifa horaria con CLE con baterias

for i =1:8760
    DE(i,11)=0;% Valor de la energia consumida de la red con la CLE con
    baterias
    DE(i,12)=0;% valor del excedente de energia
    if ((721<=i)&(i<=1464))|((4393<=i)&(i<=6552))% Temporada alta
        if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 22))% P1
            DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3613/1000);
            DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
        elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P2
            DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3494/1000);
            DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
        else %P6
            DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2403/1000);
            DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
        end
    end
    if((3673<=i)&(i<=4392))|((6553<=i)&(i<=7296))% Temporada media alta
        if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 22))% P2
            DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3494/1000);
            DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
        elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P3
            DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3295/1000);
            DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
        else %P6
            DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2403/1000);
            DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
        end
    end
    if((1<=i)&(i<=720))|((1465<=i)&(i<=2928))% Temporada media
        if ((9 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 14))|((18 <= Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 22))% P3
            DE(i,11)=DE(i,5)*(0.3295/1000);
            DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
        elseif ((8 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<9 ))|((14 < Hora(i,1))&
        (Hora(i,1)< 18))|((22 <= Hora(i,1))& (Hora(i,1)<= 23))% P4
            DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2952/1000);
            DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
        else %P6
            DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2403/1000);
            DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000);% Excedente
        end
    end
    if((2929<=i)&(i<=3672))|((7297<=i)&(i<=8760))% Temporada baja
```



```
        if ((9 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 14)) | ((18 <= Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 22)) % P4
            DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2952/1000);
            DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000); % Excedente
        elseif ((8 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) < 9)) | ((14 < Hora(i,1)) &
(Hora(i,1) < 18)) | ((22 <= Hora(i,1)) & (Hora(i,1) <= 23)) % P5
            DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2846/1000);
            DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000); % Excedente
        else %P6
            DE(i,11)=DE(i,5)*(0.2403/1000);
            DE(i,12)=PG1(i,1)*(0.12/1000); % Excedente
        end
    end
    Valorexcedentesbat=Valorexcedentesbat+DE(i,12);
    Totalahorrobat=Totalahorrobat+DE(i,11)-DE(i,12); % Factura con ahorro con
baterias
end

%Participacion de cada cliente
for j =1:8760
    %Aportacion del C1
    PC1(j,2)=(PC1(j,1)*100)/PCT(j,1); %Porcentaje de consumo del primer
cliente
    PC1(j,3)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,8); % Valor a pagar por el C1 sin considerar
la CLE
    PC1(j,4)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,9); % Valor a pagar por el C1 considerando la
CLE sin baterias
    if DE(j,4)~=0
        PC1(j,5)=0.0833*DE(j,11); % Valor a pagar por el C1 considerando la
CLE con baterias
    else
        PC1(j,5)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,11); % Valor a pagar por el C1
considerando la CLE con baterias
    end
    PC1(j,6)=(PC1(j,2)/100)*DE(j,12); % Valor de la venta por excedentes
    FacturaC1=FacturaC1+PC1(j,3);
    FacturaCLEC1=FacturaCLEC1+PC1(j,4)-PC1(j,6);
    FacturaCLEBATC1=FacturaCLEBATC1+PC1(j,5)-PC1(j,6);

    %Aportacion del C2

    PC2(j,2)=(PC2(j,1)*100)/PCT(j,1); %Porcentaje de consumo del segundo
cliente
    PC2(j,3)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,8); % Valor a pagar por el C2 sin considerar
la CLE
    PC2(j,4)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,9); % Valor a pagar por el C2 considerando la
CLE sin baterias
    if DE(j,4)~=0
        PC2(j,5)=0.0833*DE(j,11); % Valor a pagar por el C1 considerando la
CLE con baterias
    else
        PC2(j,5)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,11); % Valor a pagar por el C1
considerando la CLE con baterias
    end
end
```



```
PC2(j,6)=(PC2(j,2)/100)*DE(j,12);% Valor de la venta por excedentes
FacturaC2=FacturaC2+PC2(j,3);
FacturaCLEC2=FacturaCLEC2+PC2(j,4)-PC2(j,6);
FacturaCLEBATC2=FacturaCLEBATC2+PC2(j,5)-PC2(j,6);

%Aportacion del C3

PC3(j,2)=(PC3(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del tercer
cliente
PC3(j,3)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C3 sin considerar
la CLE
PC3(j,4)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C3 considerando la
CLE sin baterias
if DE(j,4)~=0
    PC3(j,5)=0.0833*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1 considerando la
CLE con baterias
else
    PC3(j,5)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1
considerando la CLE con baterias
end
PC3(j,6)=(PC3(j,2)/100)*DE(j,12);% Valor de la venta por excedentes
FacturaC3=FacturaC3+PC3(j,3);
FacturaCLEC3=FacturaCLEC3+PC3(j,4)-PC3(j,6);
FacturaCLEBATC3=FacturaCLEBATC3+PC3(j,5)-PC3(j,6);

%Aportacion del C4

PC4(j,2)=(PC4(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del cuarto
cliente
PC4(j,3)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C4 sin considerar
la CLE
PC4(j,4)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C4 considerando la
CLE sin baterias
if DE(j,4)~=0
    PC4(j,5)=0.0833*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1 considerando la
CLE con baterias
else
    PC4(j,5)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1
considerando la CLE con baterias
end
PC4(j,6)=(PC4(j,2)/100)*DE(j,12);% Valor de la venta por excedentes
FacturaC4=FacturaC4+PC4(j,3);
FacturaCLEC4=FacturaCLEC4+PC4(j,4)-PC4(j,6);
FacturaCLEBATC4=FacturaCLEBATC4+PC4(j,5)-PC4(j,6);

