



**UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA**  
**BARCELONATECH**

---

**Escola Superior d'Enginyeries Industrial,  
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa**

# **ESTUDIO Y OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA DE UN PROTOTIPO DE TRATAMIENTO DE AGUA EN UNA EMPRESA PAPELERA**

**TRABAJO FINAL DE MÁSTER**

**Máster Universitario en Ingeniería de Sistemas Automáticos y  
Electrónica Industrial**

**Autor: Pablo Cifuentes Fiallos**

**Director: Beatriz Amante García**

## Contenido

<b>Índice de figuras</b> .....	4
<b>Índice de tablas</b> .....	7
<b>Índice de fórmulas</b> .....	9
<b>1. Objeto</b> .....	11
<b>2. Justificación</b> .....	11
<b>3. Alcance</b> .....	11
<b>4. Especificaciones Básicas</b> .....	12
<b>5. Estado del arte</b> .....	13
5.1. Paneles Solares Fotovoltaicos.....	13
5.2. Baterías. ....	15
5.2.1. <i>Parámetros</i> .....	18
5.2.2. <i>Segunda vida de baterías Li-ion</i> .....	20
5.3. Inversores.....	21
5.4. Microrred .....	21
5.4.1. <i>Sistemas Conectados a la Red</i> .....	21
5.4.2. <i>Sistemas Aislados</i> .....	22
5.5. Gestión de Energía.....	22
5.5.1. Optimización .....	23
5.6. Energías Renovables en Mercado Eléctrico .....	24
5.6.1. Mercado Eléctrico .....	25
<b>6. Análisis del Sistema de Tratamiento de agua</b> .....	26
6.1. Característica del proyecto para Tratamiento de Agua.....	26
6.1.1. Consumo.....	27
6.2. Proceso de Tratamiento de Agua .....	27
6.3. Tarifas Eléctricas .....	28
6.3.1. Cálculo de la factura.....	30
6.3.2. Discriminación Horaria .....	31
6.4. Análisis en Homer® .....	31
6.4.1. <i>Temperatura Ambiental</i> .....	32
6.4.2. <i>Recurso Solar</i> .....	33
6.4.3. <i>Paneles Solares</i> .....	36
6.4.4. <i>Baterías</i> .....	37
6.4.5. <i>Inversor</i> .....	40
6.4.6. <i>Fuente de Energía (carga)</i> .....	41
6.4.7. <i>Red Eléctrica</i> .....	44

6.4.8. <i>Simulació en Homer®</i> .....	45
6.5. Automatizaci3n de la Planta Piloto de Tratamiento de Agua.....	76
6.5.1. <i>Componentes</i> .....	80
6.5.2. <i>Interfaz gráfica</i> .....	83
<b>7. Conclusiones</b> .....	87
<b>8. Bibliografía</b> .....	89
<b>9. Anexos</b> .....	90
9.1. Programa del PLC.....	91
9.2. Hojas de Datos de los equipos .....	110
9.2.1. <i>Paneles Fotovoltaicos</i> .....	110
9.2.2. <i>Baterías</i> .....	113
9.2.3. <i>Inversor</i> .....	119

## Índice de figuras

Figura 5.1.1 Red cristalina de Silicio. ....	13
Figura 5.1.2 Paneles Solares Monocristalinos, Red Solar FLX150SP-M. ....	14
Figura 5.1.3 Paneles Solares Policristalinos, Red Solar RED160-36P. ....	14
Figura 5.2.1. Bateria de Plomo-Ácido de marca Trojan. ....	15
Figura 5.2.2. Bateria de Niquel-Cadmio de marca Panasonic. ....	16
Figura 5.2.3. Bateria de Niquel-Cadmio de marca Panasonic. ....	16
Figura 5.2.4 Comparacion de densidad de energia volumetrica (Wh/L) y densidad de energía especifica (Wh/kg) de diferentes tipos de baterias.[2] .....	17
Figura 5.2.5 Demanda de baterias de Li-ion en dos decadas.[2] .....	17
Figura 5.2.6 Bateria de polimero de litio de marca Cameron Sino. ....	18
Figura 5.2.1.1 Numeros de Ciclos vs. Profundidad de Descarga de Bateria Saft-Intensium Flex.[3] .....	19
Figura 5.2.1.2. Curva de Capacidad. Voltaje [V] vs Capacidad [Ah] de Bateria Saft-Intensium Flex. [3] .....	20
Figura 5.3.1 Inversor SMA Sunny Island 4.4M 4,4kW 48V .....	21
Figura 5.4.1.1 Sistemas fotovoltaicas conectados a la red. ....	22
Figura 5.4.2.1 Sistemas Fotovoltaicas Aislados .....	22
Figura 5.6.1 Elementos en una Planta de Energia Virtual. (VVP). [6] .....	24
Figura 5.6.1.1 Estructura del mercado electrico. [7] .....	25
Figura 6.2.1 Celdas electroquímicas de galvanicas y electrolíticas.[9] .....	27
Figura 6.2.2 Esquema de celdas unitaria que constituyen la celda ECO75.[10] .....	28
Figura 6.2.3 Disposicion de electrodos en la celda ECO75.[10] .....	28
Figura 6.3.2.1 Horario de Tipos de Periodo para la Tarifa 6.1A en la Península publicado por Aura Energía. ....	31
Figura 6.4.1 Esquema de los elementos que componen la microrred. ....	32
Figura 6.4.1.1 Pantalla de Temperatura media por mes en Homer®. ....	33
Figura 6.4.2.1 Mapa de Irradiación Solar Global Horizontal Promedio Anual de Valores Diarios. (web ADRASE) .....	34
Figura 6.4.2.2 Irradiación Solar Global Horizontal Promedio Anual de Valores Diarios en la Zona del Proyecto . (web ADRASE) .....	34
Figura 6.4.2.3 Grafico Irradiación Solar Global Horizontal Promedio en Homer®. ....	35
Figura 6.4.3.1 Paneles Solares Monocristalinos, ATERSA Modelo A-325M .....	36
Figura 6.4.3.2 Paneles Solares Monocristalinos, Red Solar FLX150SP-M. ....	37
Figura 6.4.4.1 Batería Li-ion, SAFT Intensium Flex .....	38
Figura 6.4.4.2 Tubular Flooded Battery, ULTRACELL modelo UZS600-6 .....	39
Figura 6.4.5.1 Inversor VICTRON ENERGY, modelo QUATTRO 48/15000/200-100/100 .....	40
Figura 6.4.6.1 Consumo fijo de la fuente de energia. Homer® .....	41
Figura 6.4.6.2 Consumo fijo de la fuente de energia. Homer® .....	42
Figura 6.4.6.3 Valores de Carga Caso No.2 en Homer® .....	43
Figura 6.4.6.4 Valores de Carga Caso No.2 en Homer® .....	43
Figura 6.4.7.1 Grafico de tarifas introducidas a Homer®. ....	44
Figura 6.4.8.1 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.1. Homer®. ....	46
Figura 6.4.8.2 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.1. Homer®. ....	47

Figura 6.4.8.3 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.2. Homer®.	48
Figura 6.4.8.4 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.2. Homer®.	49
Figura 6.4.8.5 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.3. Homer®.	51
Figura 6.4.8.6 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.3. Homer®.	52
Figura 6.4.8.7 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.4. Homer®.	53
Figura 6.4.8.8 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.4. Homer®.	54
Figura 6.4.8.9 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.5. Homer®.	56
Figura 6.4.8.10 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.5. Homer®.	57
Figura 6.4.8.11 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.6. Homer®.	58
Figura 6.4.8.12 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.6. Homer®.	59
Figura 6.4.8.13 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.7. Homer®.	61
Figura 6.4.8.14 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.7. Homer®.	62
Figura 6.4.8.15 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.8. Homer®.	63
Figura 6.4.8.16 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.8. Homer®.	64
Figura 6.4.8.17 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.9. Homer®.	66
Figura 6.4.8.18 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.9. Homer®.	67
Figura 6.4.8.19 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.10. Homer®.	68
Figura 6.4.8.20 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.10. Homer®.	69
Figura 6.4.8.21 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.11. Homer®.	71
Figura 6.4.8.22 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.11. Homer®.	72
Figura 6.4.8.23 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.12. Homer®.	73
Figura 6.4.8.24 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.12. Homer®.	74
Figura 6.5.1 Piramide de Automatizacion con niveles de ISA-95. [12].	76
Figura 6.5.2 Sistema electrolitico asociado a la celda ECO75. [10]	77

Figura 6.5.3 Configuración de PLC en CX-Programmer para simulación con CX-Supervisor. ....	78
Figura 6.5.4 Secciones del Programa ladder en CX-Programmer .....	78
Figura 6.5.2.1 Pantalla del sistema SCADA del Tratamiento Agua para reciclado de papel.....	84
Figura 6.5.2.2 Pantalla del Sistema de Generación de energía en del sistema SCADA. ....	85
Figura 6.5.2.3 Pantalla de Parámetros en del sistema SCADA.....	86

## Índice de tablas

Tabla 5.1.1 Comparación de tres tipos de celdas fotovoltaicas.[1] .....	15
Tabla 5.2.1.1 Parametros de Baterias. ....	18
Tabla 6.1.1 Ubicación Geográfica de Pere Valls S.A en coordenadas Grados Decimales y GMS .....	26
Tabla 6.1.1.1 Caudal Agua a Tratar en Pere Valls. ....	27
Tabla 6.1.1.2 Consumo de energía para tratamiento de agua.....	27
Tabla 6.3.1 Tarifas 6.1A Fija y variables para la Península de Aura Energía.....	29
Tabla 6.3.2 Tarifa con impuestos (en Euros).....	29
Tabla 6.3.3 Tarifa con impuestos (en Dólares). ....	30
Tabla 6.4.1.1 Temperatura media de las estaciones meteorológicas en el Alt Penedès. Servei Meteorològic de Catalunya .....	32
Tabla 6.4.2.1 Valores de Irradiación Solar Global Horizontal Promedio Anual de Valores Diarios en la Zona del Proyecto . (web ADRASE) .....	35
Tabla 6.4.3.1 Características Técnicas de Paneles Solares Monocristalinos, ATERSA Modelo A-325M.....	36
Tabla 6.4.3.2 Características Técnicas de Paneles Solares Monocristalinos, Red Solar FLX150SP-M. ....	37
Tabla 6.4.4.1 Características Técnicas de Batería Li-ion, SAFT Intensium Flex .....	38
Tabla 6.4.4.2 Características Técnicas de Batería Li-ion, SAFT Intensium Flex .....	39
Tabla 0.1 Características Técnicas de Batería Li-ion, SAFT Intensium Flex .....	40
Tabla 6.4.5.1 Características Técnicas del Inversor VICTRON ENERGY, modelo QUATTRO 48/15000/200-100/100 .....	40
Tabla 6.4.6.1 Casos de operación de la fuente de energía (carga). ....	41
Tabla 6.4.7.1 Tarifa para introducir a Homer®.....	44
Tabla 6.4.8.1 Escenarios de Simulación.....	45
Tabla 6.4.8.2 Valores de Simulación del Escenario No.1. Homer®.....	46
Tabla 6.4.8.3 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.1 .....	46
Tabla 6.4.8.4 Valores de Simulación del Escenario No.1. Homer®.....	47
Tabla 6.4.8.5 Resultados económicos del Escenario No.1 .....	47
Tabla 6.4.8.6 Valores de Simulación del Escenario No.2. Homer®.....	48
Tabla 6.4.8.7 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.2 .....	48
Tabla 6.4.8.8 Valores de Simulación del Escenario No.2. Homer®.....	49
Tabla 6.4.8.9 Resultados económicos del Escenario No.2.....	50
Tabla 6.4.8.10 Valores de Simulación del Escenario No.3. Homer®.....	50
Tabla 6.4.8.11 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.3 .....	50
Tabla 6.4.8.12 Valores de Simulación del Escenario No.3. Homer®.....	51
Tabla 6.4.8.13 Resultados económicos del Escenario No.3.....	52
Tabla 6.4.8.14 Valores de Simulación del Escenario No.4. Homer®.....	53
Tabla 6.4.8.15 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.4 .....	53
Tabla 6.4.8.16 Valores de Simulación del Escenario No.4. Homer®.....	54
Tabla 6.4.8.17 Resultados económicos del Escenario No.4.....	55
Tabla 6.4.8.18 Valores de Simulación del Escenario No.5. Homer®.....	55

Tabla 6.4.8.19 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.5 .....	55
Tabla 6.4.8.20 Valores de Simulación del Escenario No.5. Homer® .....	56
Tabla 6.4.8.21 Resultados económicos del Escenario No.5 .....	57
Tabla 6.4.8.22 Valores de Simulación del Escenario No.6. Homer® .....	58
Tabla 6.4.8.23 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.6 .....	58
Tabla 6.4.8.24 Valores de Simulación del Escenario No.6. Homer® .....	59
Tabla 6.4.8.25 Resultados económicos del Escenario No.6 .....	60
Tabla 6.4.8.26 Valores de Simulación del Escenario No.7. Homer® .....	60
Tabla 6.4.8.27 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.7 .....	60
Tabla 6.4.8.28 Valores de Simulación del Escenario No.7. Homer® .....	61
Tabla 6.4.8.29 Resultados económicos del Escenario No.7 .....	62
Tabla 6.4.8.30 Valores de Simulación del Escenario No.8. Homer® .....	63
Tabla 6.4.8.31 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.8 .....	63
Tabla 6.4.8.32 Valores de Simulación del Escenario No.8. Homer® .....	64
Tabla 6.4.8.33 Resultados económicos del Escenario No.8 .....	65
Tabla 6.4.8.34 Valores de Simulación del Escenario No.9. Homer® .....	65
Tabla 6.4.8.35 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.9 .....	65
Tabla 6.4.8.36 Valores de Simulación del Escenario No.9. Homer® .....	66
Tabla 6.4.8.37 Resultados económicos del Escenario No.9 .....	67
Tabla 6.4.8.38 Valores de Simulación del Escenario No.10. Homer® .....	68
Tabla 6.4.8.39 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.10 .....	68
Tabla 6.4.8.40 Valores de Simulación del Escenario No.10. Homer® .....	69
Tabla 6.4.8.41 Resultados económicos del Escenario No.10 .....	70
Tabla 6.4.8.42 Valores de Simulación del Escenario No.11. Homer® .....	70
Tabla 6.4.8.43 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.11 .....	70
Tabla 6.4.8.44 Valores de Simulación del Escenario No.11. Homer® .....	71
Tabla 6.4.8.45 Resultados económicos del Escenario No.11 .....	72
Tabla 6.4.8.46 Valores de Simulación del Escenario No.12. Homer® .....	73
Tabla 6.4.8.47 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.12 .....	73
Tabla 6.4.8.48 Valores de Simulación del Escenario No.12. Homer® .....	74
Tabla 6.4.8.49 Resultados económicos del Escenario No.12 .....	75
Tabla 6.4.8.50 Resumen de Resultados de los Escenarios de Simulación .....	75
Tabla 6.5.1 Puntos en CX-Supervisor .....	79
Tabla 6.5.1.1 Lista de componenetes del sistema de Tratamiento de Agua .....	80
Figura 6.5.1.2 Esquema del Sistema Tratamiento Agua para reciclado de papel .....	81





## Índice de fórmulas

<i>Formula No. 1</i>	(5.2.1-1).....	18
----------------------	----------------	----



## **Agradecimientos**

Agradezco mucho a quienes forjaron mi camino: a Dios, a mis padres Mario y María del Rosario y a mi hermano Rafael.

A mi directora Beatriz quien me ha guiado en este proceso.

## 1. Objeto

El objeto de este estudio es realizar un estudio y optimización energética de un prototipo de tratamiento de agua con energía fotovoltaica en una empresa papelera.

## 2. Justificación

El cuidado del medio ambiente representa que todas las actividades humanas deben estar enfocadas en el cuidado de la naturaleza, ya que nuestra supervivencia depende de la conservación de esta. Es por esto, que se empezaron a hacer esfuerzos a nivel Estados, como en el Protocolo de Kioto (1998) en el que los países acordaron tomar medidas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero causantes del calentamiento global

En los últimos años, se mira a las empresas como agentes que también tienen la capacidad de dar respuesta a las necesidades humanas ya que generan un impacto social, laboral y económico, así como también medioambiental.

En este contexto, Pere Valls tiene el compromiso y la responsabilidad medioambiental de tratar el papel reciclado con el cuidado y el respeto con el entorno. Es por esto, que la empresa desde hace unos años ha ejecutado proyectos como el de implantar una caldera de biomasa (alimentada por astilla forestal de proximidad) para la generación de vapor de agua para el secado del papel, y no con gas natural que produce emisiones de CO<sub>2</sub>.

Siguiendo en esta línea, ahora la empresa quiere disminuir la utilización de químicos en el proceso de limpieza del agua y realizar proceso electroquímico. El problema del tratamiento electroquímico es el consumo de energía adicional que se genera y para suplir este consumo se plantea la implementación de un sistema de generación solar fotovoltaica a través de la instalación de paneles solares como alternativa para generar la electricidad necesaria para realizar el de limpieza del agua.

## 3. Alcance

El presente proyecto pretende desarrollar a partir de la demanda de energía eléctrica, el tiempo de autonomía de la planta de tratamiento electroquímico que el cliente requiere, para así establecer la mejor configuración de un sistema de generación fotovoltaico para proveer de energía eléctrica de la planta intentando que el impacto del consumo de la misma se supla con la generación fotovoltaica.

El software que se empleará para el dimensionado del sistema es HOMER Energy, que es la principal herramienta en el proceso de optimización. Con este software se realizan las simulaciones en los diferentes escenarios con los recursos que se tendrían para así determinar principalmente el número de paneles fotovoltaicos y número de baterías que se requerirán para satisfacer las necesidades de consumo del sistema. Después de hecha la simulación y optimización de los escenarios, se seleccionará el más óptimo, de acuerdo con un análisis técnico - económico para ofrecer la mejor solución al sistema.

También, se realiza el diseño de un sistema SCADA que permita controlar y supervisar el prototipo de tratamiento de agua a distancia y posibilita visualizar la dinámica que tendría el proceso. El SCADA que se diseña consta de dos pantallas principales muy bien

diferenciadas. En una de ellas se visualiza el proceso de tratamiento de agua con los tanques, bombas y tuberías interconectadas; y en otra el proceso de gestión de la energía (si en ese momento se tiene energía desde la red eléctrica, baterías y/o paneles fotovoltaicos).

Finalmente se realizará una reflexión a partir de un análisis económico del sistema implementado.

#### 4. Especificaciones Básicas

Para realizar el proyecto se tendrán en cuenta las siguientes especificaciones básicas requeridas por el cliente:

- El proyecto ha de ser implementado en Sant Pere de Riudebitlles, Provincia de Barcelona.
- Capacidad de tratamiento de agua es de 1000 litros cada hora.
- La fuente de energía del sistema de generación eléctrica del proyecto funciona con 48 voltios a 200A.
- El dimensionado del sistema de generación eléctrica del proyecto debe hacer autosostenible el sistema de tratamiento de agua, a nivel de simulación.
- El dimensionado real factible para la planta piloto de tratamiento de agua. Es decir, poder almacenar la energía suficiente para tener una autonomía durante el consumo de los dos días del fin de semana a un coste asumible y viable a largo plazo.
- La planta de tratamiento de agua consumirá lo mínimo de energía eléctrica necesario de la red pública.
- Se deben realizar la simulación sistema de generación eléctrica con baterías Li-ion nuevas y de segunda vida.
- Se debe considerar dos horarios posibles de operación de la planta de tratamiento de agua: solo los fines de semana y otro de 2 horas diarias entre semana de 10h00 y las 12h00.

## 5. Estado del arte

En este capítulo se va a tratar el estado del arte de paneles fotovoltaicos solares, los tipos de baterías, baterías de segunda vida, inversores, microrredes y de cómo funciona el mercado eléctrico.

### 5.1. Paneles Solares Fotovoltaicos

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones al iluminarse un material, mientras que el efecto fotovoltaico consiste en la aprovechar esta propiedad para generación de energía eléctrica.

En la industria fotovoltaica existen células y módulos solares de diversos tipos donde las más comunes son las de silicio monocristalino, seguidas del silicio policristalino y después las de módulos de capa fina, entre otros.

Cuando se aporta energía externa a un material semiconductor se produce la liberación de electrones del enlace del átomo. Este electrón puede moverse de forma libre por la red cristalina y dejará un hueco que actúa como carga positiva en la red.

Los paneles fotovoltaicos están compuestos de células de silicio. El silicio es un material que tiene la característica de ser semiconductor eléctrico en que sus átomos tienen cuatro electrones en su última orbita las cuales comparten con otros átomos de silicio formando un fuerte enlace. Ver Figura 5.1.1.

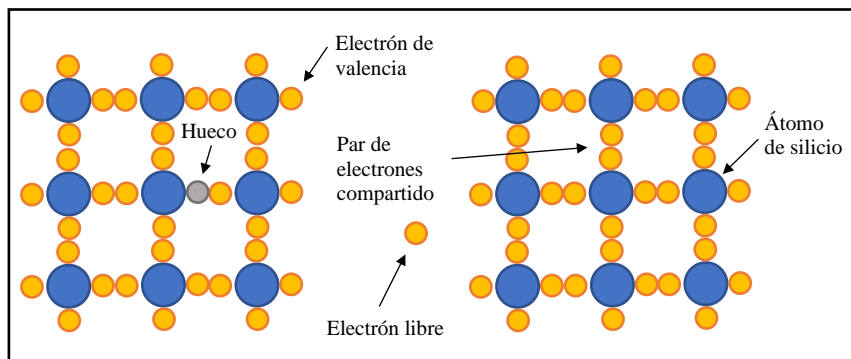


Figura 5.1.1 Red cristalina de Silicio.

Existen tres tipos de células de silicio: monocristalino, policristalino y amorfos.

Los paneles de células de silicio monocristalino se caracterizan por tener una estructura uniforme, que como su mismo nombre lo indica, son paneles compuestos a partir de un cristal de silicio. Estos paneles tienen aspecto de ser de color negro, azul muy oscuro, y de estar recortado en las esquinas con forma de chaflan. En la Figura 5.1.2 se puede apreciar las características físicas del panel fotovoltaico monocristalino comercial antes mencionadas.



*Figura 5.1.2 Paneles Solares Monocristalinos, Red Solar FLX150SP-M.*

Los paneles de células de silicio policristalino tienen un aspecto color azul, no tienen las esquinas en forma de chaflán, sino terminan en ángulo rector, y el bloque de silicio del que provienen se forma de muchos cristales pequeños de silicio. En la Figura 5.1.3 se puede apreciar las características físicas de un panel fotovoltaico policristalino comercial antes mencionadas.



*Figura 5.1.3 Paneles Solares Policristalinos, Red Solar RED160-36P.*

Los paneles de silicio amorfo (o de capa fina) emplean silicio amorfo y su rendimiento es inferior a las de silicio cristalino. Este tipo de paneles, a diferencia de los paneles solares cristalinos, no consisten en unir células individuales, sino en una sola lámina

hecha a medida en la que se encuentran las células conectadas entre sí al fabricar el módulo.

Como se muestra la Tabla 5.1.1 los paneles fotovoltaicos que tienen mayor vida útil y mayor eficiencia son los de tipo monocristalino, seguido de los paneles solares policristalinos y finalmente los de capa fina (amorfo). Siendo éstas últimas cada vez menos utilizadas.

	<b>MONOCRISTALINOS</b>	<b>POLICRISTALINOS</b>	<b>CAPA FINA</b>
<b>Vida útil</b>	25 – 30 años	20 – 25 años	15- 20 años
<b>Tolerancia de Temperatura</b>	0 a +5%	-5% a +5%	-3 a 3%
<b>Eficiencia</b>	10% a 15%	9% a 12%	9% a 12%

*Tabla 5.1.1 Comparación de tres tipos de celdas fotovoltaicas.[1]*

## 5.2. Baterías.

Un batería es un dispositivo que permite acumular energía, a partir de una reacción electroquímica que convierte la energía potencial química en energía eléctrica.

La función principal de las baterías es de almacenar energía en las horas de irradiación solar ya que la producción de energía solar y el consumo de ésta no siempre coinciden en el tiempo. El acumulador fija la tensión de trabajo de la instalación, ya sea 12, 24, 48 voltios.

Tipos de baterías:

### **Baterías de Plomo-Ácido**

El tipo de baterías recargables más común en los sistemas aislados son las baterías de plomo y ácido porque son relativamente baratas y se pueden cargar con corrientes eléctricas de diferentes intensidades. Sin embargo, en la última década las baterías de Li-ion han ido ganando espacio en la industria de automoción por los vehículos eléctricos gracias a sus mejores prestaciones. Ver figura 5.2.1. Uso frecuente en baterías de automóviles.



*Figura 5.2.1. Batería de Plomo-Ácido de marca Trojan.*

### Baterías de Níquel-Cadmio (NiCd)

Este tipo de baterías recargables tiene la característica de estar selladas, una baja autodescarga y tener mayor resistencia a altas temperatura en comparación con baterías de plomo-ácido. Los aspectos negativos son que posee efecto memoria y que la ser de cadmio que es muy contaminante, éstas han sido reemplazadas por las baterías de Níquel-Metal Hidruro y Li-ion en diversas aplicaciones. Ver figura 5.2.2. Uso frecuente en juguetes.



Figura 5.2.2. Bateria de Níquel-Cadmio de marca Panasonic.

### Hierro-Níquel

Este tipo de baterías recargables (con ánodo de oxi-hidróxido de níquel y hierro en el cátodo) se caracteriza por ser de larga vida útil y tolerante ante sobrecargas, descargas profundas y cortocircuitos. Los aspectos negativos de esta batería están en su rendimiento, ya que su retención de cargas es mala y también tiene un bajo consumo de energía específica.

### Níquel-Metal Hidruro (NiMH)

Este tipo de baterías recargables (con ánodo de oxi-hidróxido de níquel y en el cátodo metal hidruro), son un avance de las baterías de níquel cadmio, tiene mayor densidad de energía y su efecto memoria es muy bajo. Los aspectos negativos de esta batería están que tiene una alta tasa de auto descarga y es mayor que la de baterías de NiCd. Ver figura 5.2.3.



Figura 5.2.3. Bateria de Níquel-Cadmio de marca Panasonic.

### Baterías Ion Litio (Li-ion)

Este tipo de baterías que poseen litio en el cátodo, y han sido utilizadas mayormente para dispositivos electrónicos como celulares y computadoras portátiles. Pero esta última década se ha expandido su uso hacia la industria de vehículos eléctricos por su gran capacidad, densidad de energía (tanto en volumen como en peso), tasa de carga alta, vida útil entre otros; lo que ha permitido también tener mayor avance comparado con otro tipo de baterías comerciales. En la figura 5.2.4 se puede ver que las baterías Li-ion tienen una mayor densidad de energía volumétrica (Wh/L) y mayor densidad de energía específica (Wh/kg) en comparación con otros tipos de baterías comerciales como son las baterías de plomo-ácido, níquel-cadmio y Níquel-Metal Hidruro



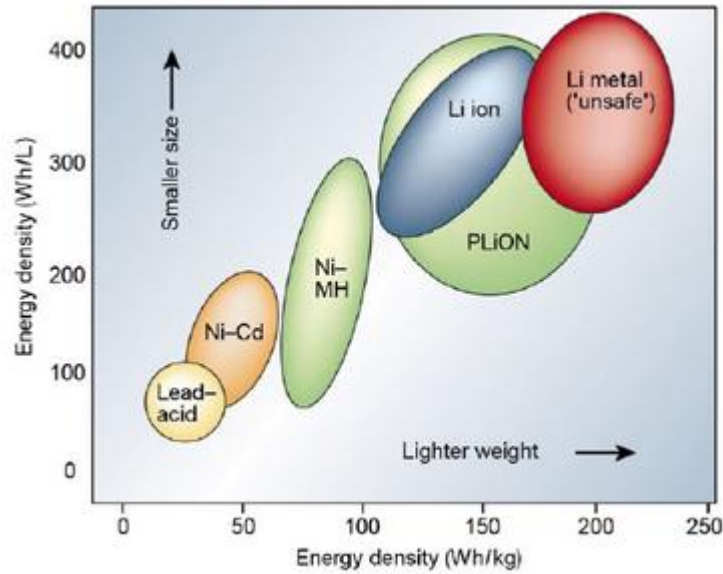


Figura 5.2.4 Comparacion de densidad de energia volumetrica (Wh/L) y densidad de energia especifica (Wh/kg) de diferentes tipos de baterias.[2]

El acelerado incremento de vehículos eléctricos en esta última década, como se muestra en la figura 5.2.5, ha creado también un incremento de la demanda de baterías Li-ion además impulsado por su más frecuente utilización en proyectos de energía renovable como solar o eólica. Si bien su costo es elevado, el aumento de su producción ha hecho que se reduzca considerablemente en estos años.

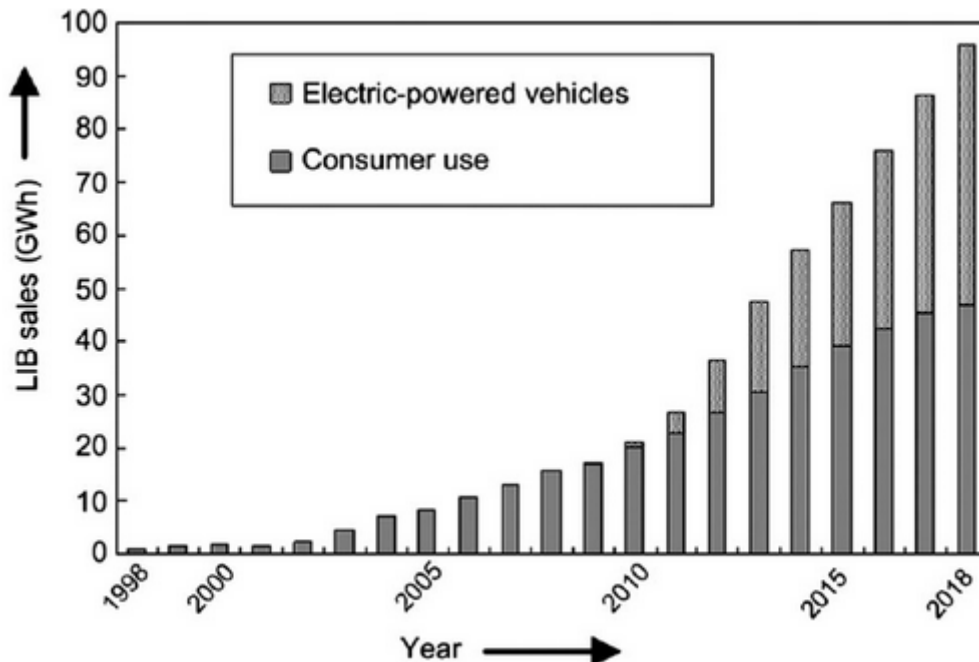


Figura 5.2.5 Demanda de baterias de Li-ion en dos decadas.[2]

## Baterías Polímero de Litio

Es tipo de batería, es una batería de litio con la particularidad de que tiene un polímero solido como electrolito. Su densidad de energía es superior a las baterías níquel-cadmio y Níquel-Metal Hidruro. Los aspectos negativos de esta batería son que queda si se descarga por debajo de los 3.0V esta deja de funcionar de forma indefinida, y también que requiere un trato especial en su manipulación ya que se puede ocasionar deterioro irreparable e inclusive la explosión, la igual que las baterías Li-ion. Es utilizada para baterías de móviles.



Figura 5.2.6 Bateria de polímero de litio de marca Cameron Sino.

### 5.2.1. Parámetros

Las baterías poseen una serie de parámetros que definen su funcionamiento. Los principales parámetros se muestran en la Tabla 5.2.1.1, aunque existen más como pueden ser las curvas de capacidad (voltaje vs capacidad, figura 5.2.1.2).

PARAMETROS DE BATERIAS
Tensión
Intensidad
Capacidad
Profundidad de Descarga
Rendimiento

Tabla 5.2.1.1 Parametros de Baterias.

### Capacidad de carga

La capacidad de la batería es la cantidad de electricidad que puede suministrar, que esta expresada en amperios-hora, hasta que el voltaje descienda a un valor mínimo especificado (voltaje de corte). Se calcula utilizando la siguiente formula:

$$Capacidad_{bateria} = I_D \times T_D (Ah) \quad (5.2.1-1)$$

$I_D$  = corriente de descarga (amperios)

$T_D$  = Tiempo de descarga en horas

La corriente de descarga es la corriente que requiere el equipo y el tiempo es el número de horas que se quiere que esté funcionamiento.

Ej:  $C_{Bateria} = 0.30A \times 24horas = 7.2Ah$

### Estado de carga (SOC) de batería

El estado de carga o SOC (State of Charge) es el indicador de la energía almacenada en la batería expresada en porcentaje del 0 al 100. Cuando la batería está cargada por completo el porcentaje será del 100% y cuando se indique el 0% es que esta descarga totalmente. Sin embargo, con el SOC de 0% indica que si extraemos la energía que queda en la batería, se generaría un gran deterioro. Este valor mínimo al que empieza a deteriorarse la batería lo indica la tensión de corte.

### Profundidad de descarga (DOD)

La profundidad de descarga o DOD (Depth of Discharge) es el porcentaje de la capacidad total de la batería que se usa durante una descarga. Dependiendo de la máxima profundidad de descarga permitida por el fabricante se podrá tener mayor o menor número de ciclos de uso la batería. Se muestra un ejemplo en la Figura 5.2.1.

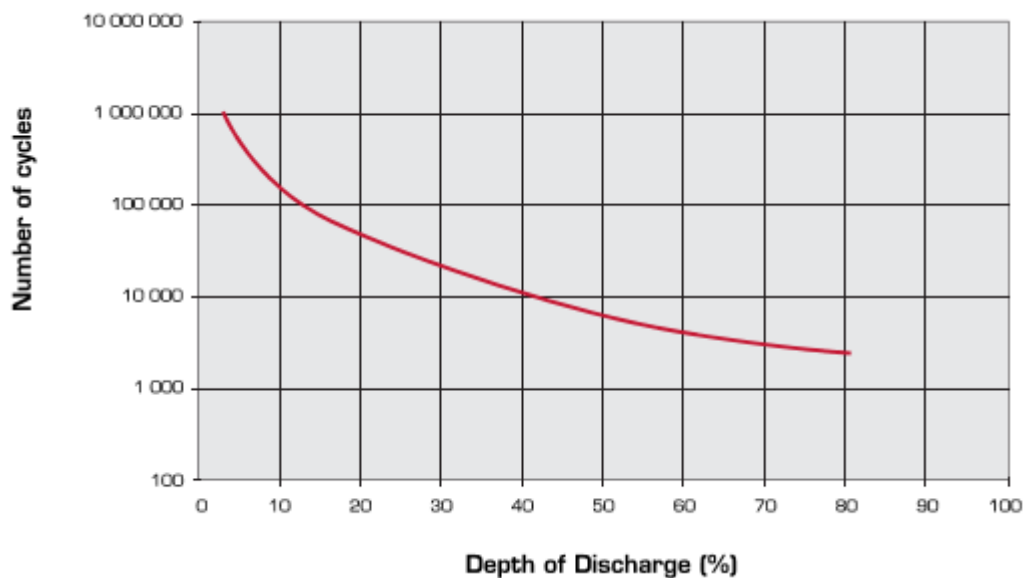


Figura 5.2.1.1 Numeros de Ciclos vs. Profundidad de Descarga de Bateria Saft- Intensium Flex.[3]

La curva de capacidad (figura 5.2.1.2) es la curva que indica cómo se comporta la batería cuando se va descargando, en este caso, a intensidad de corriente constante. Se pueden encontrar también curvas de capacidad donde se expresa intensidad de corriente (A) vs. capacidad (Ah).

**Intensium Flex - Energy Module**  
**Typical Discharge at +20°C/+68°F after charge to 56.0 V**

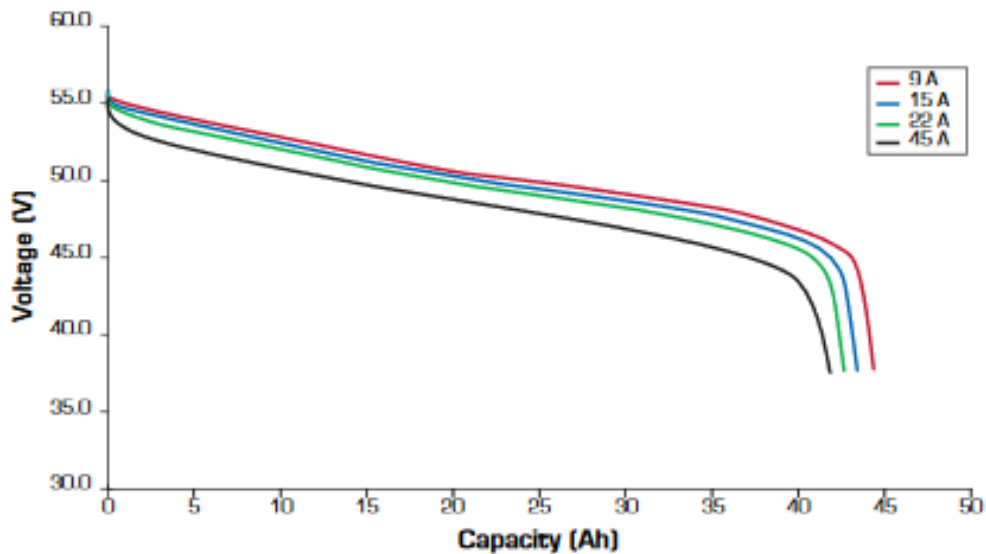


Figura 5.2.1.2. Curva de Capacidad. Voltaje [V] vs Capacidad [Ah] de Bateria Saft- Intensium Flex. [3]

Así, por ejemplo, si se va a utilizar una batería Li-ion y el fabricante recomienda que no se descargue más del 80%, se tendría que aumentar la capacidad de la batería que se va a utilizar.

$$C_{Bateria} = 7.2Ah$$

$$C_{Bateria\ nueva} = \frac{C_{Bateria}}{0.8} = \frac{7.2\ Ah}{0.8} = 9.0Ah$$

### 5.2.2. Segunda vida de baterías Li-ion

Las baterías pierden capacidad de almacenamiento con el tiempo por causa de inestabilidad química, sulfatación de componentes o altas temperaturas. En los vehículos eléctricos cuando las baterías han perdido más de un 20% de su capacidad, el fabricante recomienda sustituirlas por nuevas. Sin embargo, la capacidad de las baterías aún puede ser utilizada en otros sectores como el de almacenamiento en instalaciones fijas como es el caso del almacenamiento de energía eléctrica generada de fuentes renovables. Esto se lo hace para que las baterías puedan ser aprovechadas en aplicaciones que si son útiles antes de ser recicladas.

En el caso de sistemas fotovoltaicos, estos requieren de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica producto del excedente de electricidad generada o en horas valle para utilizarlo cuando se requiera o el precio sea mayor en hora punta. [4]

### 5.3. Inversores

El inversor es un dispositivo electrónico que transforma de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC), con características eléctricas que el usuario requiere.

Los inversores tienen varias aplicaciones que pueden ser desde el cargador de un móvil para pasar de 220V, 50 A de corriente alterna (AC) a la energía que se requiere de 5V y 2<sup>a</sup> de corriente directa (DC). Un ejemplo es el inversor de la figura 5.3.1.



Figura 5.3.1 Inversor SMA Sunny Island 4.4M 4,4kW 48V

### 5.4. Microrred

El CERTS define a la microrred como fuentes interconectadas de recursos energéticos distribuidos, almacenamiento de energía y cargas eléctricas que pueden operar independientemente o conectadas a la red circundante.

Las microrredes se han convertido en un medio para organizar y coordinar el despliegue y operación de recursos energéticos distribuidos, como la combinación de calor y energía, las energías renovables como la fotovoltaica y eólica, los sistemas de almacenamiento generadores Diesel, cargas controlables ya sea de forma individual o en combinación. Los consumidores están interesados en adoptar recursos energéticos distribuidos con el fin de aumentar su autosuficiencia y confiabilidad energéticas mientras reducen costos de energía y reducen el impacto ambiental. [5]

Otros beneficios que supone tener una microrred es que reduce pérdidas de transmisión de energía, permite la diversificación energética y permite la gestión de energía en el lado del usuario.

#### 5.4.1. Sistemas Conectados a la Red

Una microrred que está conectada a la red de distribución tiene la posibilidad de que si no es capaz de generar dentro de ésta (microrred) la energía que las cargas demandan, en su totalidad, sea suministrada a través de la conexión con la red para cubrir esa diferencia. De igual manera, si se genera más energía en la microrred que la que se consume, el excedente de energía puede ser suministrarse a la red. En la figura 5.4.1.1 se muestra un sistema fotovoltaico conectado a la red.

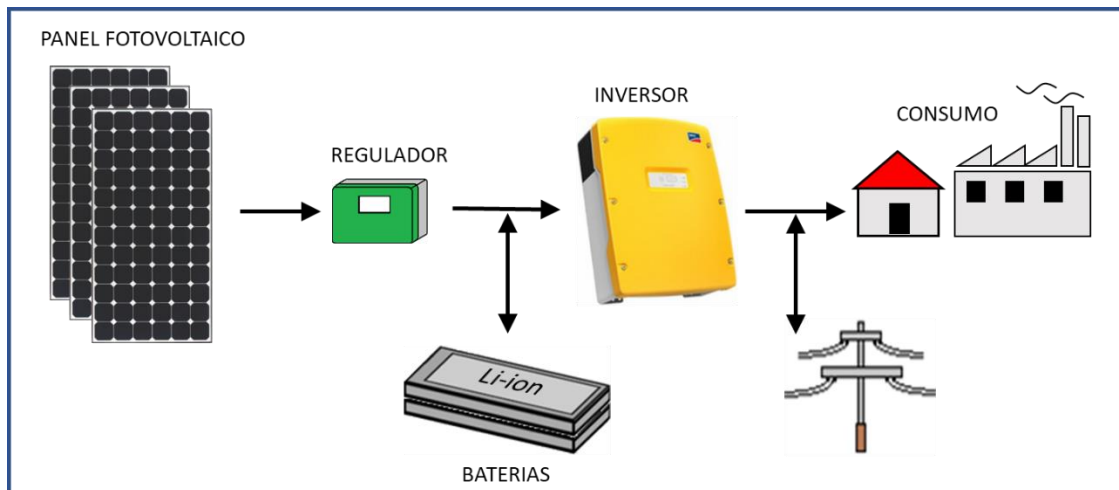


Figura 5.4.1.1 Sistemas fotovoltaicas conectados a la red.