%Aportacion del C5

PC5(j,2)=(PC5(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del quinto
cliente
PC5(j,3)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el C5 sin considerar
la CLE
PC5(j,4)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el C5 considerando la
CLE sin baterias
if DE(j,4)~=0
```



```
PC5(j,5)=0.0833*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1 considerando la
CLE con baterias
else
PC5(j,5)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1
considerando la CLE con baterias
end
PC5(j,6)=(PC5(j,2)/100)*DE(j,12);% Valor de la venta por excedentes
FacturaC5=FacturaC5+PC5(j,3);
FacturaCLEC5=FacturaCLEC5+PC5(j,4)-PC5(j,6);
FacturaCLEBATC5=FacturaCLEBATC5+PC5(j,5)-PC5(j,6);

%Aportacion del CC6

PCC6(j,2)=(PCC6(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del cliente
comercial 6
PCC6(j,3)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el CC6 sin
considerar la CLE
PCC6(j,4)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el CC6 considerando
la CLE sin baterias
if DE(j,4)~=0
PCC6(j,5)=0.0833*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1 considerando la
CLE con baterias
else
PCC6(j,5)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1
considerando la CLE con baterias
end
PCC6(j,6)=(PCC6(j,2)/100)*DE(j,12);% Valor de la venta por excedentes
FacturaC6=FacturaC6+PCC6(j,3);
FacturaCLEC6=FacturaCLEC6+PCC6(j,4)-PCC6(j,6);
FacturaCLEBATC6=FacturaCLEBATC6+PCC6(j,5)-PCC6(j,6);

%Aportacion del CI7

PCI7(j,2)=(PCI7(j,1)*100)/PCT(j,1);%Porcentaje de consumo del cliente
industrial 7
PCI7(j,3)=(PCI7(j,2)/100)*DE(j,8);% Valor a pagar por el CI7 sin
considerar la CLE
PCI7(j,4)=(PCI7(j,2)/100)*DE(j,9);% Valor a pagar por el CI7 considerando
la CLE sin baterias
if DE(j,4)~=0
PCI7(j,5)=0.5*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1 considerando la CLE
con baterias
else
PCI7(j,5)=(PCI7(j,2)/100)*DE(j,11);% Valor a pagar por el C1
considerando la CLE con baterias
end
PCI7(j,6)=(PCI7(j,2)/100)*DE(j,12);% Valor de la venta por excedentes
FacturaC7=FacturaC7+PCI7(j,3);
FacturaCLEC7=FacturaCLEC7+PCI7(j,4)-PCI7(j,6);
FacturaCLEBATC7=FacturaCLEBATC7+PCI7(j,5)-PCI7(j,6);