#### 5.4.2. Sistemas Aislados

Una microrred que está conectada a la red de distribución de forma regular. No obstante, la microrred tiene la capacidad de desconectarse de la red si así se requiere en su caso. Por ejemplo, en un estado de emergencia de la red con el fin de proteger y prevenir que el fallo producido no afecte el suministro a sus clientes (internos). Una vez superado el estado de emergencia de la red, la microrred procederá a conectarse y volver a su condición regular de operación. En la figura 5.4.2.1 se muestra un sistema fotovoltaico aislado.

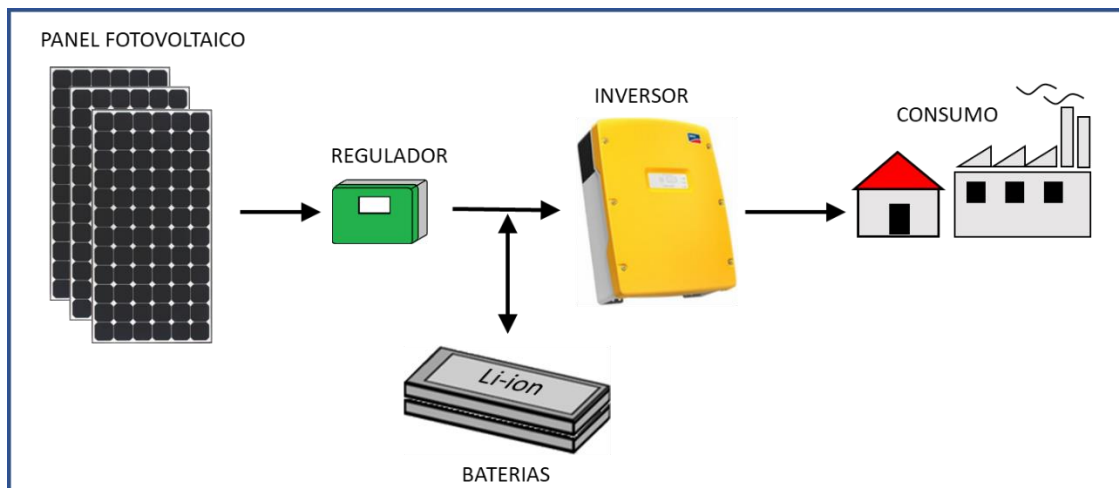


Figura 5.4.2.1 Sistemas Fotovoltaicas Aislados

#### 5.5. Gestión de Energía

La energía eléctrica, igual como otros recursos, sufre el aumento de precio en el tiempo por su gran valor para el ser humano tanto en la industria como en la vida diaria. El cual debe ser sensible con el impacto que produce su generación y su gestión con el medio ambiente. Esto implica una responsabilidad y un desafío para la industria, ya que, por su manejo de gran cantidad de energía, un manejo y gestión adecuada de los recursos permitirá reducir costos de producción que este sector lo requiere. Por tanto, para un

ahorro de energía se debe actuar y tomar medidas necesarias para aprovechar mejor el potencial existente.

La gestión energética permite la identificación de oportunidades de mejora enfocadas en la calidad y seguridad del sistema energético. Se deben establecer objetivos enfocados en la optimización de recursos energéticos tales como:

- Uso de fuentes de energía renovables.
- Sustitución de algunas fuentes de energía.
- Análisis del impacto de las acciones realizadas.
- Aprovechamiento de residuos.
- Estudio de nuevas técnicas para producir energía. (Ahorrar energía)
- Análisis económico de la gestión que se realiza.

#### 5.5.1. Optimización

El objetivo de un sistema de generación energética es buscar la optimización de los recursos. Es por esto, que es primordial poder identificar los lugares donde se puede realizar ahorro energético, para lo cual se debe tener un registro permanente de datos de consumo de energía eléctrica y determinar donde se consume. Hay que tener en cuenta, el poder planificar y controlar la carga energética posibilitara evitar picos de consumo, los cuales que suelen generar sobrecostos como un recargo si se sobrepasa el umbral establecido.

Se puede identificar costos producidos en los períodos de inactividad para reducirlos (como gastos fijos).

En los costos de la inactividad se puede identificar costos derivados como son: la materia prima de producción que se debe desechar cuando la producción se paraliza, el costo de una para no planificada, etc.

Otro problema suele estar relacionado con la mala calidad de energía eléctrica, lo que repercute en la calidad del producto final y obtener especificaciones fuera de estándares requeridos por el cliente (interno y/o externo).

## 5.6. Energías Renovables en Mercado Eléctrico

El desarrollo y la reducción de dispositivos de almacenamiento de energía más eficientes ha permitido, no solo que los sistemas de generación eléctrica puedan atender a comunidades aprovechando fuentes de energías, sino también que estas se operen de forma colectiva de tal modo que sean actores en el mercado eléctrico. Esta agrupación de varios sistemas de generación eléctrica (pequeños) que, si bien suelen estar geográficamente dispersos, al operar y ser gestionadas como una sola central se la conoce como central eléctrica virtual o virtual power plant (VPP).

Esto ha dado lugar a que se gestionen varios elementos que tiempo atrás no se pensaban que puedan hacerlo de manera coordinada, como por ejemplo varios tipos de cargas como industrial y civil al mismo tiempo ya que pueden tener requerimientos distintos en la calidad del suministro eléctrico. Estos elementos pueden ser:

- Generación Eólica.
- Generación Fotovoltaica.
- Turbinas de gas.
- Carga Industrial.
- Carga Civil.
- Sistema de almacenamiento de energía.
- Estación de carga de baterías.
- Etc.

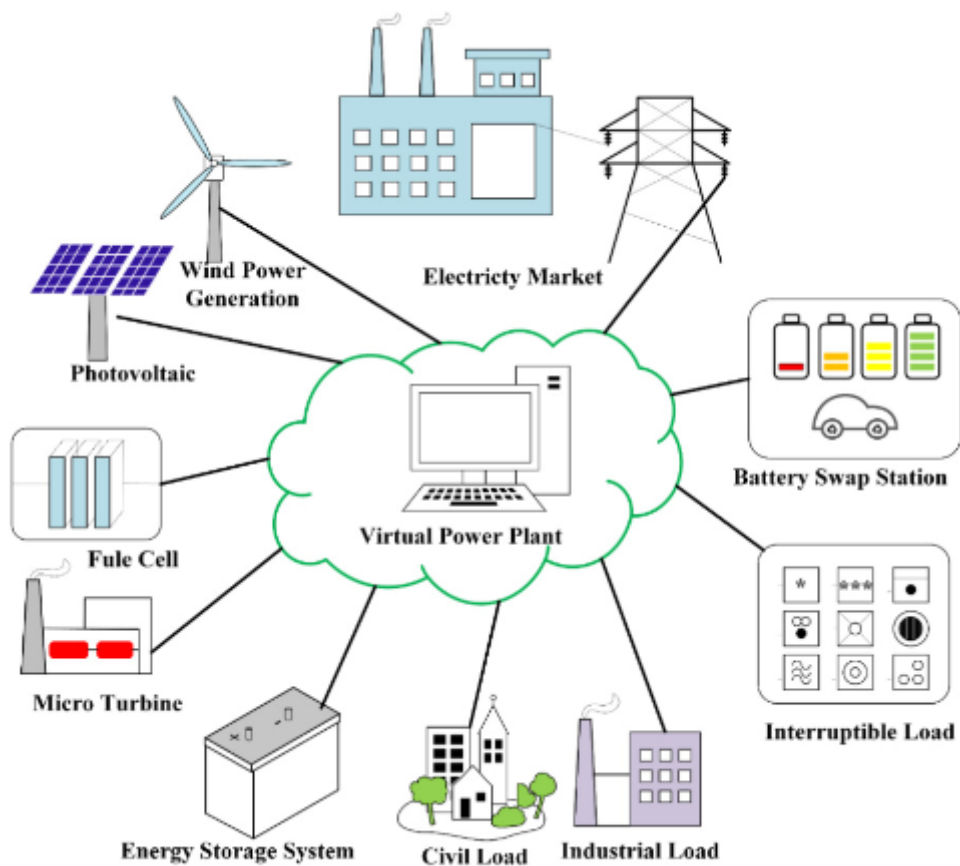


Figura 5.6.1 Elementos en una Planta de Energía Virtual. (VPP). [6]



Una planta de energía virtual tiene la ventaja que al gestionar la energía de los distintos sistemas de generación para la distribución hacia las cargas (demanda), sistema de almacenamiento puede integrarse al mercado eléctrico como un agente de intercambio de energía. [6]

Para que una planta eléctrica virtual pueda ingresar al mercado (eléctrico) se debe tener claro cómo funciona, ya que presenta varios escenarios y tiene cierta complejidad.

### 5.6.1. Mercado Eléctrico

De forma general, el mercado de eléctrico consiste un sistema regulado que permite a los productores y consumidores vender/comprar a un precio que se determina a través de una subasta, en el que intervienen los operadores y los agentes de mercado. [7] El mercado tiene a su vez varios mercados: el mercado diario y el extra diario.

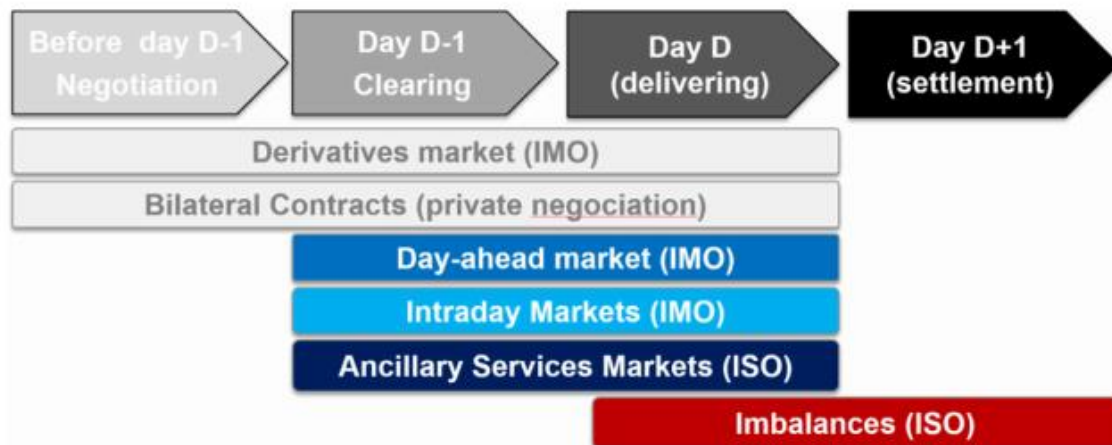


Figura 5.6.1.1 Estructura del mercado eléctrico. [7]

Para el mercado diario (desde día D-1 hasta D) los precios de la electricidad se fijan a las 12:00 horas para las veinticuatro horas del día siguiente a través de una empresa encargada gestionar el mercado mayorista, en el caso de la Península Ibérica a través de OMIE. Los precios y volumen que se establece el resultado del cruce entre la oferta y la demanda. Sin embargo, este resultado (precios y volumen) es la solución más eficiente desde el punto de vista económico, pero dadas las características de la electricidad, se necesita que sea también viable desde el punto de vista físico, por lo cual se tiene que hacer una validación técnica por parte del operador. El proceso de validación asegura que los resultados del mercado sean técnicamente factibles en la red de transporte. [8] Esto hace que en los resultados del mercado diario se presenten variaciones por restricciones técnicas.

Una vez concluido el mercado diario, en el mercado intradario (desde día D-1 hasta D) se puede seguir comprando y vendiendo electricidad el cual se presenta por la variación efectuada por el operador técnico y también por desviación en la previsión de energía en el mercado diario. También existe un mercado de reserva (Heredia, Cuadrado, and

Corchero 2018) el cual existe porque los agentes salieron al mercado con un margen de energía y van corrigiendo en función de consumo real.

Finalmente, una vez concluido el día D si se realiza ha generado más energía que limpiado el propietario de la planta de energía recibirá un pago y si ha generado energía menos deberá pagar obligaciones.[7]

Por tanto, las plantas de energía virtual tienen la oportunidad de operar en los tres mercados que se presentan donde se convierten en actores dinámicos para conseguir el mejor precio de la electricidad para su beneficio y el de sus asociados. Es decir, las microrredes creadas para atender a sus clientes para conseguir el mejor precio de electricidad decidiendo cuando tomar energía de la red pública y cuando de la energía generada por sus sistemas, pueden participar de forma activa en el mercado eléctrico para conseguir mayores beneficios.

El participar en el mercado eléctrico representa para las plantas de energía virtual un reto para encontrar el modelo óptimo de operación para poder actuar en los tres mercados: diario, intradiario y reserva. Por tal motivo, el tema central es en saber cuándo almacenar energía y cuando venderla, para lo cual en el mercado se pueden encontrar diversos proyectos que desarrollan métodos estadísticos, probabilísticos, entre otros, con el objetivo de encontrar el momento óptimo de vender y comprar energía.

## 6. Análisis del Sistema de Tratamiento de agua

El sistema consiste en dos partes, la una que es el proceso de tratamiento de agua para papel reciclado y la otra parte la implementación de un sistema de generación fotovoltaica para suministrar la energía eléctrica que se requiere en el proceso durante un periodo de tiempo determinado.

Para realizar el análisis del sistema de sistema de generación fotovoltaica se empleará el software Homer® Energy con lo cual se obtendrá el número de paneles fotovoltaicos, número baterías y cuanta energía eléctrica de la red se debe tomar optimizar.

### 6.1. Característica del proyecto para Tratamiento de Agua

Se quiere implementar un sistema de generación fotovoltaica para suministrar de energía eléctrica a la unidad de tratamiento de agua para papel reciclado para la empresa Pere Valls S.A. ubicada en Afores s/n - Cal Jan 08776 Sant Pere de Riudebitlles, Provincia de Barcelona.

La ubicación de la empresa según el Sistema Geodésico Mundial 1984 (WGS 84) es que en coordenadas geográficas en grados decimales es:

COORDENADAS	Grados Decimales	Grados, Minutos, Segundos
<b>Longitud</b>	41.451087	41°27'03.9"N
<b>Latitud</b>	1.699448	1°41'58.0"E

Tabla 6.1.1 Ubicación Geográfica de Pere Valls S.A en coordenadas Grados Decimales y GMS

### 6.1.1. Consumo

La cantidad de agua que se debe tratar es a razón de:

TRATAMIENTO	Litros
Agua	1000 litros/h

Tabla 6.1.1.1 Caudal Agua a Tratar en Pere Valls.

El equipo que realiza el tratamiento de agua para papel reciclado funciona con una fuente de energía cuya demanda es:

	Energía Eléctrica AC
Potencia	10kW
Consumo	240kWh/día
Voltaje	48V
Corriente	200 <sup>a</sup>

Tabla 6.1.1.2 Consumo de energía para tratamiento de agua.

### 6.2. Proceso de Tratamiento de Agua

El tratamiento de agua para papel reciclado consiste en realizar un proceso de degradación electroquímica el cual requiere únicamente aplicar energía eléctrica y que exista un electrolito que permita el transporte de electrones en solución. Como electrolito se agrega sal antes de realizar el proceso.

El proceso de reducción consiste en la transferencia electrónica entre dos reactivos. Es así que en un proceso electroquímico la transferencia electrónica se da entre el sustrato y un electrodo metálico mediante una corriente eléctrica. Es por esta razón que el tratamiento se lleva a cabo en un reactor con varias celdas electroquímicas. La celda electroquímica se compone de un electrodo (dos materiales eléctricamente conductores) en una disolución de electrolito (agua a tratar más sal que se agrega) conectados por un circuito externo. [5]

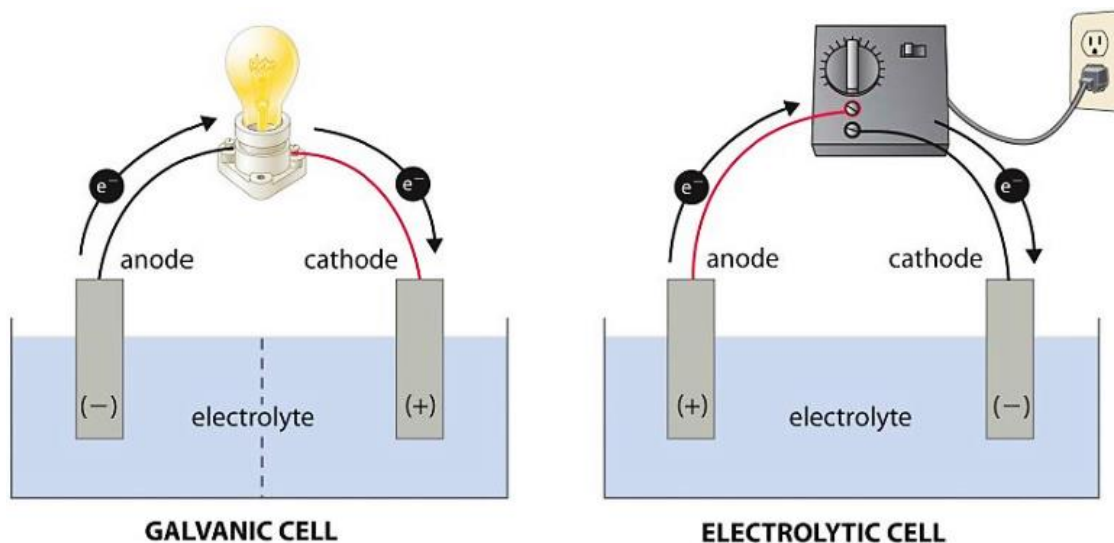


Figura 6.2.1 Celdas electroquímicas de galvanicas y electrolíticas.[9]

Las celdas electroquímicas, como se muestra en la figura 6.2.1, pueden ser de dos tipos:

- Galvánicas: se produce la reacción química de manera espontánea lo que genera una corriente eléctrica. Este tipo de celda es usualmente aplicado para baterías.
- Electrolíticas: por la aplicación de una corriente externa que genera una reacción química de oxidación-reducción.

La limpieza del agua se lo realiza mediante un tratamiento electroquímico de tipo electrolítica con la celda ECO 75 (ELCHEM). En la figura 6.2.2 se puede ver un esquema de las celdas unitarias que componen esta celda.

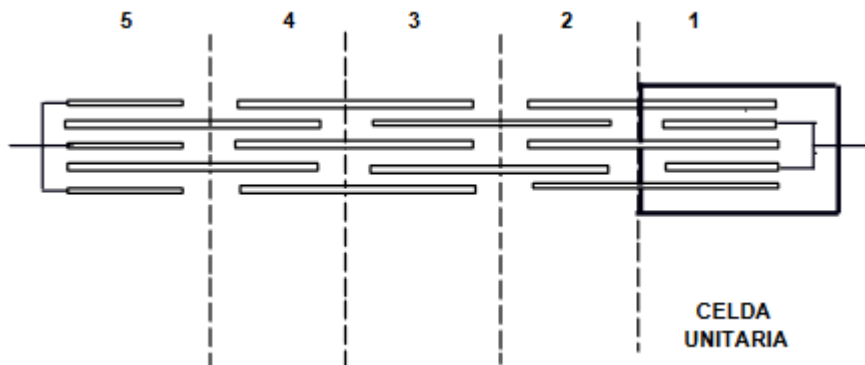


Figura 6.2.2 Esquema de celdas unitaria que constituyen la celda ECO75.[10]

El diseño de la celda puede ser dividido en 5 celdas electroquímicas unitarias monopolares que conectadas entre sí forman funcionan como mixto monopolar-bipolar [10]. En la figura 6.2.3 se puede ver que hay placas grandes que se ubican en dos celdas unitarias a la vez, tanto en el centro como en los extremos, y tienen polaridad opuesta a las placas pequeñas que se encuentran únicamente en una celda unitaria.



Figura 6.2.3 Disposicion de electrodos en la celda ECO75.[10]

Una vez realizado el tratamiento se mide la calidad de agua que se obtiene para establecer el rendimiento en función del consumo eléctrico.

### 6.3. Tarifas Eléctricas

El mercado eléctrico de España está formado por varios agentes que ofertan electricidad y al existir un mercado regulado y un mercado libre, los clientes pueden elegir dentro de las diferentes comercializadoras la tarifa que les sea más conveniente.

Para efecto de este trabajo se han considerado la tarifa eléctrica 6.1A para industrias grandes (superior a 430kW) de la comercializadora eléctrica AURA ENERGIA, disponibles en la página web de la empresa las cuales se muestran en la Tabla 6.3.2.

TIPO PERIODO	POTENCIA [€/kWdía]	ENERGIA (FIJO) [€/kWh]	ENERGIA (VARIABLE)* [€/kWh]
<b>(P1) Precio punta</b>	0.107231	0.129261	0.117027
<b>(P2) Precio llano</b>	0.053662	0.113741	0.102153
<b>(P3) Precio llano</b>	0.039272	0.104866	0.092799
<b>(P4) Precio llano</b>	0.039272	0.093288	0.082041
<b>(P5) Precio llano</b>	0.039272	0.087515	0.076900
<b>(P6) Precio valle</b>	0.017918	0.074877	0.065353

\* El importe de la tarifa indexada es el precio ponderado del último año móvil (febrero 2018 a febrero 2019).

Precios actualizados a fecha 02/04/2019.

Precios incluyen tarifas de peaje.

*Tabla 6.3.1 Tarifas 6.1A Fija y variables para la Península de Aura Energía.*

Existen la tarifa de energía de tipo variable, las cuales pueden variar en función del mercado eléctrico, y la tarifa de energía fija las cuales una vez firmado y cerrado el contrato se mantienen constantes por el periodo de un año. Por motivo de evitar que los cambios imprevistos en el precio de mercado y para poder planificar este proyecto para los años siguientes se empleará la tarifa de energía fija.

A las tarifas mostradas en la Tabla 6.3.2 hay que añadirse los impuestos que aplican al sector eléctrico cuando llegan al consumidor final. En territorio español existen dos impuestos que se aplican para el consumidor final que son: el Impuesto sobre la electricidad y el impuesto al valor agregado (IVA).

El impuesto sobre la electricidad es un impuesto de fabricación, como en la gasolina, y corresponde a un 5.113% que se aplica sobre la potencia y la energía consumida.

El IVA que se cobra es del 21%, y se aplica después de haber aplicado el impuesto sobre la electricidad.

Por tanto, las tarifas con los impuestos incluidos se muestran en la Tabla 6.3.2.

TIPO PERIODO	POTENCIA [€/kWdía]	ENERGIA (FIJO) [€/kWh]	ENERGIA (VARIABLE)* [€/kWh]
<b>(P1) Precio punta</b>	0.1363836	0.164402839	0.148842815
<b>(P2) Precio llano</b>	0.06825094	0.144663459	0.12992506
<b>(P3) Precio llano</b>	0.04994877	0.133375636	0.118028014
<b>(P4) Precio llano</b>	0.04994877	0.118649957	0.104345265
<b>(P5) Precio llano</b>	0.04994877	0.111307467	0.097806595
<b>(P6) Precio valle</b>	0.02278932	0.095233608	0.083120344

\* El importe de la tarifa indexada es el precio ponderado del último año móvil (febrero 2018 a febrero 2019).

Precios actualizados a fecha 02/04/2019.

Precios incluyen tarifas de peaje.

*Tabla 6.3.2 Tarifa con impuestos (en Euros).*

Para introducir las tarifas al software se debe hacer la tarifa de potencia por mes y todos los valores deben estar expresados en dólares americanos. Ver tabla 6.3.3.

TIPO PERIODO	POTENCIA [USD/kWmes]	ENERGIA (FIJO) [USD/kWh]	ENERGIA (VARIABLE)* [USD/kWh]
(P1) Precio punta	4.595786443	0.184665489	0.167187691
(P2) Precio llano	2.299886154	0.16249323	0.145938324
(P3) Precio llano	1.683148765	0.149814183	0.132574966
(P4) Precio llano	1.683148765	0.133273564	0.117205819
(P5) Precio llano	1.683148765	0.125026112	0.109861258
(P6) Precio valle	0.767943053	0.10697115	0.093364926

\* El importe de la tarifa indexada es el precio ponderado del último año móvil (febrero 2018 a febrero 2019).  
Precios actualizados a fecha 02/04/2019.  
Precios incluyen tarifas de peaje.

Tabla 6.3.3 Tarifa con impuestos (en Dólares).

Existe la posibilidad de vender energía del sistema de generación fotovoltaica a la red eléctrica pública, para la cual se lo hará con la tarifa más baja (P6) y sin distinción horaria.

### 6.3.1. Cálculo de la factura

A continuación, se procede con un ejemplo de cómo se calcula el incremento una factura en una Tarifa 6.1A en la península cuya potencia contratada es de 10kW y se han consumido 1920kWh las noches en la madrugada en horario en el periodo de un mes.

Se calcula el término de potencia y de consumo de energía:

$$\begin{aligned}
 Potencia_{contratada} &= (\text{potencia}) * (\text{días}) * (\text{precio potencia al día}) \\
 &= (10\text{kW}) * (8\text{días}) * (0.017918\text{€/kWdía}) \\
 &= 1.43 \text{ €}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Energia_{consumida} &= (\text{Energía}) * (\text{precio energía por hora}) \\
 &= (1920\text{kWh}) * (0.074877\text{€/kWh}) \\
 &= 143.76 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Se calcula incluye el impuesto sobre electricidad:

$$\begin{aligned}
 TOTAL \text{ con Impuesto}_{Electricidad} &= (\text{Potencia} + \text{Energía}) * (1.05113) \\
 &= (1.43 + 143.76) * (1.05113) \\
 &= 152.61 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Se calcula el término de consumo de energía:

$$\begin{aligned}
 TOTAL \text{ con IVA}_{Electricidad} &= (\text{Total con Impuesto electricidad}) * (1.21) \\
 &= (152.61) * (1.21) \\
 &= 184,66 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Antes de realizar el cálculo del IVA se debe incluir el precio de alquiler de equipos de medida. Sin embargo, este alquiler tiene un precio muy bajo, en general de 0.81€ al mes.



Por tanto, la factura queda así:

$$Factura_{Final} = 184,66 \text{ €}$$

### 6.3.2. Discriminación Horaria

Los seis periodos que se presentan para las tarifas corresponden a que existe una discriminación horaria por esto es por lo que se presenta un periodo punta, cuatro al periodo llano y uno al periodo valle. Este modo tarifario se tiene tanto en el mercado libre como en el mercado regulado y corresponde a franjas horarios donde se tiene mayor o menor consumo. Los horarios por tarifas se muestran en figura 6.3.2.1.



Figura 6.3.2.1 Horario de Tipos de Periodo para la Tarifa 6.1A en la Península publicado por Aura Energía.

En la figura 6.3.2.1 se puede ver que la tarifa más baja (P6) se aplica los fines de semana y también todos los días ente las 14h00 y las 07h00, mientras que las más alta (P1) se aplica durante gran parte del día en el mes de julio y parte de junio, además de los meses de invierno de diciembre, enero y febrero en ciertas horas de la mañana y tarde.

### 6.4. Análisis en Homer®

En esta sección del trabajo se va a tratar sobre el análisis de la generación fotovoltaica que se requiere para el tratamiento de agua para papel reciclado. Para hacer este análisis se va a establecer primero los datos de los recursos, componentes y equipamiento que se requieren para realizar el cálculo de número de paneles fotovoltaicos y baterías necesarios. En la figura 6.4.1 se presenta un esquema de lo componentes del sistema de generación fotovoltaica: paneles fotovoltaicos y baterías en corriente continua (DC), conectadas por un convertidor a la carga en corriente alterna (AC) a la red eléctrica pública.

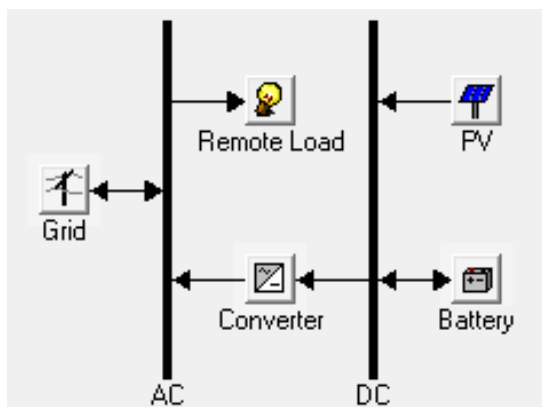


Figura 6.4.1 Esquema de los elementos que componen la microrred.

### 6.4.1. Temperatura Ambiental

Los valores de temperatura ambiente que se requieren introducir se los puede hacer con un valor medio de cada mes del año, para lo cual se los ha extraído los datos de Servei Meteorològic de Catalunya. Estos datos se han tomado de la estación meteorológica más cercana que se encuentra en La Granada, de la comarca del Alt Penedès.

COMARCA	CODI i NOM EMA	GEN	FEB	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DES	ANY
Alt Camp	VY Nulles	8,5	7,1	10,5	12,3	14,3	18,9	23,7	22,5	19,8	17,8	11,0	7,3	14,5
	DQ Vila-rodona	8,5	6,9	10,3	12,4	14,1	18,8	23,5	22,4	19,8	17,8	10,7	7,6	14,4
Alt Empordà	U1 Cabanes	8,0	7,2	10,1	12,5	14,9	20,2	23,7	23,9	20,1	18,2	11,3	7,5	14,8
	W1 Castelló d'Empúries	8,1	7,4	10,3	12,6	15,1	19,7	22,8	23,3	19,8	18,1	11,4	7,8	14,7
	VZ Espolla	8,6	7,3	10,3	13,0	15,2	20,0	24,1	24,3	20,6	18,3	11,4	8,2	15,1
	D6 Portbou	9,3	7,0	10,1	12,4	14,7	19,4	24,8	24,0	20,6	18,0	11,0	10,0	15,2
	D4 Roses	9,3	8,2	11,2	13,6	15,7	20,8	25,1	24,7	21,3	19,2	12,3	9,7	16,0
	U2 Sant Pere Pescador	8,0	7,6	10,5	12,7	15,1	19,7	22,7	23,0	19,3	17,8	11,3	7,9	14,7
	W2 Torroella de Fluvià	7,7	7,2	10,3	12,5	14,8	19,8	23,0	23,2	19,4	17,8	11,0	7,4	14,6
W3 Ventalló	7,7	7,4	10,5	12,7	15,2	20,1	23,6	23,5	19,9	18,2	11,3	7,6	14,8	
Alt Penedès	WP Canaletes	7,7	6,5	10,2	12,5	13,8	18,7	23,4	22,3	19,5	17,5	10,5	7,1	14,2
	DI Font-rubí	8,9	6,6	10,3	12,7	13,9	18,7	23,6	22,4	19,8	17,9	11,1	8,5	14,6
	W4 la Granada	7,9	7,0	10,7	12,9	14,6	19,3	23,8	22,6	19,6	17,8	10,8	7,2	14,6
	U3 Sant Martí Sarroca	7,2	6,7	10,5	12,6	14,5	19,2	23,7	22,5	19,5	17,6	10,6	6,7	14,3
	WY Sant Sadurní d'Anoia	7,5	7,2	10,9	13,0	15,0	19,8	24,5	23,3	20,2	18,1	10,7	6,7	14,8
Alt Urgell	CD la Seu d'Urgell	3,5	2,5	6,6	9,6	10,6	16,6	20,3	20,0	16,7	13,4	6,9	2,7	10,8
	W5 Oliana	2,7	4,1	8,5	11,0	12,0	18,6	24,4	22,8	18,8	15,2	7,8	2,4	12,4
	CJ Organyà	3,4	4,0	8,2	11,0	12,0	18,5	22,6	21,7	17,8	14,2	8,1	2,3	12,0
Alta Ribagorça	Z2 Boí (2.535 m)	-3,5	-8,3	-4,7	-1,4	-1,0	5,1	10,1	9,9	7,2	3,9	-3,1	-1,4	1,1
	CT el Pont de Suert	1,7	1,9	6,1	9,3	10,5	15,7	19,3	18,5	14,8	11,7	5,9	0,2	9,7
Anoia	CE els Hostalets de Pierola	7,8	6,8	10,4	12,9	14,5	19,8	24,6	23,5	20,6	18,4	10,8	7,5	14,9
	XB la Llacuna	6,2	4,7	8,5	10,6	12,3	17,3	22,0	20,6	18,0	15,8	8,6	5,4	12,5
	XA la Panadella	3,7	3,1	7,1	9,5	10,6	16,4	22,2	20,3	17,5	14,9	6,6	4,0	11,4
	H1 Odena	5,6	5,6	9,3	11,5	13,6	18,6	23,6	22,4	19,3	16,9	9,3	4,6	13,4

Tabla 6.4.1.1 Temperatura media de las estaciones meteorológicas en el Alt Penedès. Servei Meteorològic de Catalunya

Los valores de temperatura ambiente son importantes, ya que el panel fotovoltaico tiene un coeficiente de temperatura de la potencia que reduce el rendimiento del panel en función de la temperatura, así que los valores que se introduzcan deben ser los que correspondan a la locación donde van a estar colocados los paneles. Como se ve en la



figura 6.4.1.1 los valores de temperatura media mensual se introducen en el software Homer®.

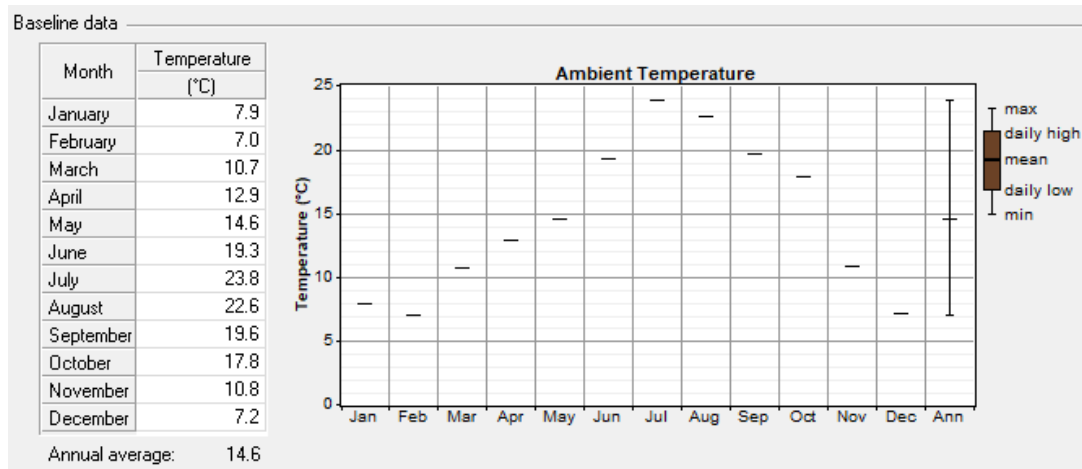


Figura 6.4.1.1 Pantalla de Temperatura media por mes en Homer®.

Como se observa en la figura 6.4.1.1 los valores medios mensuales más altos se los tiene en los meses de julio y agosto que corresponden a los meses de verano, mientras las temperaturas más bajas se presentan en los meses de diciembre, enero y febrero.

#### 6.4.2. Recurso Solar

Para el recurso solar es la fuente que nos va a proporcionar la energía para la microrred. La radiación solar que se presenta en la tierra es diferente en cada región de la tierra y cambia según la época del año, por lo cual Homer® solicita que se introduzcan los datos de radiación promedio diaria de cada mes (kWh/m2/d) y el índice de claridad promedio de cada mes que representa probabilidad. También que se indique la zona horaria a la que se está situado el proyecto. Homer® también dispone de su propia base de datos que la extrae de diferentes agencias meteorológicas según la ubicación que se introduzcan como dato.

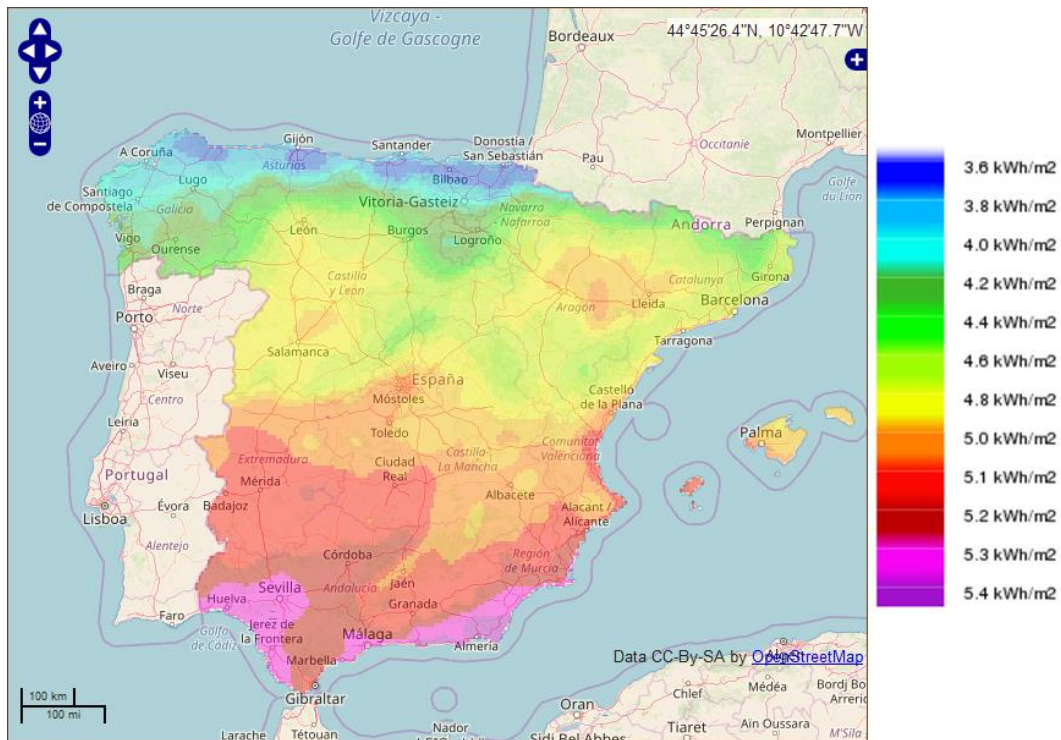


Figura 6.4.2.1 Mapa de Irradiación Solar Global Horizontal Promedio Anual de Valores Diarios. (web ADRASE)

Los valores de irradiación solar que proporciona ADRASE (Acceso de Datos de Radiación Solar de España), que es parte del centro público de investigación dependiente del Ministerio de Economía y Competitividad (CIEMAT) que utiliza datos de más de 50 estaciones radiométricas de AEMET.

En la figura 6.4.2.1 se observa que la irradiancia solar horizontal promedio anual en la provincia de Barcelona está en orden de 4.4 kWh/m<sup>2</sup> que está representada por las tonalidades verde claro. Sin embargo, siendo más preciso en localización del proyecto se tienen que los valores de irradiancia solar que se muestra en la figura 6.4.2.2.

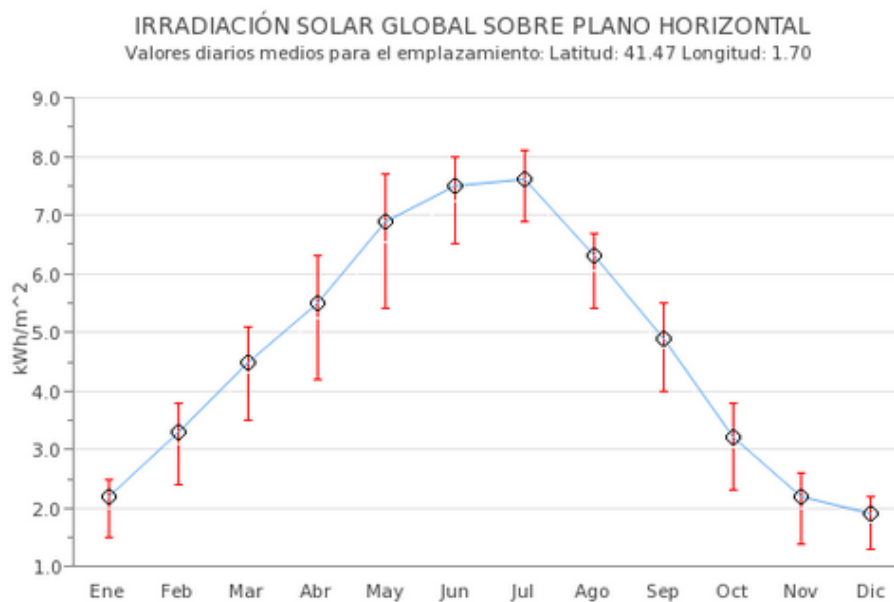


Figura 6.4.2.2 Irradiación Solar Global Horizontal Promedio Anual de Valores Diarios en la Zona del Proyecto. (web ADRASE)

(kWh/m <sup>2</sup> )	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Percentil 75</b>	2.5	3.8	5.1	6.3	7.7	8.0	8.1	6.7	5.5	3.8	2.6	2.2
<b>Valor medio</b>	2.2	3.3	4.5	5.5	6.9	7.5	7.6	6.3	4.9	3.2	2.2	1.9
<b>Percentil 25</b>	1.5	2.4	3.5	4.2	5.4	6.5	6.9	5.4	4.0	2.3	1.4	1.3

Tabla 6.4.2.1 Valores de Irradiación Solar Global Horizontal Promedio Anual de Valores Diarios en la Zona del Proyecto. (web ADRASE)

En la figura 6.4.2.2 se observan que los valores de irradiación solar promedio anual diario son más altos en los meses de verano, esto se debe a que se tiene más horas de luz solar al día lo que permite tener una mayor irradiación promedio diaria. Es decir, si bien la mayor temperatura tiene relación con los meses de verano, la irradiación es mayor en esa época del año ya que el sol el hemisferio norte está más cerca y por lo que también se tiene más horas de sol promedio al día. Ver figura 6.4.1.1.