end

figure("Name", "Perfil de consumo")
```



```

plot(Time,PCT,"Color","r")
figure("Name","Perfil de generacion")
plot(Time,PG1,"Color","g")
figure("Name","Energia proveniente de as baterias")
plot(Time,DE(1:8760,3))%Energia proveniente de las baterias
figure("Name","Energia almacenada en las baterias")
plot(Time,DE(1:8760,4))%Energia que se almacena en las baterias
figure("Name","Energia Proveniente de la red")
plot(Time,DE(1:8760,5))%Energia Proveniente de la red
figure("Name","energia vertida a la red")
plot(Time,DE(1:8760,6))%energia vertida a la red
figure("Name","Carga y descarga de las baterias")
plot(Time,DE(1:8760,7))%Carga y descarga de las baterias

```

Obtención del LCOE para la CLE virtual, alternativa 3:

LCOE Alternativa 3 sin baterias						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$41,600.00	\$ -	\$41,600.00	\$ 41,600.00		
1		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.88	76242.05098	76237.01933
2		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.83	75479.63047	75469.66814
3		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.79	74724.83416	74710.0406
4		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.74	73977.58582	73958.05896
5		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.69	73237.80996	73213.64627
6		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.64	72505.43186	72476.72634
7		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.60	71780.37754	71747.22376
8		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.55	71062.57377	71025.06387
9		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.50	70351.94803	70310.17276
10		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.45	69648.42855	69602.47727
11		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.41	68951.94426	68901.90497
12		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.36	68262.42482	68208.38417
13		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.31	67579.80057	67521.84388
14		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.26	66904.00257	66842.21386
15		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.22	66234.96254	66169.42454
16		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.17	65572.61292	65503.40707
17		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.12	64916.88679	64844.09329
18		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.07	64267.71792	64191.41572
19		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.03	63625.04074	63545.30757
20		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.98	62988.79033	62905.70272
21		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.93	62358.90243	62272.53571
22		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.88	61735.31341	61645.74173
23		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.84	61117.96027	61025.25665
24		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.79	60506.78067	60411.01695
25		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.74	59901.71286	59802.95979
Total				\$ 59,607.80		1692541.306
LCOE A3 SBSS		\$ 0.04				



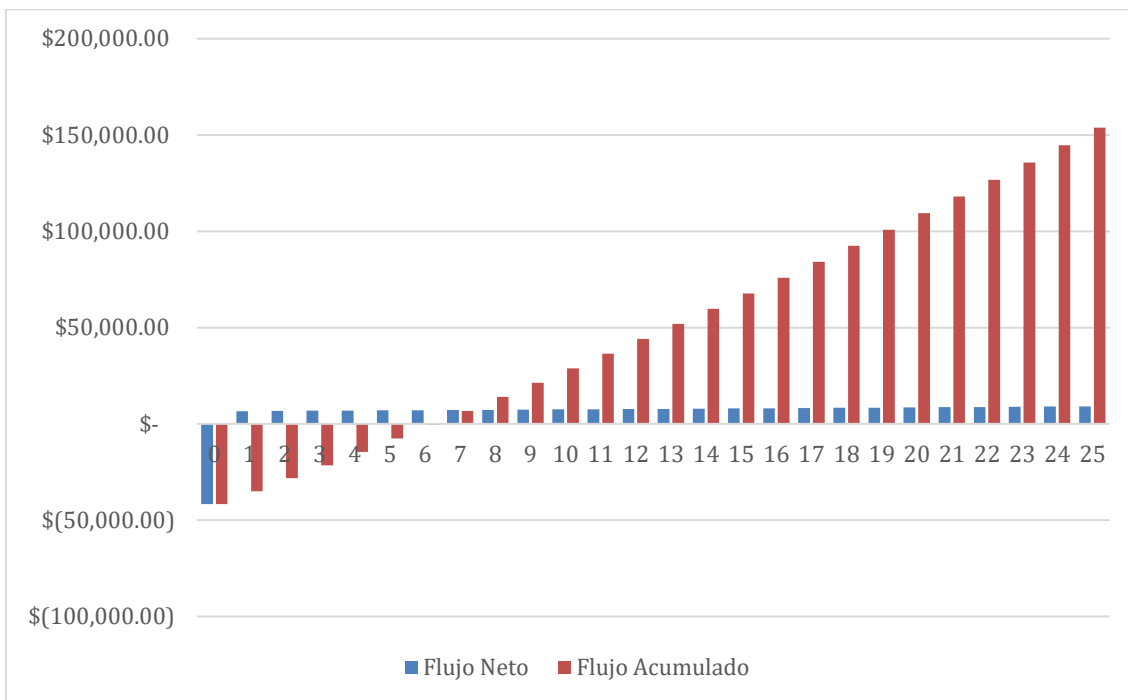
LCOE Alternativa 3 con baterías						
Año	Egresos				Energía	
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 64,700.00	\$ -	\$ 64,700.00	\$ 64,700.00		
1		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.88	76242.05098	76237.01933