Los valores de radiación proporcionado por Homer® (figura 6.4.2.3) no se diferencian mucho de los obtenidos en ADRASE por lo cual se realiza la simulación y calculo con los de software, ya que éste los realiza con un dato para cada hora del día.

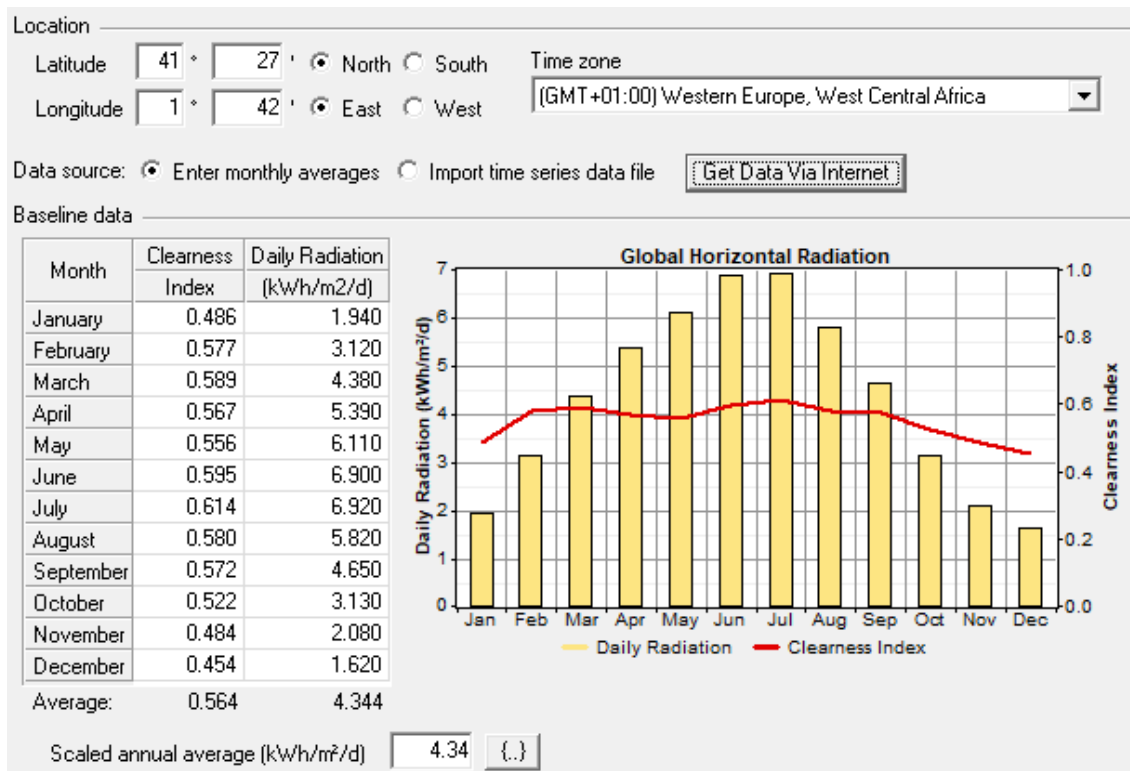


Figura 6.4.2.3 Grafico Irradiación Solar Global Horizontal Promedio en Homer®.

En la figura 6.4.2.3 se muestra que con los datos proporcionados por Homer® en la irradiación solar diaria se tiene un valor promedio anual de 4.34 kWh/m²/d el no dista de sobremanera al comparar con la figura 6.4.2.1 donde el valor está en el orden de 4.4 kWh/m²/d.

### 6.4.3. Paneles Solares

En este apartado se exponen los paneles fotovoltaicos que se instalaran en el prototipo y también se emplearan para efectuar en la simulación y el cálculo en Homer® para determinar el dimensionado que se va a implantar posterior a un análisis sobre los escenarios más viables.

Uno de los paneles fotovoltaicos que se ha seleccionado es tipo monocristalino marca ATERSA Modelo A-325M (ver figura 6.4.3.1) por su eficiencia y precio en el mercado.



Figura 6.4.3.1 Paneles Solares Monocristalinos, ATERSA Modelo A-325M

En la tabla 6.4.3.1 se muestran las características técnicas de uno de panel fotovoltaicos seleccionados como es el de la marca ATERSA el cual tiene una eficiencia del 16.71% lo que quiere decir que solo ese porcentaje de energía solar puede ser aprovechada. Los valores estándar de eficiencia en paneles solares esta alrededor del 15% y los de mejor eficiencia en el mercado pueden superar el 20%. Si embargo, solo para aplicaciones espaciales se emplean paneles fotovoltaicos con eficiencia superior al 50% por su elevado costo.

<b>Panel Fotovoltaico ATERSA A-325-M</b>	
<b>Potencia Nominal</b>	325W
<b>Eficiencia del Módulo</b>	16.71%
<b>Coefficiente de Temp. de Potencia</b>	-0.43%/°C
<b>Temp. Nominal de Operación</b>	25°C
<b>Precio (fabricante)</b>	249 €

Tabla 6.4.3.1 Características Técnicas de Paneles Solares Monocristalinos, ATERSA Modelo A-325M

El coeficiente de temperatura en un panel solar indica en qué medida las condiciones de calor provocan que la producción de energía disminuya. Es decir, si en la tabla 6.4.3.1 el coeficiente de temperatura de potencia es de -0.43%/°C indica que por cada grado de temperatura que se desvíe de la temperatura nominal la eficiencia en potencia del panel va a disminuir en 0.43%.

Otro de los paneles fotovoltaicos que se ha seleccionado es tipo monocristalino marca RED SOLAR Modelo FLX150SP-M (ver figura 6.4.3.2) por su alta eficiencia.



*Figura 6.4.3.2 Paneles Solares Monocristalinos, Red Solar FLX150SP-M.*

En la figura 6.4.3.2 se muestran las características técnicas de uno de panel fotovoltaicos seleccionados como es el de la marca RED SOLAR el cual tiene una eficiencia del 22.60% lo que quiere decir que ese es el porcentaje de energía solar puede ser aprovechado gracias a su capacidad flexible de hasta 15° lo que le permite captar más luz solar.

<b>Panel Fotovoltaico RED SOLAR FLX150SP-M</b>	
<b>Potencia Nominal</b>	150W
<b>Eficiencia del Módulo</b>	22.60%
<b>Coefficiente de Temp. de Potencia</b>	-0.38
<b>Temp. Nominal de Operación</b>	25°C
<b>Precio (fabricante)</b>	298 €

*Tabla 6.4.3.2 Características Técnicas de Paneles Solares Monocristalinos, Red Solar FLX150SP-M.*

En la tabla 6.4.3.2 el coeficiente de temperatura de potencia es de -0.38%/°C indica que por cada grado de temperatura que se desvíe de la temperatura nominal la eficiencia en potencia del panel va a disminuir en 0.38%.

#### 6.4.4. Baterías

En este apartado se exponen las baterías que se instalaran en el prototipo y también se emplearan para efectuar en la simulación y el cálculo en Homer® para determinar el dimensionado que se va a implantar posterior a un análisis sobre los escenarios más viables.

Una de las baterías que se ha seleccionado es de tipo Li-ion marca SAFT Modelo Intensium Flex (ver figura 6.4.4.1) por su alta eficiencia.



*Figura 6.4.4.1 Batería Li-ion, SAFT Intensium Flex*

En la tabla 6.4.4.1 se muestran las características técnicas de uno de baterías seleccionadas como es el de la marca SAFT el cual tiene una eficiencia de carga/descarga del 95% lo que quiere decir que es la relación que existe entre la energía que recibe la batería respecto a la energía que entrega en la descarga, expresada de forma porcentual.

<b>Batería SAFT Intensium Flex</b>	
<b>Tipo</b>	Li-ion
<b>Capacidad Nominal</b>	45 Ah
<b>Voltaje Nominal</b>	48 V
<b>Eficiencia Carga-Descarga</b>	95%
<b>Estado mínimo carga</b>	20%
<b>Vida flotante</b>	20 años
<b>Máxima Corriente de Carga</b>	25 A
<b>Precio</b>	1900 €

*Tabla 6.4.4.1 Características Técnicas de Batería Li-ion, SAFT Intensium Flex*

En la tabla 6.4.4.1 el estado mínimo de carga del 20% indica que si la batería se descarga por debajo de ese valor ésta sufrirá un deterioro, lo que se traduce en disminución de su eficiencia.

Otra de las baterías que se ha seleccionado es tipo plomo ácido (tubular flooded) de la marca ULTRACELL Modelo UZS600-6 (ver figura 6.4.4.2) por su buena capacidad.





Figura 6.4.4.2 Tubular Flooded Battery, ULTRACELL modelo UZS600-6

En la tabla 6.4.4.2 se muestran las características técnicas de uno de baterías seleccionadas como es el de la marca ULTRACELL el cual tiene una eficiencia de carga/descarga del 80% lo que quiere decir que es la relación que existe entre la energía que recibe la batería respecto a la energía que entrega en la descarga, expresada de forma porcentual.

<b>Batería ULTRACEL UZS600-6</b>	
<b>Tipo</b>	Tubular Flooded Battery
<b>Capacidad Nominal</b>	600 Ah
<b>Voltaje Nominal</b>	6 V
<b>Eficiencia Carga-Descarga</b>	80%
<b>Estado mínimo carga</b>	40%
<b>Vida flotante</b>	20 años
<b>Máxima Corriente de Carga</b>	240A
<b>Precio</b>	343 €

Tabla 6.4.4.2 Características Técnicas de Batería Li-ion, SAFT Intensium Flex

En la tabla 6.4.4.2 el voltaje nominal de esta batería es de 6V por lo que se colocaran 8 baterías en serie para tener los 48 voltios, que es el voltaje al que trabaja el sistema de generación de energía que requiere la fuente de energía para el tratamiento de agua.

Se va ha seleccionado también una batería de segunda vida, la cual funciona como una de batería de primera vida a un 80% de su capacidad.[11] Se ha tomado como parámetro para colocar el precio de la batería de segunda vida la batería AESC de 24kWh que tiene un precio de 1670.4€. (Mora Martín, UPC-TFG, 2015). A partir de la referencia se obtuvo una relación de €/kWh para así estimar el precio de una batería de litio de segunda vida de la batería SAFT con lo que se obtuvo 69.6€/kWh. La batería de SAFT es de 2.16kWh, lo que da un precio de segunda vida de 151€.

<b>Batería SAFT</b>	
<b>Segunda vida</b>	
<b>Tipo</b>	Li-ion
<b>Capacidad Nominal</b>	36 Ah
<b>Voltaje Nominal</b>	48 V
<b>Eficiencia Carga-Descarga</b>	95%
<b>Estado mínimo carga</b>	40%
<b>Vida flotante</b>	20 años
<b>Máxima Corriente de Carga</b>	25 A
<b>Precio</b>	151 €

Tabla 0.1 Características Técnicas de Batería Li-ion, SAFT Intensium Flex

En la Tabla 6.4.4.3 donde se muestran los datos de la batería de SAFT de segunda vida, tiene una capacidad de 36Ah que representa el 80% de la capacidad original de la batería en su primera vida.

#### 6.4.5. Inversor

Se requiere un convertidor que sea capaz de trabajar para unas potencias de 10kW, y entregar energía eléctrica de 48 voltios, corriente de 200<sup>a</sup> y también debe tener la capacidad de cargar las baterías. Con estas condiciones se ha seleccionado el inversor de la Figura 6.4.5.1.



Figura 6.4.5.1 Inversor VICTRON ENERGY, modelo QUATTRO 48/15000/200-100/100

<b>Inversor VICTRON ENERGY</b>	
<b>Modelo QUATTRO 48/15000/200-100/100</b>	
<b>Tipo</b>	Inversor/Cargador
<b>Potencia</b>	15KW
<b>Voltaje</b>	48 V
<b>Corriente</b>	200 <sup>a</sup>
<b>Eficacia Máxima</b>	96%
<b>Estado mínimo carga</b>	60%
<b>Precio (fabricante)</b>	5600 €

Tabla 6.4.5.1 Características Técnicas del Inversor VICTRON ENERGY, modelo QUATTRO 48/15000/200-100/100



Si bien el inversor es de mayor potencia que la requerida, esto permite tener un margen importante por si se tiene valores superiores a los estimados, de tal forma de prolongar su vida útil. Aun así, en la simulación se ha colocado que la vida del equipo es de 10 años.

#### 6.4.6. Fuente de Energía (carga)

La fuente de energía para realizar el proceso de tratamiento de agua requiere energía eléctrica de 48 voltios, 200A y una potencia nominal de 10kW. Esta demanda de energía representa la carga que el sistema de generación fotovoltaica debe suministrar. Con estas consideraciones, se plantean dos casos:

FUENTE DE ENERGIA	CASO No.1	CASO No.2
<b>Operación (días/semana)</b>	Fin de semana (2)	Entre semana (5)
<b>Horas/día</b>	24	2*
<b>Potencia</b>	10kW	10kW
<b>Voltaje</b>	48V	48V
<b>Corriente</b>	200 <sup>a</sup>	200A
<b>Variabilidad día a día</b>	5%	5%
<b>Variabilidad intra diaria</b>	5%	5%

\*Horario 10h00 a 12h00

Tabla 6.4.6.1 Casos de operación de la fuente de energía (carga).

La diferencia entre los dos casos radica en el número de días que opera y las horas por día que lo hace. En la Figura 6.4.6.1 se muestra que para el caso No.1 la fuente de energía va a operar durante el fin de semana (48 horas) de forma ininterrumpida, mientras que en el caso No.2 lo hace trabajando entre semana dos horas diarias en un horario entre 10h00 y 12h00 (sin fines de semana).

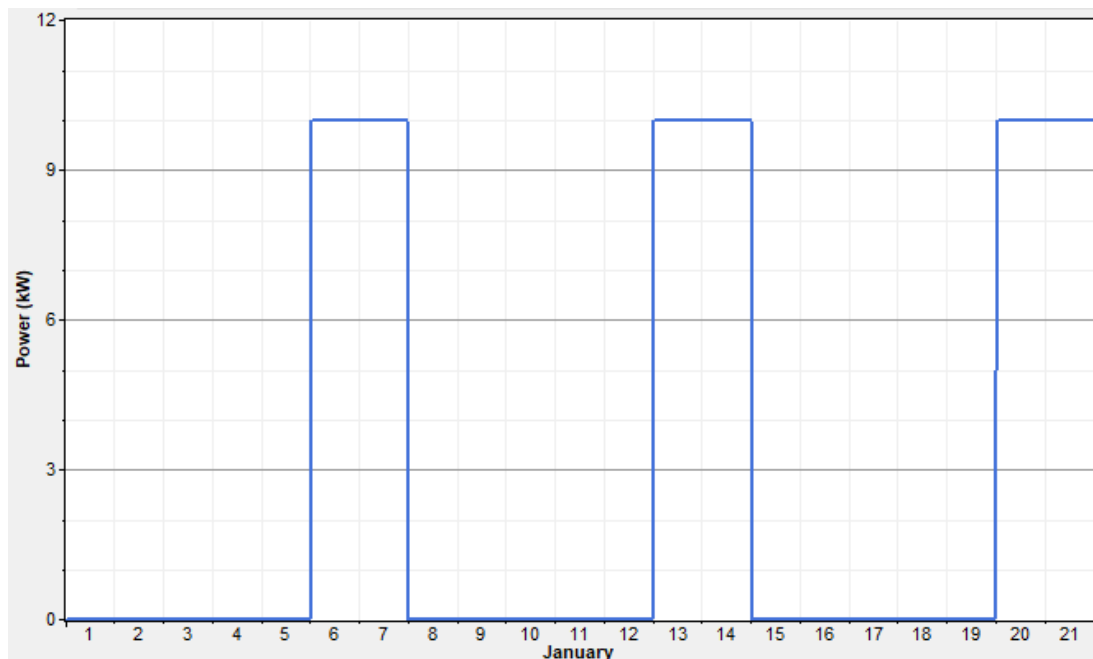


Figura 6.4.6.1 Consumo fijo de la fuente de energía. Homer®

Se ha incluido que el consumo de la fuente tiene una variabilidad de 5% de día a día y de un 5% entre las horas del día, de este modo el consumo de energía pasa de ser fijo como esta en la figura 6.4.6.1 a tener una variabilidad como en la figura 6.4.6.2 más parecido a lo real. Por lo tanto, si el pico de potencia teórico era de 10kW, la realidad es que el pico de potencia va a ser mayor a 10kW.

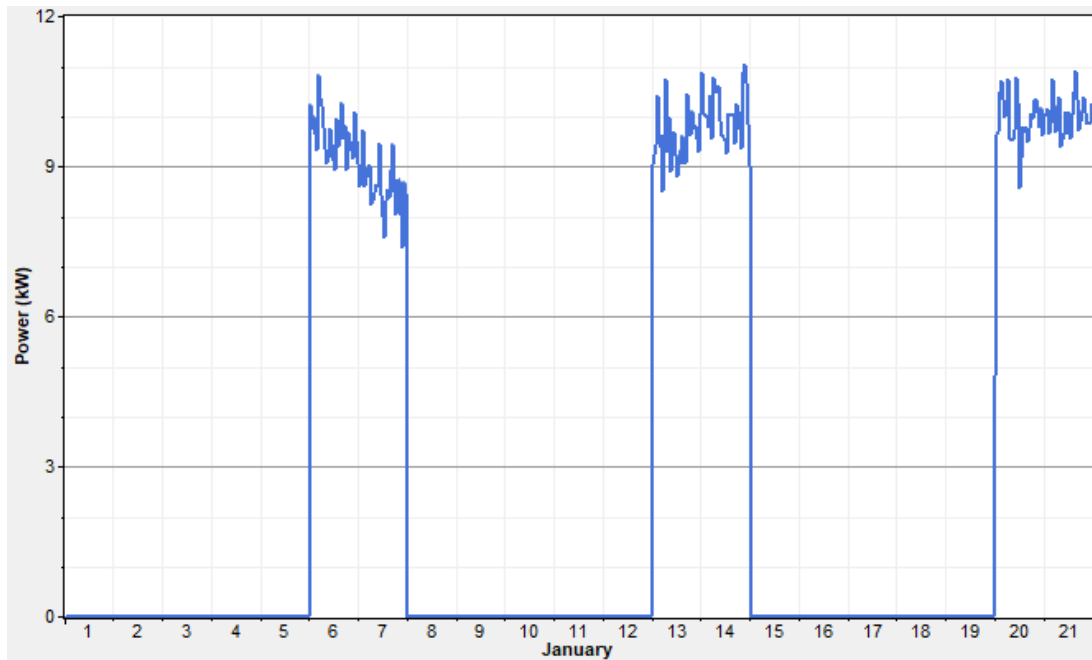


Figura 6.4.6.2 Consumo fijo de la fuente de energía. Homer®

En la Figura 6.4.6.3 se puede observar que con un consumo 10kW por hora durante el fin de semana. Con este consumo se va a obtener 240kWh por ese día. Sin embargo, si ese consumo se tiene a una relación de 2 días (fin de semana) por cada 7 días (toda la semana) se va a obtener que el consumo promedio es 68.57kWh por día, como lo muestra la figura 6.4.6.3 donde el valor es 68.0kWh/d (con la variabilidad en el consumo el promedio obtenido es algo menor que el promedio teórico). En la misma figura, se observa que el pico de energía es de 12.4kW.