2		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.83	75479.63047	75469.66814
3		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.79	74724.83416	74710.0406
4		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.74	73977.58582	73958.05896
5		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.69	73237.80996	73213.64627
6		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.64	72505.43186	72476.72634
7		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.60	71780.37754	71747.22376
8		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.55	71062.57377	71025.06387
9		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.50	70351.94803	70310.17276
10		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.45	69648.42855	69602.47727
11	\$ 23,100.00	\$ 720.93	\$ 23,820.93	\$ 23,803.64	68951.94426	68901.90497
12		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.36	68262.42482	68208.38417
13		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.31	67579.80057	67521.84388
14		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.26	66904.00257	66842.21386
15		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.22	66234.96254	66169.42454
16		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.17	65572.61292	65503.40707
17		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.12	64916.88679	64844.09329
18		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.07	64267.71792	64191.41572
19		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.03	63625.04074	63545.30757
20		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.98	62988.79033	62905.70272
21	\$ 23,100.00	\$ 720.93	\$ 23,820.93	\$ 23,787.94	62358.90243	62272.53571
22		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.88	61735.31341	61645.74173
23		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.84	61117.96027	61025.25665
24		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.79	60506.78067	60411.01695
25		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.74	59901.71286	59802.95979
Total				\$ 128,859.04		1692541.306
LCOE A3 CBSS		\$ 0.08				



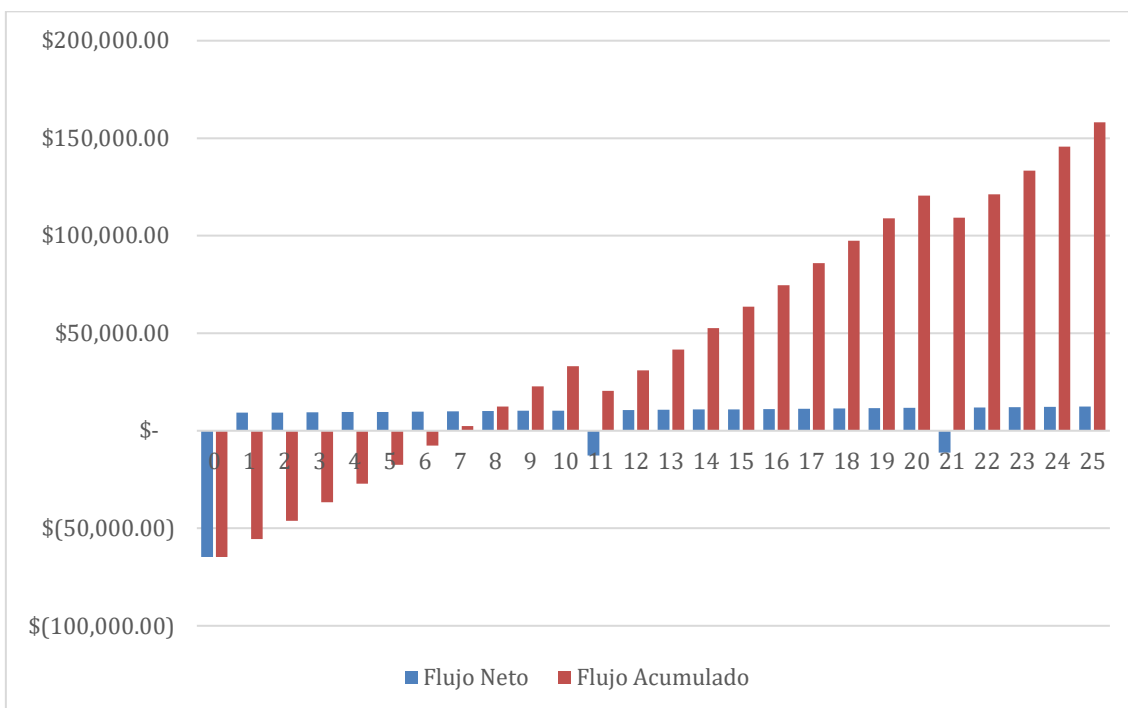
LCOE Alternativa 3 con baterías						
Año	Egresos			Energía		
	Inversion	Costos Operación y Mantenimiento	Total	Actualizado	Total	Actualizado
0	\$ 53,150.00	\$ -	\$ 53,150.00	\$ 53,150.00		
1		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.88	76242.05098	76237.01933
2		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.83	75479.63047	75469.66814
3		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.79	74724.83416	74710.0406
4		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.74	73977.58582	73958.05896
5		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.69	73237.80996	73213.64627
6		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.64	72505.43186	72476.72634
7		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.60	71780.37754	71747.22376
8		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.55	71062.57377	71025.06387
9		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.50	70351.94803	70310.17276
10		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.45	69648.42855	69602.47727
11	\$ 11,550.00	\$ 720.93	\$ 12,270.93	\$ 12,262.02	68951.94426	68901.90497