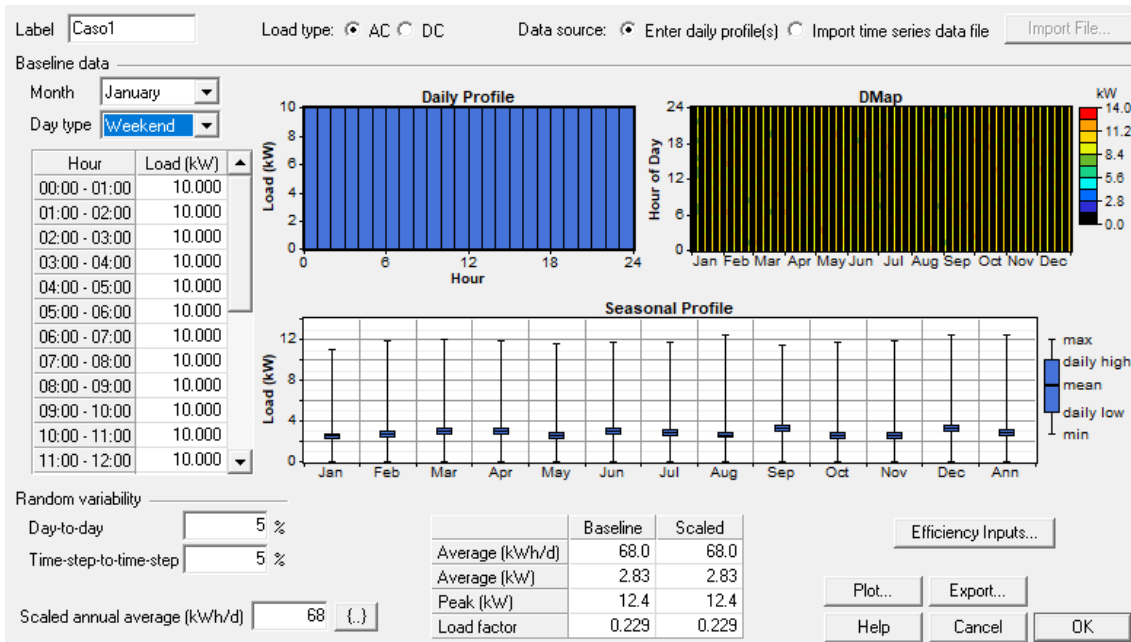


Figura 6.4.6.3 Valores de Carga Caso No.2 en Homer®

En la Figura 6.4.6.4 se puede observar que con un consumo 10kW por hora durante dos horas entre semana. Con este consumo se va a obtener 20kWh por ese día. Sin embargo, si ese consumo se tiene a una relación de 5 días (entre semana) por cada 7 días (toda la semana) se va a obtener que el consumo promedio es 14.29kWh por día, como lo muestra la figura 6.4.6.4 donde el valor es 14.3kWh/d. En la misma figura, se observa que el pico de energía es de 12.2kW.

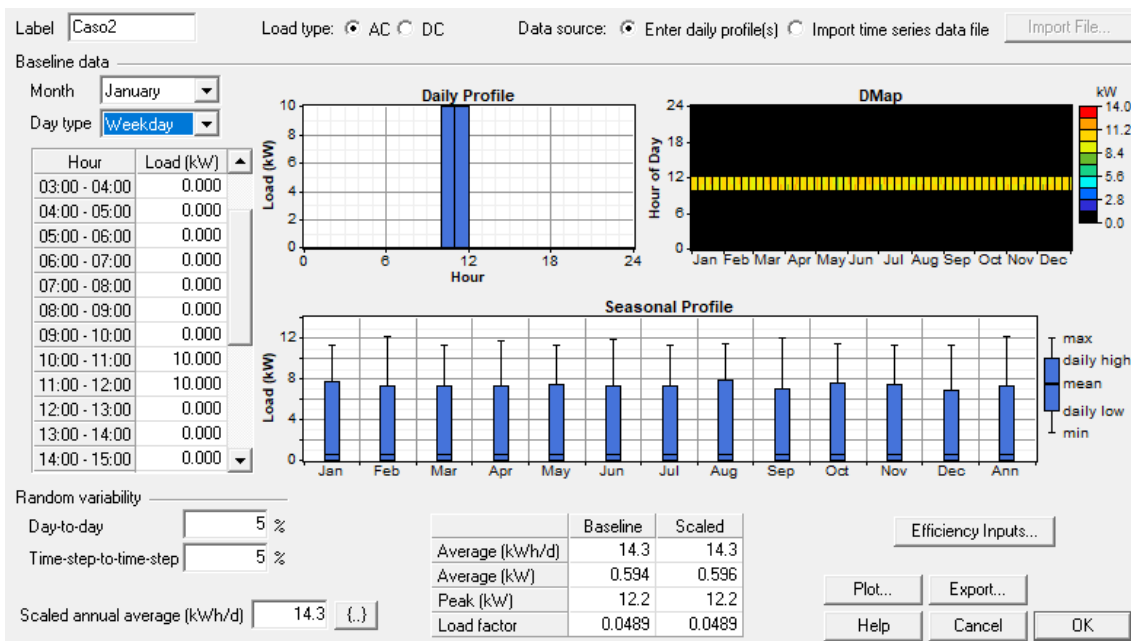


Figura 6.4.6.4 Valores de Carga Caso No.2 en Homer®

### 6.4.7. Red Eléctrica

Se introducen las tarifas en dólares americanos a Homer® en la franja horaria que corresponde a fin de semana y entre semana en el mes correspondiente.

TIPO PERIODO	POTENCIA [USD/kWh]	ENERGIA (FIJO) [USD/kWh]
<b>(P1) Precio punta</b>	4.595786443	0.184665489
<b>(P2) Precio llano</b>	2.299886154	0.16249323
<b>(P3) Precio llano</b>	1.683148765	0.149814183
<b>(P4) Precio llano</b>	1.683148765	0.133273564
<b>(P5) Precio llano</b>	1.683148765	0.125026112
<b>(P6) Precio valle</b>	0.767943053	0.10697115

Tabla 6.4.7.1 Tarifa para introducir a Homer®.

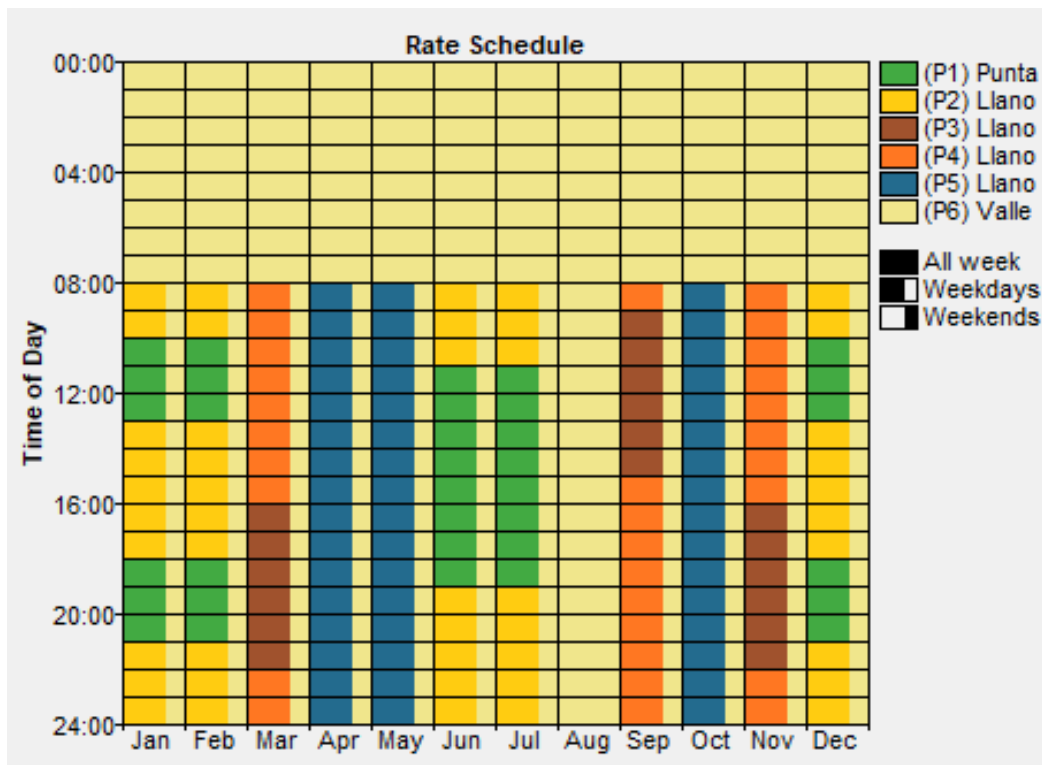


Figura 6.4.7.1 Grafico de tarifas introducidas a Homer®.

En la Figura 6.4.7.1 se muestra que el horario donde la tarifa más baja se aplica para el sector industrial es en el fin de semana y 8 horas en la madrugada/mañana que va desde las 00h00 hasta las 08h00.

#### 6.4.8. Simulación en Homer®

Se van a simular diferentes escenarios con dos casos de consumo diferente de la fuente de energía, diferentes paneles solares y diferentes baterías; los cuales se muestran en la Figura 6.4.8.1. Se requiere que se introduzca una tasa de interés real anual, que es la tasa de descuento que Homer® utiliza para convertir entre costos únicos y costos anualizados. Esta tasa de interés se colocó del 6%.

Escenario	FUENTE DE ENERGIA		PANELES		BATERIAS		
	Fines de Semana Caso No.1	Entre Semana Caso No.2	ATERSA	RED SOLAR	Saft Li-ion	Ultracell PlomoÁcido	Saft 2da vida
No.1	X		X		X		
No.2	X			X	X		
No.3		X	X		X		
No.4		X		X	X		
No.5	X		X			X	
No.6	X			X		X	
No.7		X	X			X	
No.8		X		X		X	
No.9	X		X				X
No.10	X			X			X
No.11		X	X				X
No.12		X		X			X

Tabla 6.4.8.1 Escenarios de Simulación.

El resultado de la simulación del **Escenario No.1** se tiene en la Tabla 6.4.8.2 donde se indica que el capital inicial es de 30,254€ y el valor actual neto o NPC (net present cost) es igual a 31,207€ y el porcentaje de energía renovable que se utiliza es del 68% y el 32% de energía restante se lo toma de la red eléctrica.

	PV (kW)	Soft - Int...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	23.000		15	1000	\$ 27,031	166	\$ 28,936	0.102	0.67
	24.000	1	15	1000	\$ 30,254	83	\$ 31,207	0.110	0.68
				1000	\$ 0	2,764	\$ 31,701	0.111	0.00
		1	10	1000	\$ 6,167	3,095	\$ 41,671	0.146	0.00

Tabla 6.4.8.2 Valores de Simulación del Escenario No.1. Homer®.

En la Tabla 6.4.8.2 se muestra que el valor optimo es instalar solo una batería y 24kW de paneles solares, que significan 74 paneles fotovoltaicos y un convertidor de 15kW.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
FV array	40,938	68	AC primary load	24,820	47	Excess electricity	6,217	10.4
Grid purchases	19,037	32	Grid sales	27,466	53	Unmet electric load	0.00	0.0
Total	59,975	100	Total	52,286	100	Capacity shortage	0.00	0.0

Quantity	Value
Renewable fraction	0.683

Tabla 6.4.8.3 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.1

En la Tabla 6.4.8.2 se muestra que el 68% de la energía producida es de paneles fotovoltaicos y el 32% de energía que se compra de la red eléctrica; también que el 47% de la energía que se consume es para suministrar a la fuente de energía (carga) y el 53% es energía eléctrica que se vende. El exceso de energía en este escenario es del 10.4%.

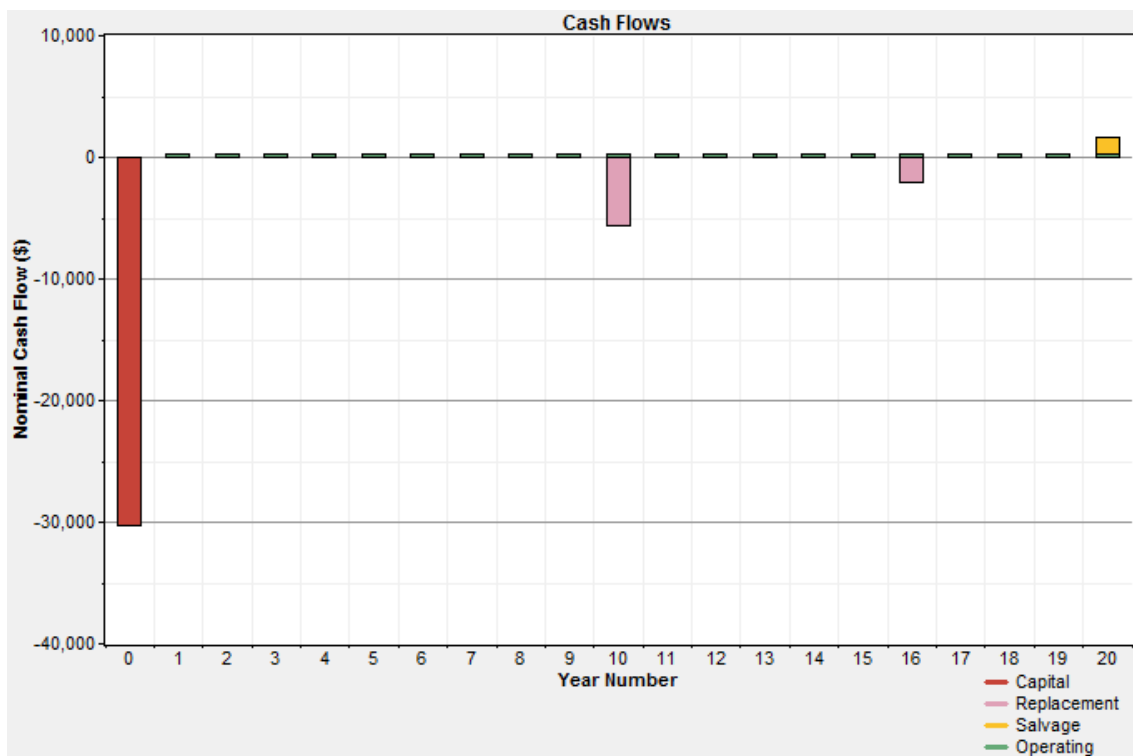


Figura 6.4.8.1 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.1. Homer®.

En la Figura 6.4.8.1 se muestra en el capital inicial es mucho mayor que los ingresos que se tienen en operación por un beneficio del vender electricidad menos el costo de operación y mantenimiento, al igual que costo de reemplazo de componentes. También se muestra el valor de recuperación (salvage) que es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto.

Metric	Value
Present worth	\$ 494
Annual worth	\$ 43/yr
Return on investment	8.85 %
Internal rate of return	6.20 %
Simple payback	12.0 yrs
Discounted payback	19.6 yrs

Tabla 6.4.8.4 Valores de Simulación del Escenario No.1. Homer®.

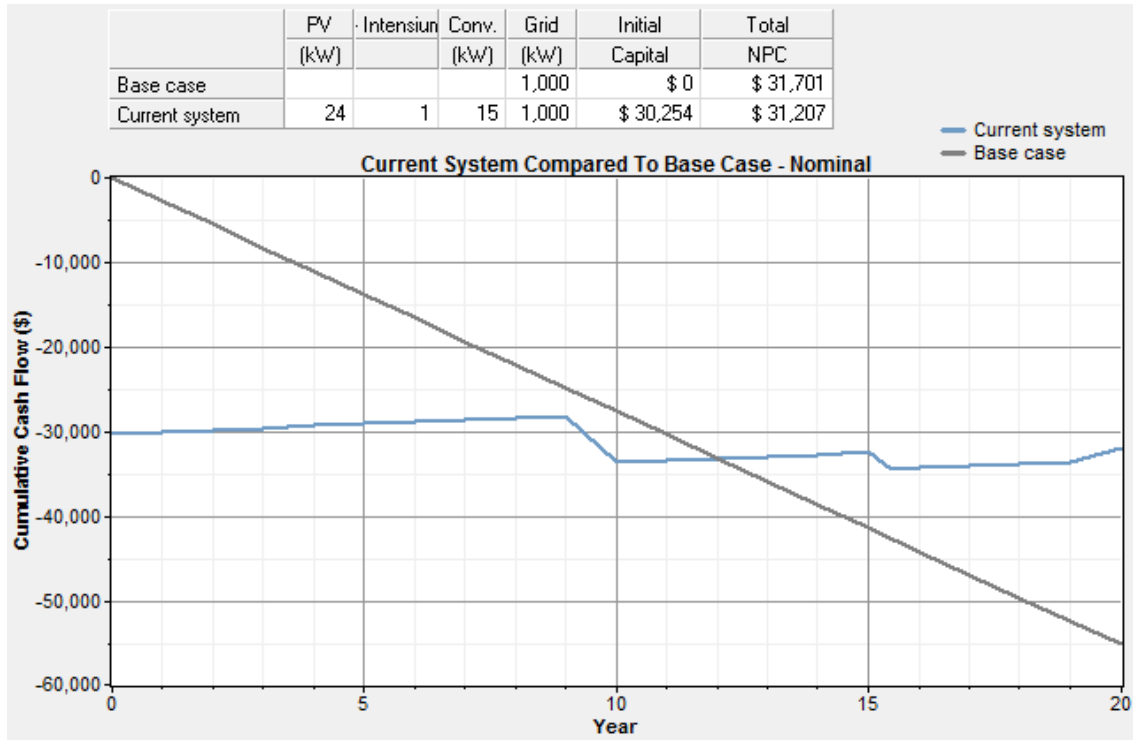


Figura 6.4.8.2 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.1. Homer®.

En la figura 6.4.8.2 se muestra la gráfica del flujo de caja implantados los paneles solares y baterías, así como también el flujo de caja acumulado del pago de electricidad de red pública; y lo que muestra es que a los 12 años es donde coinciden las dos curvas y es el tiempo en el cual se recupera la inversión respecto al pago de la electricidad. En la Tabla 6.4.8.4 se muestra que la tasa interna de retorno de implantar paneles fotovoltaicos en lugar consumir únicamente la energía de la red eléctrica es del 6.20%. Los resultados globales del Escenario No.1 se presentan en la Tabla 6.4.8.5.

ESCENARIO No.1	
Capital inicial	30,254€
VAN	31,207€
TIR	6.2%
Retorno	12 años
% de Energía Renovable	68%
Número de Paneles FV	74
Número de Baterías	1

Tabla 6.4.8.5 Resultados económicos del Escenario No.1

El resultado de la simulación del **Escenario No.2** se tiene en la Tabla 6.4.8.5 donde se indica que el capital inicial es de 6,517€ y el valor actual neto o NPC (net present cost) es igual a 41,784€ y el porcentaje de energía renovable que se utiliza es del 1% y el 99% de energía restante se lo toma de la red eléctrica.

	PV (kW)	Soft - Int...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				1000	\$ 0	2,764	\$ 31,701	0.111	0.00
	0.150		10	1000	\$ 4,217	3,032	\$ 38,995	0.137	0.01
		1	10	1000	\$ 6,167	3,095	\$ 41,671	0.146	0.00
	0.150	1	10	1000	\$ 6,517	3,075	\$ 41,784	0.147	0.01

Tabla 6.4.8.6 Valores de Simulación del Escenario No.2. Homer®.

En la Tabla 6.4.8.5 se muestra que el valor optimo es instalar solo una batería y 0.150kW de paneles solares, que significan 1 panel fotovoltaico y un convertidor de 10kW.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
PV array	255	1	AC primary load	24,820	99	Excess electricity	1.65	0.01
Grid purchases	24,820	99	Grid sales	242	1	Unmet electric load	0.00	0.00
Total	25,075	100	Total	25,062	100	Capacity shortage	0.00	0.00

Quantity	Value
Renewable fraction	0.0102

Tabla 6.4.8.7 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.2

En la Tabla 6.4.8.7 se muestra que el 1% de la energía producida es de paneles fotovoltaicos y el 99% de energía que se compra de la red eléctrica; también que el 99% de la energía que se consume es para suministrar a la fuente de energía (carga) y el 1% es energía eléctrica que se vende. El exceso de energía en este escenario es del 0.01%.

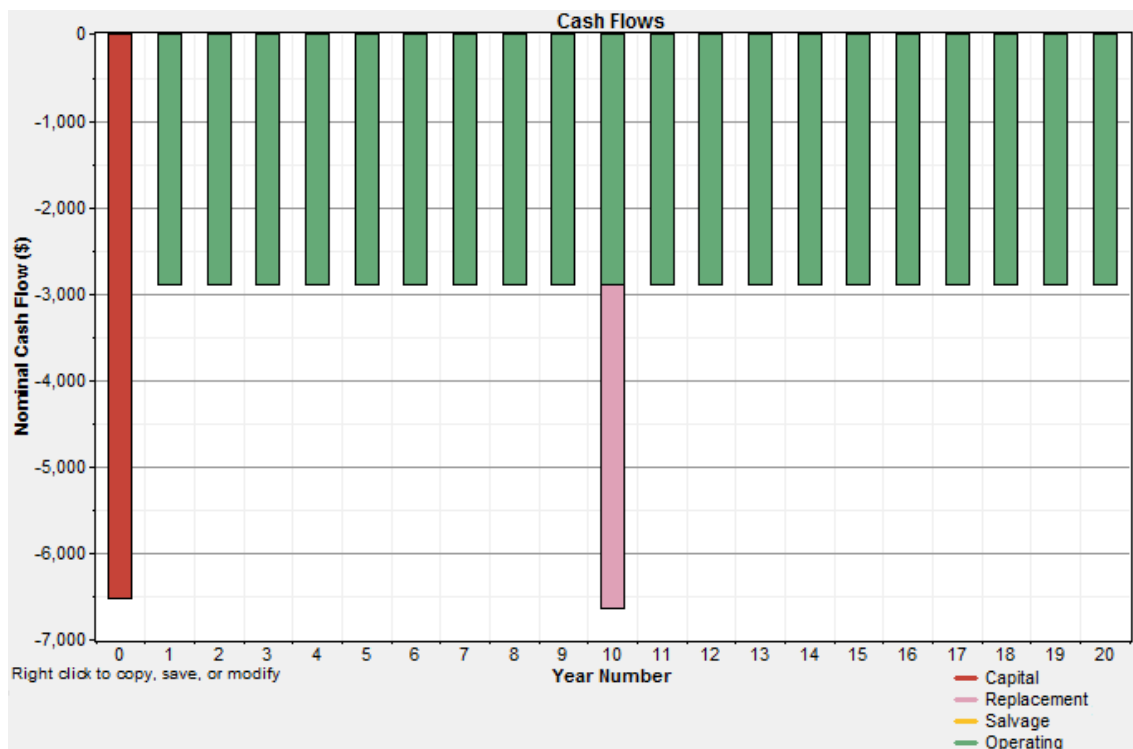


Figura 6.4.8.3 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles PV en el Escenario No.2. Homer®.