12		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.36	68262.42482	68208.38417
13		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.31	67579.80057	67521.84388
14		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.26	66904.00257	66842.21386
15		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.22	66234.96254	66169.42454
16		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.17	65572.61292	65503.40707
17		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.12	64916.88679	64844.09329
18		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.07	64267.71792	64191.41572
19		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 720.03	63625.04074	63545.30757
20		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.98	62988.79033	62905.70272
21	\$ 11,550.00	\$ 720.93	\$ 12,270.93	\$ 12,253.93	62358.90243	62272.53571
22		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.88	61735.31341	61645.74173
23		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.84	61117.96027	61025.25665
24		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.79	60506.78067	60411.01695
25		\$ 720.93	\$ 720.93	\$ 719.74	59901.71286	59802.95979
Total				\$ 94,233.42		1692541.306
LCOE A3 CBCS		\$ 0.06				

Flujo de caja para la CLE virtual, alternativa 3:

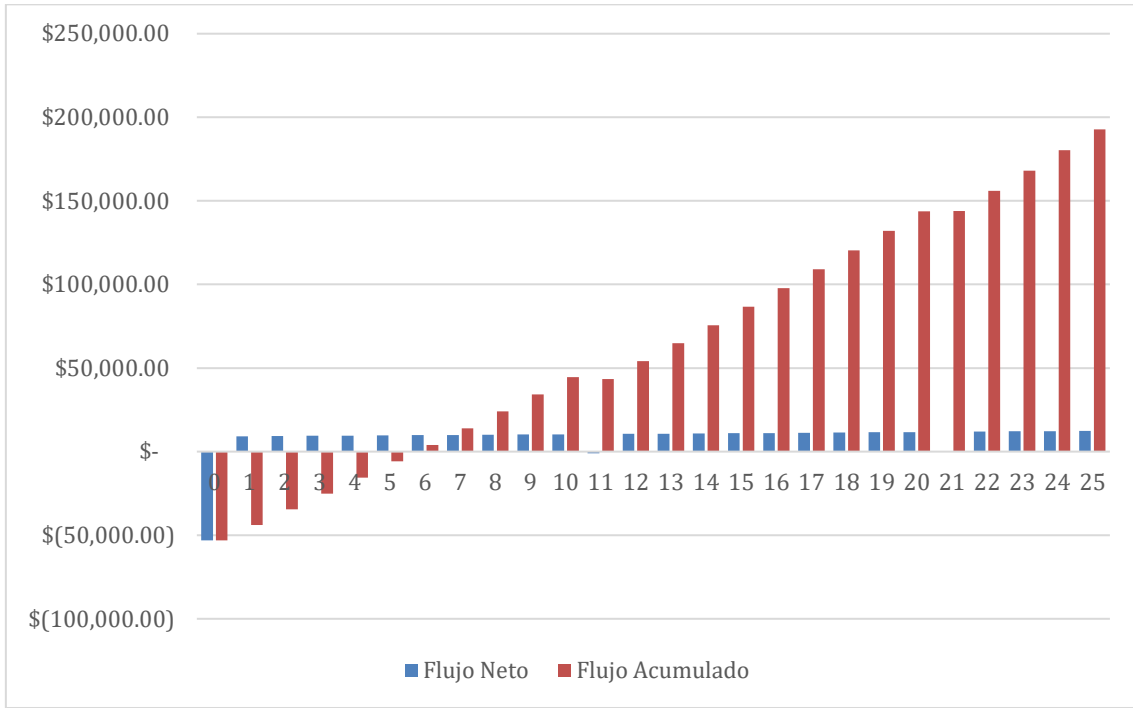
Flujo de caja Alternativa 3 CLE virtual sin baterías y sin subvención										
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Renta de espacio	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0								\$ 41,600.00	-\$ 41,600.00	-\$ 41,600.00
1	76242.05098	\$ 23,992.00	\$ 720.93	\$ 14,773.00	\$ 9,219.00	\$ 1,881.00	\$ 6,617.07		\$ 6,617.07	-\$ 34,982.93
2	75479.63047	\$ 24,231.92	\$ 720.93	\$ 14,920.73	\$ 9,311.19	\$ 1,881.00	\$ 6,709.26		\$ 6,709.26	-\$ 28,273.67
3	74724.83416	\$ 24,474.24	\$ 720.93	\$ 15,069.94	\$ 9,404.30	\$ 1,881.00	\$ 6,802.37		\$ 6,802.37	-\$ 21,471.30
4	73977.58582	\$ 24,718.98	\$ 720.93	\$ 15,220.64	\$ 9,498.34	\$ 1,881.00	\$ 6,896.41		\$ 6,896.41	-\$ 14,574.88
5	73237.80996	\$ 24,966.17	\$ 720.93	\$ 15,372.84	\$ 9,593.33	\$ 1,881.00	\$ 6,991.40		\$ 6,991.40	-\$ 7,583.48
6	72505.43186	\$ 25,215.83	\$ 720.93	\$ 15,526.57	\$ 9,689.26	\$ 1,881.00	\$ 7,087.33		\$ 7,087.33	-\$ 496.15
7	71780.37754	\$ 25,467.99	\$ 720.93	\$ 15,681.84	\$ 9,786.15	\$ 1,881.00	\$ 7,184.22		\$ 7,184.22	\$ 6,688.07
8	71062.57377	\$ 25,722.67	\$ 720.93	\$ 15,838.66	\$ 9,884.02	\$ 1,881.00	\$ 7,282.09		\$ 7,282.09	\$ 13,970.16
9	70351.94803	\$ 25,979.90	\$ 720.93	\$ 15,997.04	\$ 9,982.86	\$ 1,881.00	\$ 7,380.93		\$ 7,380.93	\$ 21,351.08
10	69648.42855	\$ 26,239.70	\$ 720.93	\$ 16,157.01	\$ 10,082.68	\$ 1,881.00	\$ 7,480.75		\$ 7,480.75	\$ 28,831.84
11	68951.94426	\$ 26,502.09	\$ 720.93	\$ 16,318.58	\$ 10,183.51	\$ 1,881.00	\$ 7,581.58		\$ 7,581.58	\$ 36,413.42
12	68262.42482	\$ 26,767.11	\$ 720.93	\$ 16,481.77	\$ 10,285.35	\$ 1,881.00	\$ 7,683.42		\$ 7,683.42	\$ 44,096.84
13	67579.80057	\$ 27,034.79	\$ 720.93	\$ 16,646.59	\$ 10,388.20	\$ 1,881.00	\$ 7,786.27		\$ 7,786.27	\$ 51,883.11
14	66904.00257	\$ 27,305.13	\$ 720.93	\$ 16,813.05	\$ 10,492.08	\$ 1,881.00	\$ 7,890.15		\$ 7,890.15	\$ 59,773.26
15	66234.96254	\$ 27,578.19	\$ 720.93	\$ 16,981.18	\$ 10,597.00	\$ 1,881.00	\$ 7,995.07		\$ 7,995.07	\$ 67,768.33