En la Figura 6.4.8.3 se muestra en el capital inicial es mucho mayor que los ingresos que se tienen en operación por un beneficio del vender electricidad (que en este caso es solo el 1%) menos el costo de operación y mantenimiento, al igual que costo de reemplazo de componentes. También se muestra el valor de recuperación (salvage) que es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto.

Metric	Value
Present worth	\$ -10,083
Annual worth	\$ -879/yr
Return on investment	-4.85 %
Internal rate of return	n/a
Simple payback	n/a
Discounted payback	n/a

Tabla 6.4.8.8 Valores de Simulación del Escenario No.2. Homer®.

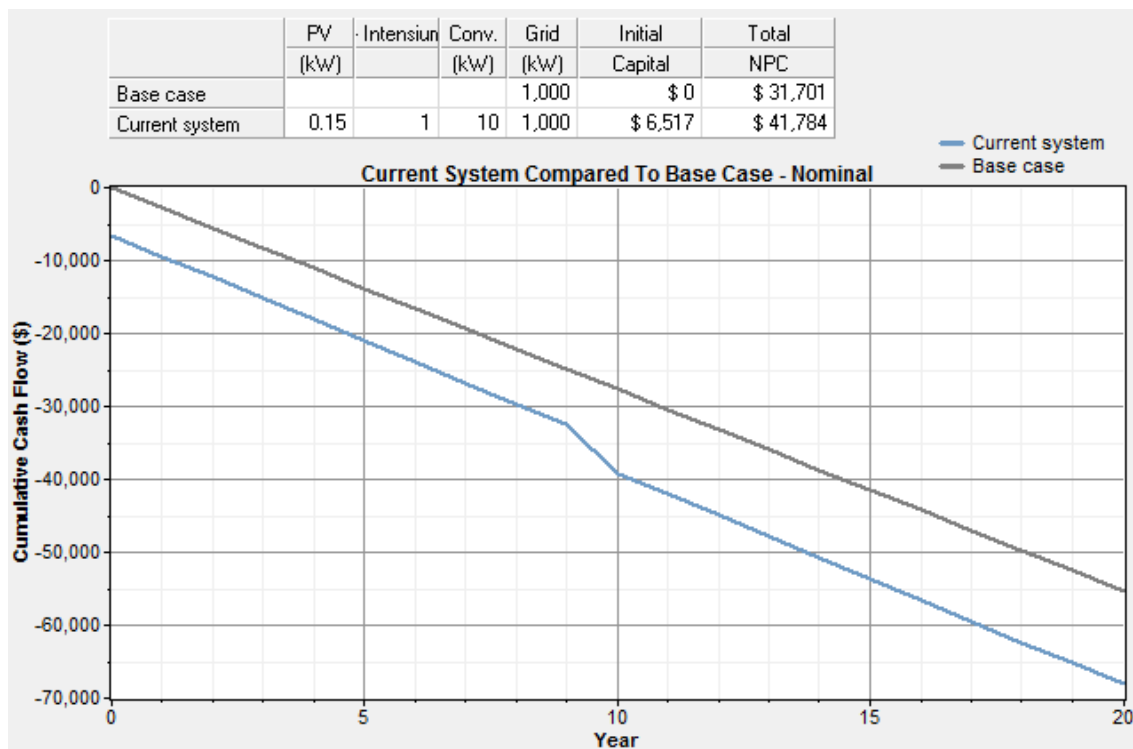


Figura 6.4.8.4 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.2. Homer®.

En la figura 6.4.8.4 se muestra la gráfica del flujo de caja implantados los paneles solares y baterías, así como también el flujo de caja acumulado del pago de electricidad de red pública; y lo que muestra es que las dos curvas no se cruzan y lo que significa que no se puede recuperar la respecto al pago de la electricidad. Por lo tanto, no puede existir tasa interna de retorno de implantar paneles fotovoltaicos. Los resultados globales del Escenario No.2 se presentan en la Tabla 6.4.8.9.

<b>ESCENARIO No.2</b>	
<b>Capital inicial</b>	6,517€
<b>VAN</b>	41,784€
<b>TIR</b>	N/A
<b>Retorno</b>	N/A
<b>% de Energía Renovable</b>	1%
<b>Número de Paneles FV</b>	1
<b>Número de Baterías</b>	1

Tabla 6.4.8.9 Resultados económicos del Escenario No.2

El resultado de la simulación del **Escenario No.3** se tiene en la Tabla 6.4.8.10 donde se indica que el capital inicial es de 32,100€ y el valor actual neto o NPC (net present cost) es igual a 9,816€ y el porcentaje de energía renovable que se utiliza es del 97% y el 3% de energía restante se lo toma de la red eléctrica.

	PV (kW)	Soft - Int...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
<input checked="" type="checkbox"/>	25.000		15	1000	\$ 28,877	-1,909	\$ 6,981	0.117	0.96
<input checked="" type="checkbox"/>	26.000	1	15	1000	\$ 32,100	-1,943	\$ 9,816	0.164	0.97
<input type="checkbox"/>				1000	\$ 0	1,223	\$ 14,024	0.234	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>		1	10	1000	\$ 6,167	1,554	\$ 23,994	0.401	0.00

Tabla 6.4.8.10 Valores de Simulación del Escenario No.3. Homer®.

En la Tabla 6.4.8.10 se muestra que el valor óptimo es instalar solo una batería y 26kW de paneles solares, que significan 80 paneles fotovoltaicos y un convertidor de 15kW.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
FV array	44,350	97	AC primary load	5,220	14	Excess electricity	6,333	13.8
Grid purchases	1,489	3	Grid sales	32,677	86	Unmet electric load	0.00	0.0
Total	45,839	100	Total	37,897	100	Capacity shortage	0.00	0.0

Quantity	Value
Renewable fraction	0.968

Tabla 6.4.8.11 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.3

En la Tabla 6.4.8.11 se muestra que el 97% de la energía producida es de paneles fotovoltaicos y el 3% de energía que se compra de la red eléctrica; también que el 14% de la energía que se consume es para suministrar a la fuente de energía (carga) y el 86% es energía eléctrica que se vende. El exceso de energía en este escenario es del 13.8%.

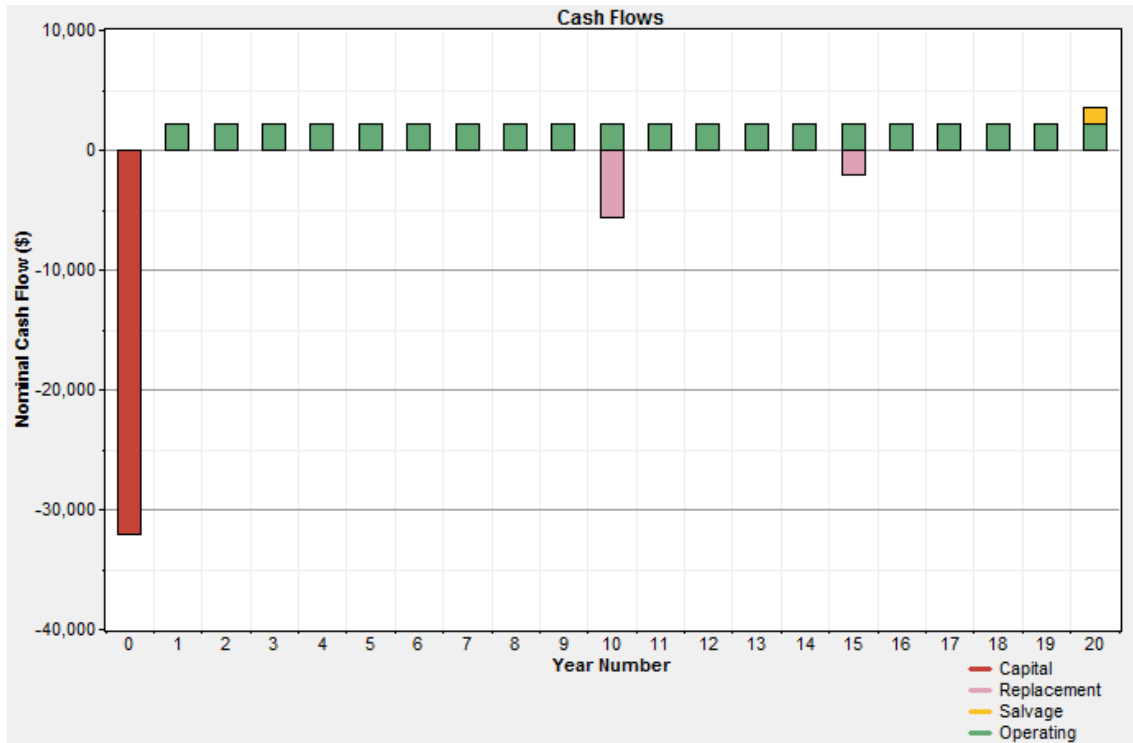


Figura 6.4.8.5 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.3. Homer®.

En la Figura 6.4.8.5 se muestra en el capital inicial es mucho mayor que los ingresos que se tienen en operación por un beneficio del vender electricidad menos el costo de operación y mantenimiento, al igual que costo de reemplazo de componentes. También se muestra el valor de recuperación (salvage) que es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto.

Metric	Value
Present worth	\$ 4,208
Annual worth	\$ 367/yr
Return on investment	9.85 %
Internal rate of return	7.60 %
Simple payback	10.8 yrs
Discounted payback	16.7 yrs

Tabla 6.4.8.12 Valores de Simulación del Escenario No.3. Homer®.

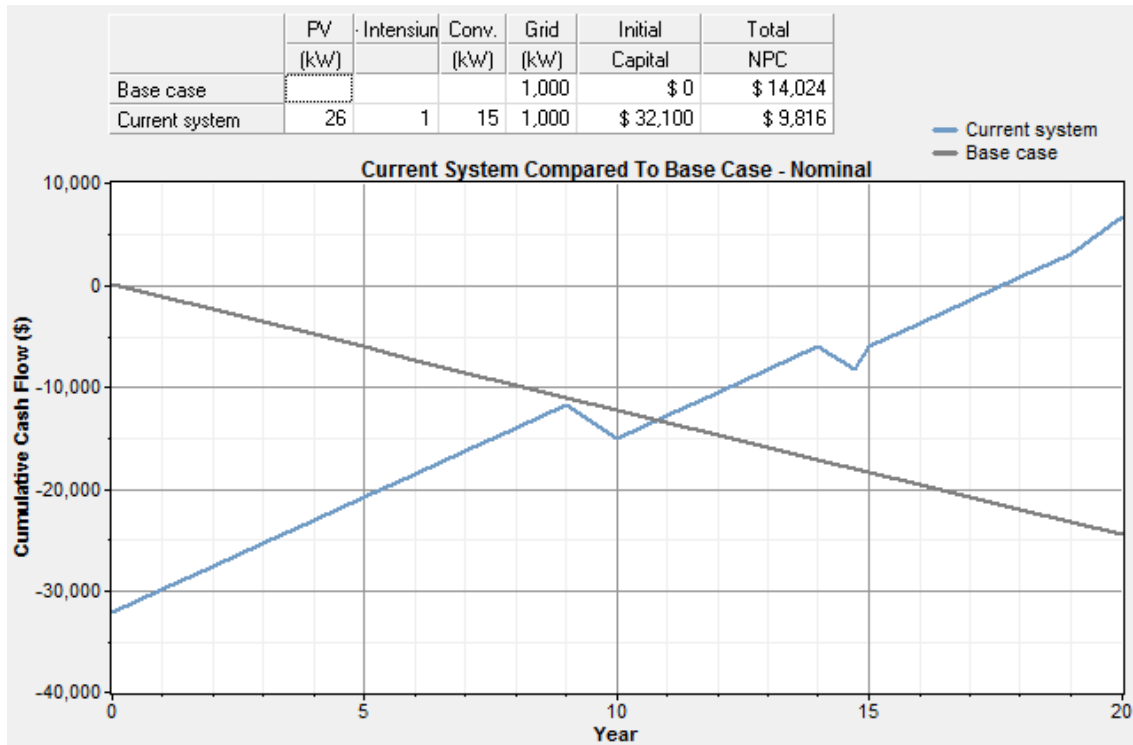


Figura 6.4.8.6 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.3. Homer®.

En la figura 6.4.8.6 se muestra la gráfica del flujo de caja implantados los paneles solares y baterías, así como también el flujo de caja acumulado del pago de electricidad de red pública; y lo que muestra es que a los 11 años es donde coinciden las dos curvas y es el tiempo en el cual se recupera la inversión respecto al pago de la electricidad. En la Tabla 6.4.8.12 se muestra que la tasa interna de retorno de implantar paneles fotovoltaicos en lugar consumir únicamente la energía de la red eléctrica es del 7.60%. Los resultados globales del Escenario No.3 se presentan en la Tabla 6.4.8.13.

<b>ESCENARIO No.3</b>	
<b>Capital inicial</b>	32,100€
<b>VAN</b>	9,816€
<b>TIR</b>	7.60%
<b>Retorno</b>	10.8 años
<b>% de Energía Renovable</b>	97%
<b>Número de Paneles FV</b>	80
<b>Número de Baterías</b>	1

Tabla 6.4.8.13 Resultados económicos del Escenario No.3

El resultado de la simulación del **Escenario No.4** se tiene en la Tabla 6.4.8.14 donde se indica que el capital inicial es de 6,517€ y el valor actual neto o NPC (net present cost) es igual a 24,107€ y el porcentaje de energía renovable que se utiliza es del 5% y el 95% de energía restante se lo toma de la red eléctrica.

	PV (kW)	Soft - Int...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				1000	\$ 0	1,223	\$ 14,024	0.234	0.00
	0.150		10	1000	\$ 4,217	1,488	\$ 21,280	0.355	0.05
		1	10	1000	\$ 6,167	1,554	\$ 23,994	0.401	0.00
	0.150	1	10	1000	\$ 6,517	1,534	\$ 24,107	0.403	0.05

Tabla 6.4.8.14 Valores de Simulación del Escenario No.4. Homer®.

En la Tabla 6.4.8.14 se muestra que el valor optimo es instalar solo una batería y 0.150kW de paneles solares, que significan 1 panel fotovoltaico y un convertidor de 10kW.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
PV array	255	5	AC primary load	5,220	96	Excess electricity	0.0310	0.00
Grid purchases	5,220	95	Grid sales	241	4	Unmet electric load	0.00	0.00
Total	5,475	100	Total	5,461	100	Capacity shortage	0.00	0.00

Quantity	Value
Renewable fraction	0.0466

Tabla 6.4.8.15 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.4

En la Tabla 6.4.8.15 se muestra que el 5% de la energía producida es de paneles fotovoltaicos y el 95% de energía que se compra de la red eléctrica; también que el 96% de la energía que se consume es para suministrar a la fuente de energía (carga) y el 4% es energía eléctrica que se vende. El exceso de energía en este escenario es del 0.00%.

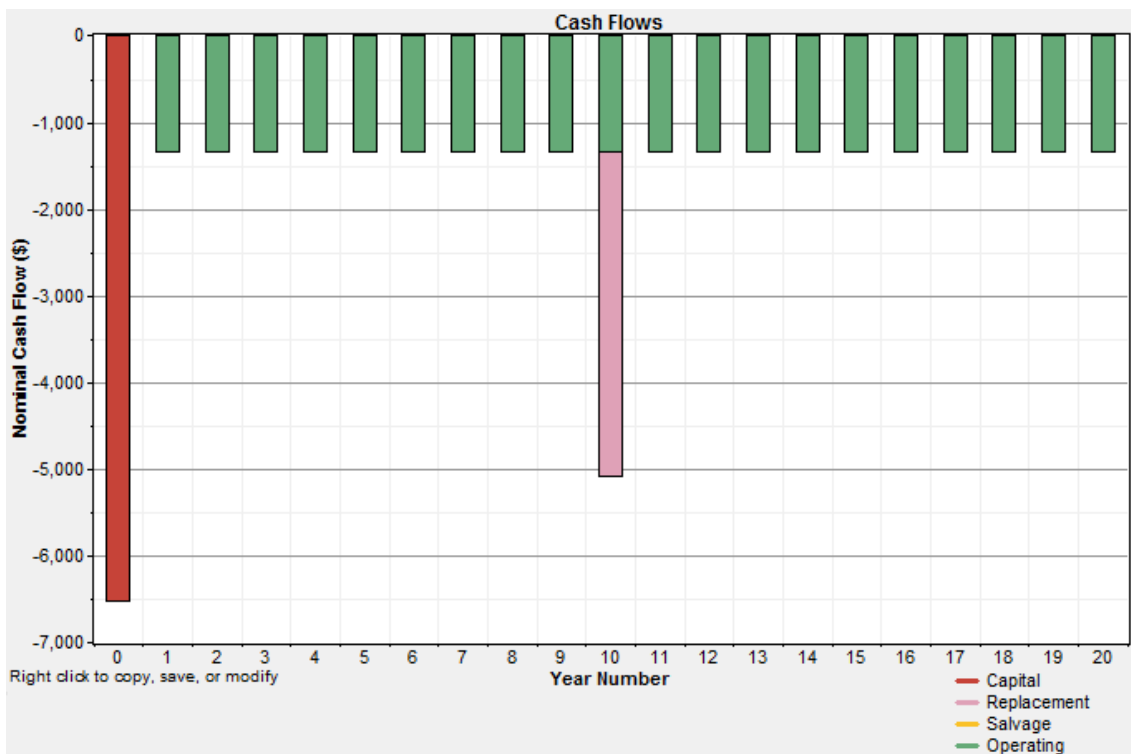


Figura 6.4.8.7 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.4. Homer®.

En la Figura 6.4.8.7 se muestra en el capital inicial es mucho mayor que los ingresos que se tienen en operación por un beneficio del vender electricidad (que en este caso es solo el 4%) menos el costo de operación y mantenimiento, al igual que costo de reemplazo de componentes. También se muestra el valor de recuperación (salvage) que es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto.

Metric	Value
Present worth	\$ -10,083
Annual worth	\$ -879/yr
Return on investment	-4.85 %
Internal rate of return	n/a
Simple payback	n/a
Discounted payback	n/a

Tabla 6.4.8.16 Valores de Simulación del Escenario No.4. Homer®.

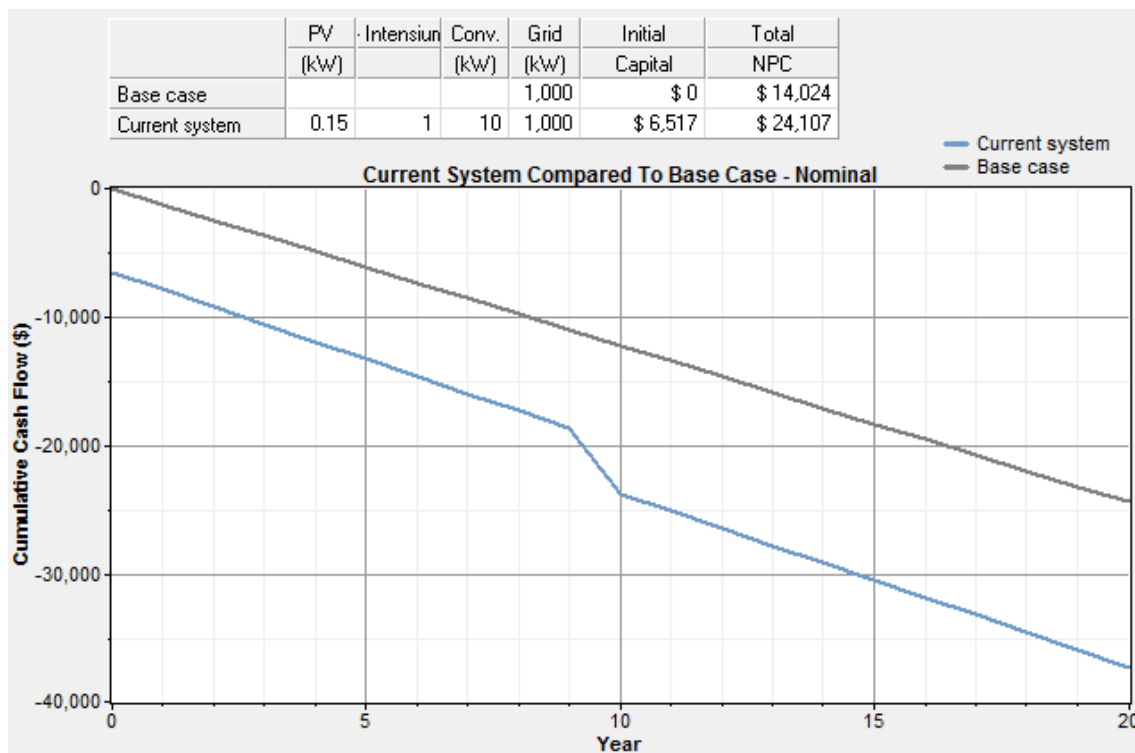


Figura 6.4.8.8 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.4. Homer®.