16	65572.61292	\$ 27,853.97	\$ 720.93	\$ 17,150.99	\$ 10,702.97	\$ 1,881.00	\$ 8,101.04		\$ 8,101.04	\$ 75,869.37
17	64916.88679	\$ 28,132.51	\$ 720.93	\$ 17,322.50	\$ 10,810.00	\$ 1,881.00	\$ 8,208.07		\$ 8,208.07	\$ 84,077.45
18	64267.71792	\$ 28,413.83	\$ 720.93	\$ 17,495.73	\$ 10,918.00	\$ 1,881.00	\$ 8,316.17		\$ 8,316.17	\$ 92,393.62
19	63625.04074	\$ 28,697.97	\$ 720.93	\$ 17,670.69	\$ 11,027.28	\$ 1,881.00	\$ 8,425.35		\$ 8,425.35	\$ 100,818.97
20	62988.79033	\$ 28,984.95	\$ 720.93	\$ 17,847.39	\$ 11,137.56	\$ 1,881.00	\$ 8,535.63		\$ 8,535.63	\$ 109,354.60
21	62358.90243	\$ 29,274.80	\$ 720.93	\$ 18,025.87	\$ 11,248.93	\$ 1,881.00	\$ 8,647.00		\$ 8,647.00	\$ 118,001.60
22	61735.31341	\$ 29,567.55	\$ 720.93	\$ 18,206.13	\$ 11,361.42	\$ 1,881.00	\$ 8,759.49		\$ 8,759.49	\$ 126,761.09
23	61117.96027	\$ 29,863.22	\$ 720.93	\$ 18,388.19	\$ 11,475.04	\$ 1,881.00	\$ 8,873.11		\$ 8,873.11	\$ 135,634.20
24	60506.78067	\$ 30,161.86	\$ 720.93	\$ 18,572.07	\$ 11,589.79	\$ 1,881.00	\$ 8,987.86		\$ 8,987.86	\$ 144,622.05
25	59901.71286	\$ 30,463.47	\$ 720.93	\$ 18,757.79	\$ 11,705.68	\$ 1,881.00	\$ 9,103.75		\$ 9,103.75	\$ 153,725.81



Flujo de caja Alternativa 3 CLE virtual con baterías y sin subvención										
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Renta de espacio	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0								\$ 64,700.00	-\$ 64,700.00	-\$ 64,700.00
1	76242.05098	\$ 23,992.00	\$ 720.93	\$ 12,165.00	\$ 11,827.00	\$ 1,881.00	\$ 9,225.07		\$ 9,225.07	\$ 55,474.93
2	75479.63047	\$ 24,231.92	\$ 720.93	\$ 12,286.65	\$ 11,945.27	\$ 1,881.00	\$ 9,343.34		\$ 9,343.34	\$ 46,131.59
3	74724.83416	\$ 24,474.24	\$ 720.93	\$ 12,409.52	\$ 12,064.72	\$ 1,881.00	\$ 9,462.79		\$ 9,462.79	\$ 36,668.80
4	73977.58582	\$ 24,718.98	\$ 720.93	\$ 12,533.61	\$ 12,185.37	\$ 1,881.00	\$ 9,583.44		\$ 9,583.44	\$ 27,085.36
5	73237.80996	\$ 24,966.17	\$ 720.93	\$ 12,658.95	\$ 12,307.22	\$ 1,881.00	\$ 9,705.29		\$ 9,705.29	\$ 17,380.06
6	72505.43186	\$ 25,215.83	\$ 720.93	\$ 12,785.54	\$ 12,430.30	\$ 1,881.00	\$ 9,828.37		\$ 9,828.37	\$ 7,551.70
7	71780.37754	\$ 25,467.99	\$ 720.93	\$ 12,913.39	\$ 12,554.60	\$ 1,881.00	\$ 9,952.67		\$ 9,952.67	\$ 2,400.97
8	71062.57377	\$ 25,722.67	\$ 720.93	\$ 13,042.53	\$ 12,680.14	\$ 1,881.00	\$ 10,078.21		\$ 10,078.21	\$ 12,479.19
9	70351.94803	\$ 25,979.90	\$ 720.93	\$ 13,172.95	\$ 12,806.95	\$ 1,881.00	\$ 10,205.02		\$ 10,205.02	\$ 22,684.20
10	69648.42855	\$ 26,239.70	\$ 720.93	\$ 13,304.68	\$ 12,935.02	\$ 1,881.00	\$ 10,333.09		\$ 10,333.09	\$ 33,017.29
11	68951.94426	\$ 26,502.09	\$ 720.93	\$ 13,437.73	\$ 13,064.37	\$ 1,881.00	\$ 10,462.44	\$ 23,100.00	-\$ 12,637.56	\$ 20,379.72
12	68262.42482	\$ 26,767.11	\$ 720.93	\$ 13,572.11	\$ 13,195.01	\$ 1,881.00	\$ 10,593.08		\$ 10,593.08	\$ 30,972.80
13	67579.80057	\$ 27,034.79	\$ 720.93	\$ 13,707.83	\$ 13,326.96	\$ 1,881.00	\$ 10,725.03		\$ 10,725.03	\$ 41,697.83
14	66904.00257	\$ 27,305.13	\$ 720.93	\$ 13,844.90	\$ 13,460.23	\$ 1,881.00	\$ 10,858.30		\$ 10,858.30	\$ 52,556.13
15	66234.96254	\$ 27,578.19	\$ 720.93	\$ 13,983.35	\$ 13,594.83	\$ 1,881.00	\$ 10,992.90		\$ 10,992.90	\$ 63,549.03
16	65572.61292	\$ 27,853.97	\$ 720.93	\$ 14,123.19	\$ 13,730.78	\$ 1,881.00	\$ 11,128.85		\$ 11,128.85	\$ 74,677.88
17	64916.88679	\$ 28,132.51	\$ 720.93	\$ 14,264.42	\$ 13,868.09	\$ 1,881.00	\$ 11,266.16		\$ 11,266.16	\$ 85,944.04
18	64267.71792	\$ 28,413.83	\$ 720.93	\$ 14,407.06	\$ 14,006.77	\$ 1,881.00	\$ 11,404.84		\$ 11,404.84	\$ 97,348.88
19	63625.04074	\$ 28,697.97	\$ 720.93	\$ 14,551.13	\$ 14,146.84	\$ 1,881.00	\$ 11,544.91		\$ 11,544.91	\$ 108,893.79
20	62988.79033	\$ 28,984.95	\$ 720.93	\$ 14,696.65	\$ 14,288.30	\$ 1,881.00	\$ 11,686.37		\$ 11,686.37	\$ 120,580.16
21	62358.90243	\$ 29,274.80	\$ 720.93	\$ 14,843.61	\$ 14,431.19	\$ 1,881.00	\$ 11,829.26	\$ 23,100.00	-\$ 11,270.74	\$ 109,309.42
22	61735.31341	\$ 29,567.55	\$ 720.93	\$ 14,992.05	\$ 14,575.50	\$ 1,881.00	\$ 11,973.57		\$ 11,973.57	\$ 121,282.99
23	61117.96027	\$ 29,863.22	\$ 720.93	\$ 15,141.97	\$ 14,721.25	\$ 1,881.00	\$ 12,119.32		\$ 12,119.32	\$ 133,402.31
24	60506.78067	\$ 30,161.86	\$ 720.93	\$ 15,293.39	\$ 14,868.47	\$ 1,881.00	\$ 12,266.54		\$ 12,266.54	\$ 145,668.85
25	59901.71286	\$ 30,463.47	\$ 720.93	\$ 15,446.32	\$ 15,017.15	\$ 1,881.00	\$ 12,415.22		\$ 12,415.22	\$ 158,084.07



Flujo de caja Alternativa 3 CLE virtual con baterías y con subvención										
Año	Energía Generada	Factura total	O&M	Factura con CLE	Utilidad Bruta	Renta de espacio	Utilidad Neta	Inversión	Flujo Neto	Flujo Acumulado
0								\$ 53,150.00	-\$ 53,150.00	-\$ 53,150.00
1	76242.05098	\$ 23,992.00	\$ 720.93	\$ 12,165.00	\$ 11,827.00	\$ 1,881.00	\$ 9,225.07		\$ 9,225.07	-\$ 43,924.93
2	75479.63047	\$ 24,231.92	\$ 720.93	\$ 12,286.65	\$ 11,945.27	\$ 1,881.00	\$ 9,343.34		\$ 9,343.34	-\$ 34,581.59
3	74724.83416	\$ 24,474.24	\$ 720.93	\$ 12,409.52	\$ 12,064.72	\$ 1,881.00	\$ 9,462.79		\$ 9,462.79	-\$ 25,118.80
4	73977.58582	\$ 24,718.98	\$ 720.93	\$ 12,533.61	\$ 12,185.37	\$ 1,881.00	\$ 9,583.44		\$ 9,583.44	-\$ 15,535.36
5	73237.80996	\$ 24,966.17	\$ 720.93	\$ 12,658.95	\$ 12,307.22	\$ 1,881.00	\$ 9,705.29		\$ 9,705.29	-\$ 5,830.06
6	72505.43186	\$ 25,215.83	\$ 720.93	\$ 12,785.54	\$ 12,430.30	\$ 1,881.00	\$ 9,828.37		\$ 9,828.37	\$ 3,998.30
7	71780.37754	\$ 25,467.99	\$ 720.93	\$ 12,913.39	\$ 12,554.60	\$ 1,881.00	\$ 9,952.67		\$ 9,952.67	\$ 13,950.97
8	71062.57377	\$ 25,722.67	\$ 720.93	\$ 13,042.53	\$ 12,680.14	\$ 1,881.00	\$ 10,078.21		\$ 10,078.21	\$ 24,029.19
9	70351.94803	\$ 25,979.90	\$ 720.93	\$ 13,172.95	\$ 12,806.95	\$ 1,881.00	\$ 10,205.02		\$ 10,205.02	\$ 34,234.20
10	69648.42855	\$ 26,239.70	\$ 720.93	\$ 13,304.68	\$ 12,935.02	\$ 1,881.00	\$ 10,333.09		\$ 10,333.09	\$ 44,567.29
11	68951.94426	\$ 26,502.09	\$ 720.93	\$ 13,437.73	\$ 13,064.37	\$ 1,881.00	\$ 10,462.44	\$ 11,550.00	-\$ 1,087.56	\$ 43,479.72
12	68262.42482	\$ 26,767.11	\$ 720.93	\$ 13,572.11	\$ 13,195.01	\$ 1,881.00	\$ 10,593.08		\$ 10,593.08	\$ 54,072.80
13	67579.80057	\$ 27,034.79	\$ 720.93	\$ 13,707.83	\$ 13,326.96	\$ 1,881.00	\$ 10,725.03		\$ 10,725.03	\$ 64,797.83
14	66904.00257	\$ 27,305.13	\$ 720.93	\$ 13,844.90	\$ 13,460.23	\$ 1,881.00	\$ 10,858.30		\$ 10,858.30	\$ 75,656.13
15	66234.96254	\$ 27,578.19	\$ 720.93	\$ 13,983.35	\$ 13,594.83	\$ 1,881.00	\$ 10,992.90		\$ 10,992.90	\$ 86,649.03
16	65572.61292	\$ 27,853.97	\$ 720.93	\$ 14,123.19	\$ 13,730.78	\$ 1,881.00	\$ 11,128.85		\$ 11,128.85	\$ 97,777.88
17	64916.88679	\$ 28,132.51	\$ 720.93	\$ 14,264.42	\$ 13,868.09	\$ 1,881.00	\$ 11,266.16		\$ 11,266.16	\$ 109,044.04
18	64267.71792	\$ 28,413.83	\$ 720.93	\$ 14,407.06	\$ 14,006.77	\$ 1,881.00	\$ 11,404.84		\$ 11,404.84	\$ 120,448.88
19	63625.04074	\$ 28,697.97	\$ 720.93	\$ 14,551.13	\$ 14,146.84	\$ 1,881.00	\$ 11,544.91		\$ 11,544.91	\$ 131,993.79
20	62988.79033	\$ 28,984.95	\$ 720.93	\$ 14,696.65	\$ 14,288.30	\$ 1,881.00	\$ 11,686.37		\$ 11,686.37	\$ 143,680.16
21	62358.90243	\$ 29,274.80	\$ 720.93	\$ 14,843.61	\$ 14,431.19	\$ 1,881.00	\$ 11,829.26	\$ 11,550.00	\$ 279.26	\$ 143,959.42
22	61735.31341	\$ 29,567.55	\$ 720.93	\$ 14,992.05	\$ 14,575.50	\$ 1,881.00	\$ 11,973.57		\$ 11,973.57	\$ 155,932.99
23	61117.96027	\$ 29,863.22	\$ 720.93	\$ 15,141.97	\$ 14,721.25	\$ 1,881.00	\$ 12,119.32		\$ 12,119.32	\$ 168,052.31
24	60506.78067	\$ 30,161.86	\$ 720.93	\$ 15,293.39	\$ 14,868.47	\$ 1,881.00	\$ 12,266.54		\$ 12,266.54	\$ 180,318.85
25	59901.71286	\$ 30,463.47	\$ 720.93	\$ 15,446.32	\$ 15,017.15	\$ 1,881.00	\$ 12,415.22		\$ 12,415.22	\$ 192,734.07





Ficha técnica de la batería que se toma como ejemplo para el proyecto:

LVB48100
LITHIUM IRON PHOSPHATE BATTERY

48V 100AH LiFePO4 Battery

ELECTRICAL SPECIFICATION

Nominal Voltage	51.2V
Nominal Capacity	100AH
Capacity @20A	5HR
Energy	5120Wh
Resistance	≤50m Ω
Efficiency	99%
Self Discharge	< 3% per month



DISCHARGE SPECIFICATIONS

Max. Cont. Discharge	100A
Peak Discharge Current	200A(15S)
Recommend Cut-off voltage	42V

CHARGE SPECIFICATION

Recommended Charge Current	30-50A
Max. Charge Current	100A
Recommended Charge Voltage	58.4V
Charge Current (-20 to -10 °C)	≤0.05 C

MECHANICAL SPECIFICATIONS

Dimensions (L*W*H)	482*300*250mm
Weight	48KG
Terminal Type	M8 screw
Case Material	Metal
Enclosure Protection	IP44
Cell Type: Prismatic	16S1P
Total Cell	16 PIECES

TEMPERATURE SPECIFICATION

Discharge Temperature	-20°C to 60 °C
Charge Temperature	0 °C to 55 °C
Storage Temperature	-20°C to 40 °C
BMS High Temperature	80 °C
Reconnect Temperature	50 °C

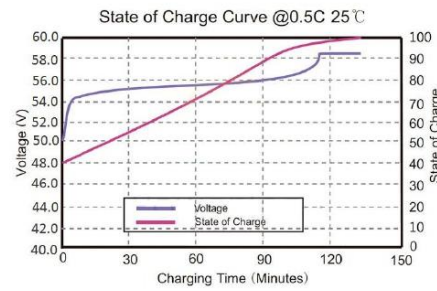
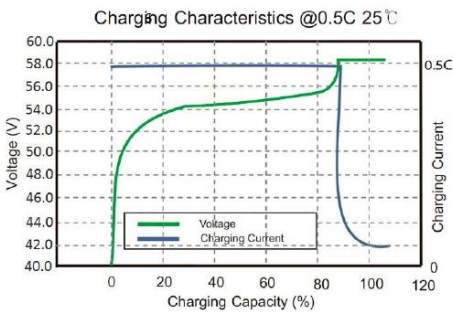
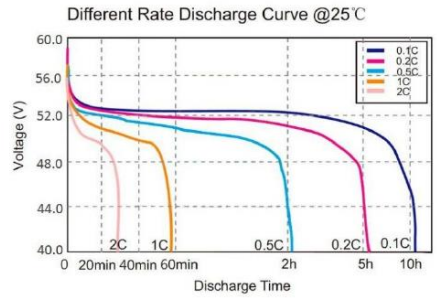
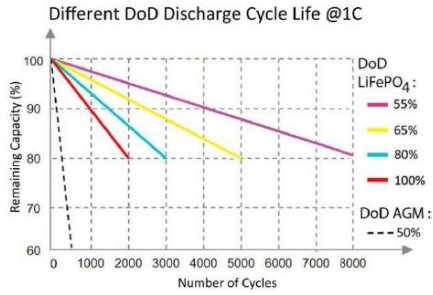
OTHER CUSTOMISE SERVICE

FEATURE & BENIFITS

- High Cycle Life: >3000 times @ 80%DOD for effectively lower cost of ownership
- Built-in BMS Protection: Battery Management System are incorporated to protect battery from OVER CHARGING, OVER DISCHARGING, SHORT CIRCUIT
- LIGHT WEIGHT: Dry power lithium batteries has higher energy density, wh/kg also being up to 1/3 of SLA battery
- WIDE OPERATING TEMPERATURE RANGE: Suitable for users in a wider range of application where ambient temperature is unusually high: up to +60° C
- STEADY OUTPUT VOLTAGE, VIBRATION & SHOCK RESISTANT, NO MEMORY EFFECT, PRESSURE RESISTANT CELLS



PERFORMANCE CHARACTERISTIC



SUITABLE APPLICATIONS

- Lithium Iron Phosphate can be used in any application that would normally use Lead Acid, GEL, or AGM type batteries.
- LiFePO₄ in 4S=12.8V and 8S=25.6V is closed to Lead Acid equivalents of the Lithium rechargeable types
- Suitable applications included caravan, marine, golf carts, solar storage, remote monitoring, switching applications

CAUTIONS

- Do NOT expose the battery to water
- Do NOT expose the battery to fire & high temperature
- Do NOT short circuit, crush or disassemble
- Only use LiFePO₄ charger
- Store at 50% capacity, recharge every 3 months. The storage area should be clean, cool, dry and ventilated.