En la figura 6.4.8.8 se muestra la gráfica del flujo de caja implantados los paneles solares y baterías, así como también el flujo de caja acumulado del pago de electricidad de red pública; y lo que muestra es que las dos curvas no se cruzan y lo que significa que no se puede recuperar la respecto al pago de la electricidad. Por lo tanto, no puede existir tasa interna de retorno de implantar paneles fotovoltaicos. Los resultados globales del Escenario No.4 se presentan en la Tabla 6.4.8.17.

<b>ESCENARIO No.4</b>	
<b>Capital inicial</b>	6,517€
<b>VAN</b>	24,107€
<b>TIR</b>	N/A
<b>Retorno</b>	N/A
<b>% de Energía Renovable</b>	5%
<b>Número de Paneles FV</b>	1
<b>Número de Baterías</b>	1

Tabla 6.4.8.17 Resultados económicos del Escenario No.4

El resultado de la simulación del **Escenario No.5** se tiene en la Tabla 6.4.8.18 donde se indica que el capital inicial es de 33,100€ y el valor actual neto o NPC (net present cost) es igual a 34,517€ y el porcentaje de energía renovable que se utiliza es del 72% y el 28% de energía restante se lo toma de la red eléctrica.

	PV (kW)	Ultracell ...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	23.000		15	1000	\$ 27,031	166	\$ 28,936	0.102	0.67
				1000	\$ 0	2,764	\$ 31,701	0.111	0.00
	26.000	8	15	1000	\$ 33,100	124	\$ 34,517	0.121	0.72
		8	10	1000	\$ 7,167	3,340	\$ 45,477	0.160	0.00

Tabla 6.4.8.18 Valores de Simulación del Escenario No.5. Homer®.

En la Tabla 6.4.8.18 se muestra que el valor óptimo es instalar 8 baterías y 26kW de paneles solares, que significan 80 paneles fotovoltaicos y un convertidor de 15kW.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
PV array	44,350	72	AC primary load	24,820	46	Excess electricity	5,350	8.67
Grid purchases	17,333	28	Grid sales	28,612	54	Unmet electric load	0.00	0.00
Total	61,682	100	Total	53,432	100	Capacity shortage	0.00	0.00
						Quantity	Value	
						Renewable fraction		0.719

Tabla 6.4.8.19 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.5

En la Tabla 6.4.8.19 se muestra que el 72% de la energía producida es de paneles fotovoltaicos y el 30% de energía que se compra de la red eléctrica; también que el 46% de la energía que se consume es para suministrar a la fuente de energía (carga) y el 54% es energía eléctrica que se vende. El exceso de energía en este escenario es del 8.67%.

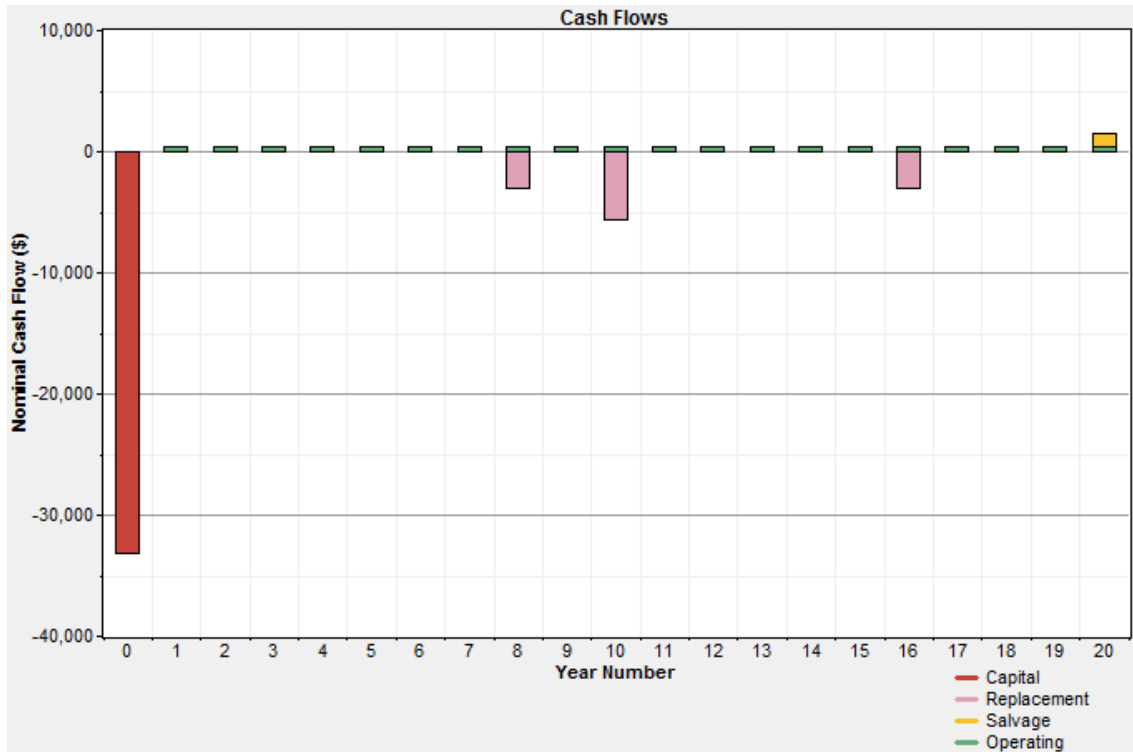


Figura 6.4.8.9 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.5. Homer®.

En la Figura 6.4.8.9 se muestra en el capital inicial es mucho mayor que los ingresos que se tienen en operación por un beneficio del vender electricidad menos el costo de operación y mantenimiento, al igual que costo de reemplazo de componentes. También se muestra el valor de recuperación (salvage) que es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto.

Metric	Value
Present worth	\$ -2,816
Annual worth	\$ -245/yr
Return on investment	7.96 %
Internal rate of return	4.91 %
Simple payback	13.2 yrs
Discounted payback	n/a

Tabla 6.4.8.20 Valores de Simulación del Escenario No.5. Homer®.



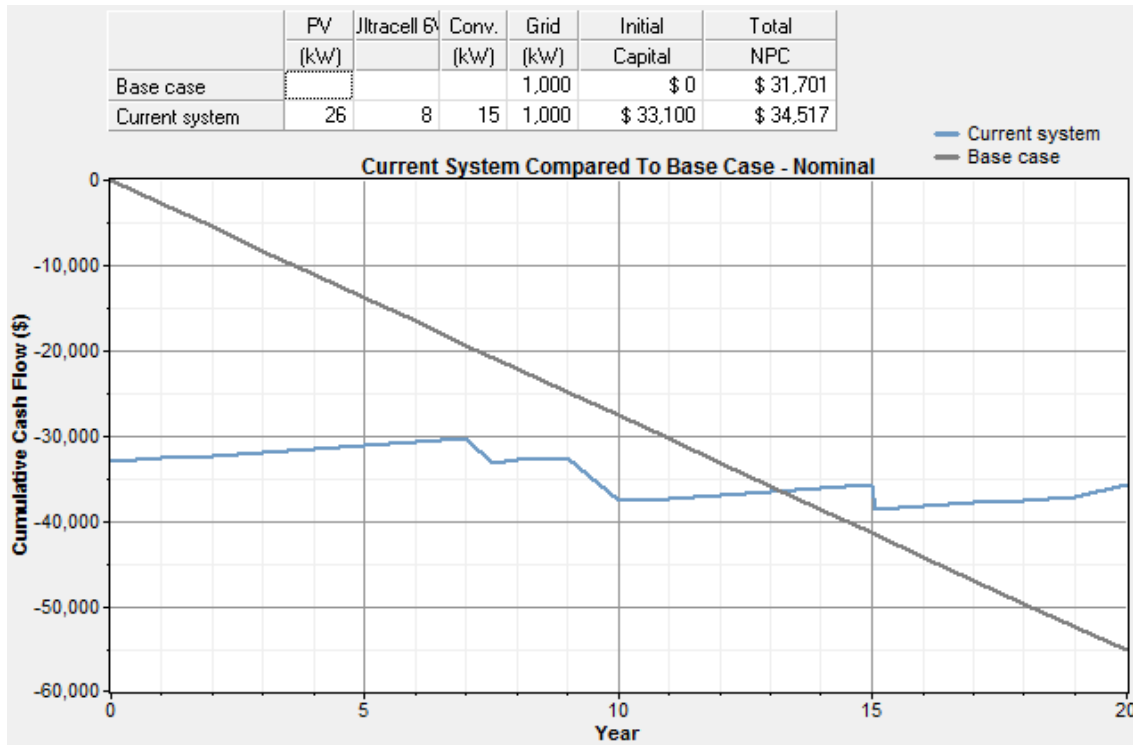


Figura 6.4.8.10 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.5. Homer®.

En la figura 6.4.8.10 se muestra la gráfica del flujo de caja implantados los paneles solares y baterías, así como también el flujo de caja acumulado del pago de electricidad de red pública; y lo que muestra es que a los 13.2 años es donde coinciden las dos curvas y es el tiempo en el cual se recupera la inversión respecto al pago de la electricidad. En la Tabla 6.4.8.20 se muestra que la tasa interna de retorno de implantar paneles fotovoltaicos en lugar consumir únicamente la energía de la red eléctrica es del 7.96%. Los resultados globales del Escenario No.5 se presentan en la Tabla 6.4.8.13.

<b>ESCENARIO No.5</b>	
<b>Capital inicial</b>	33,100€
<b>VAN</b>	34,517€
<b>TIR</b>	4.91%
<b>Retorno</b>	13.2 años
<b>% de Energía Renovable</b>	72%
<b>Número de Paneles FV</b>	80
<b>Número de Baterías</b>	8

Tabla 6.4.8.21 Resultados económicos del Escenario No.5

El resultado de la simulación del **Escenario No.6** se tiene en la Tabla 6.4.8.22 donde se indica que el capital inicial es de 7,517€ y el valor actual neto o NPC (net present cost) es igual a 45,603€ y el porcentaje de energía renovable que se utiliza es del 1% y el 99% de energía restante se lo toma de la red eléctrica.

	PV (kW)	Ultracell ...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				1000	\$ 0	2,764	\$ 31,701	0.111	0.00
	0.150		10	1000	\$ 4,217	3,032	\$ 38,995	0.137	0.01
		8	10	1000	\$ 7,167	3,340	\$ 45,477	0.160	0.00
	0.150	8	10	1000	\$ 7,517	3,321	\$ 45,603	0.160	0.01

Tabla 6.4.8.22 Valores de Simulación del Escenario No.6. Homer®.

En la Tabla 6.4.8.22 se muestra que el valor optimo es instalar 8 baterías y 0.150kW de paneles solares, que significan 1 panel fotovoltaico y un convertidor de 10kW.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
PV array	255	1	AC primary load	24,820	99	Excess electricity	0.0332	0.00
Grid purchases	24,820	99	Grid sales	244	1	Unmet electric load	0.00	0.00
Total	25,075	100	Total	25,064	100	Capacity shortage	0.00	0.00

Quantity	Value
Renewable fraction	0.0102

Tabla 6.4.8.23 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.6

En la Tabla 6.4.8.23 se muestra que el 1% de la energía producida es de paneles fotovoltaicos y el 99% de energía que se compra de la red eléctrica; también que el 99% de la energía que se consume es para suministrar a la fuente de energía (carga) y el 1% es energía eléctrica que se vende. El exceso de energía en este escenario es del 0.00%.

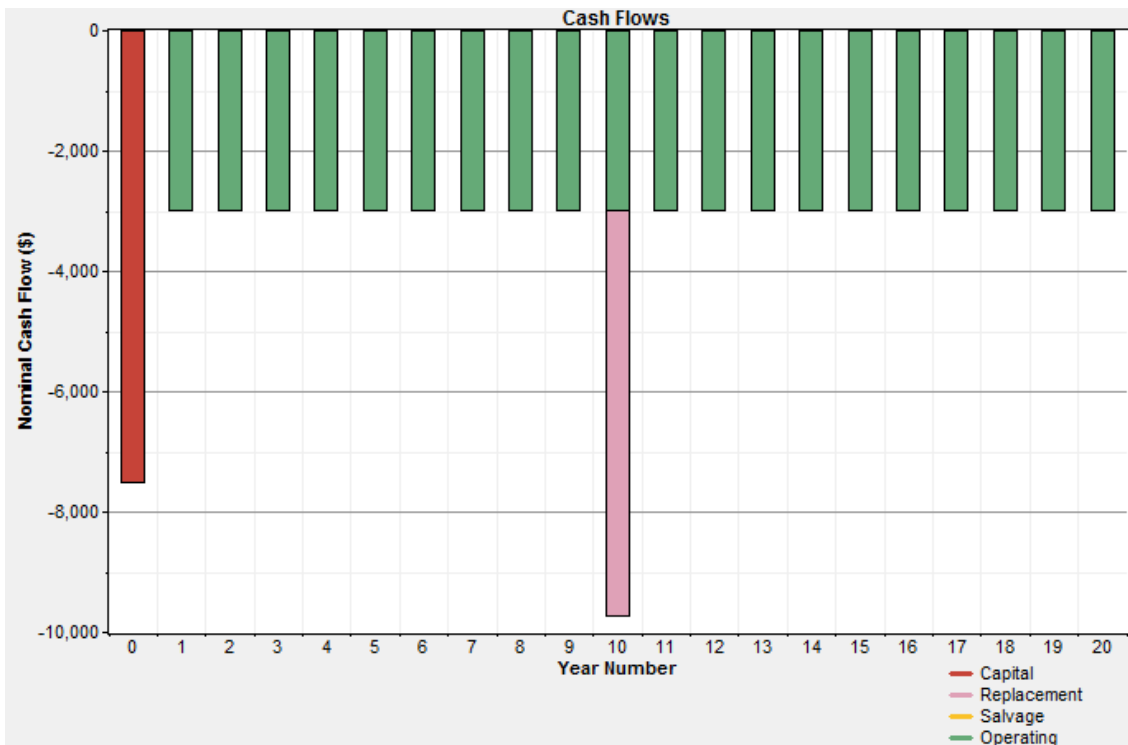


Figura 6.4.8.11 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.6. Homer®.

En la Figura 6.4.8.11 se muestra en el capital inicial es mucho mayor que los ingresos que se tienen en operación por un beneficio del vender electricidad (que en este caso es solo el 1%) menos el costo de operación y mantenimiento, al igual que costo de reemplazo de componentes. También se muestra el valor de recuperación (salvage) que es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto.

Metric	Value
Present worth	\$ -13,902
Annual worth	\$ -1,212/yr
Return on investment	-7.52 %
Internal rate of return	n/a
Simple payback	n/a
Discounted payback	n/a

Tabla 6.4.8.24 Valores de Simulación del Escenario No.6. Homer®.

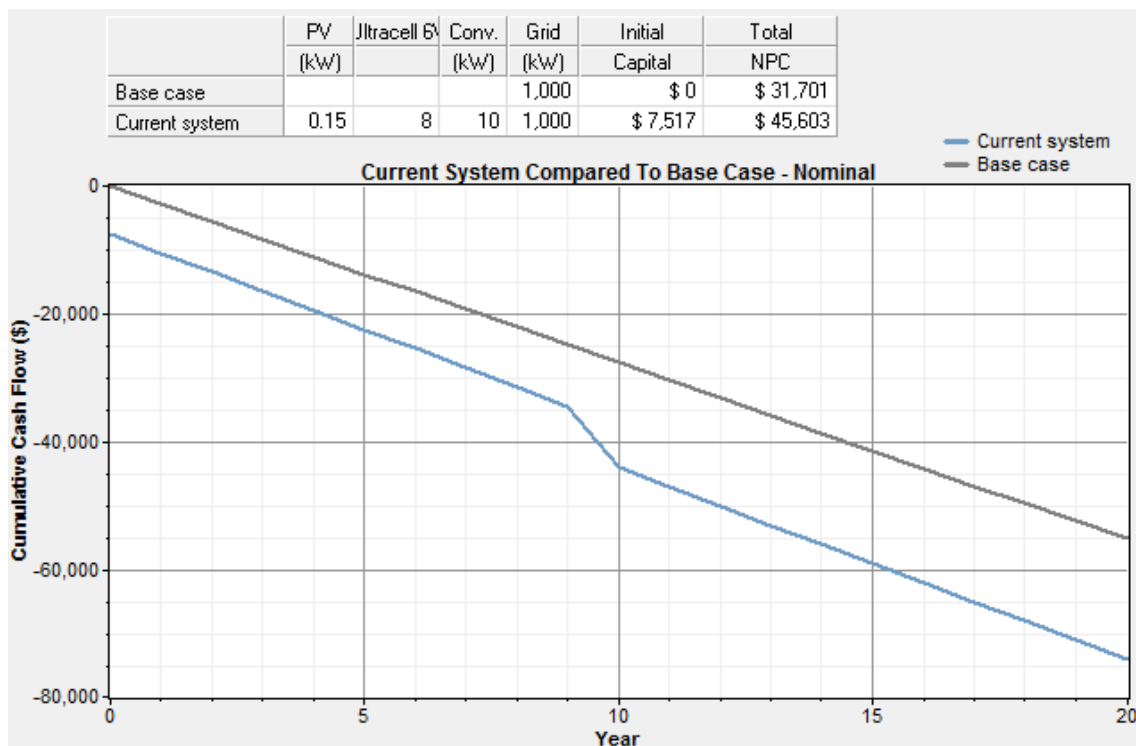


Figura 6.4.8.12 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.6. Homer®.

En la figura 6.4.8.12 se muestra la gráfica del flujo de caja implantados los paneles solares y baterías, así como también el flujo de caja acumulado del pago de electricidad de red pública; y lo que muestra es que las dos curvas no se cruzan y lo que significa que no se puede recuperar la respecto al pago de la electricidad. Por lo tanto, no puede existir tasa interna de retorno de implantar paneles fotovoltaicos. Los resultados globales del Escenario No.6 se presentan en la Tabla 6.4.8.25.

ESCENARIO No.6	
Capital inicial	7,517€
VAN	45,603€
TIR	N/A
Retorno	N/A
% de Energía Renovable	1%
Número de Paneles FV	1
Número de Baterías	8

Tabla 6.4.8.25 Resultados económicos del Escenario No.6

El resultado de la simulación del **Escenario No.7** se tiene en la Tabla 6.4.8.26 donde se indica que el capital inicial es de 36,700€ y el valor actual neto o NPC (net present cost) es igual a 14,111€ y el porcentaje de energía renovable que se utiliza es del 98% y el 2% de energía restante se lo toma de la red eléctrica.











	PV (kW)	Ultracell ...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
  	25.000		15	1000	\$ 28,877	-1,909	\$ 6,981	0.117	0.96
 				1000	\$ 0	1,223	\$ 14,024	0.234	0.00
  	29.900	8	15	1000	\$ 36,700	-1,969	\$ 14,111	0.236	0.98
 		8	10	1000	\$ 7,167	1,799	\$ 27,800	0.464	0.00

Tabla 6.4.8.26 Valores de Simulación del Escenario No.7. Homer®.

En la Tabla 6.4.8.26 se muestra que el valor óptimo es instalar 8 baterías y 26kW de paneles solares, que significan 92 paneles fotovoltaicos y un convertidor de 15kW.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
PV array	51,173	98	AC primary load	5,220	13	Excess electricity	8,889	17.0
Grid purchases	1,042	2	Grid sales	35,162	87	Unmet electric load	0.00	0.0
Total	52,214	100	Total	40,382	100	Capacity shortage	0.00	0.0
						Quantity	Value	
						Renewable fraction		0.980

Tabla 6.4.8.27 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.7

En la Tabla 6.4.8.27 se muestra que el 98% de la energía producida es de paneles fotovoltaicos y el 2% de energía que se compra de la red eléctrica; también que el 13% de la energía que se consume es para suministrar a la fuente de energía (carga) y el 87% es energía eléctrica que se vende. El exceso de energía en este escenario es del 17.0%.

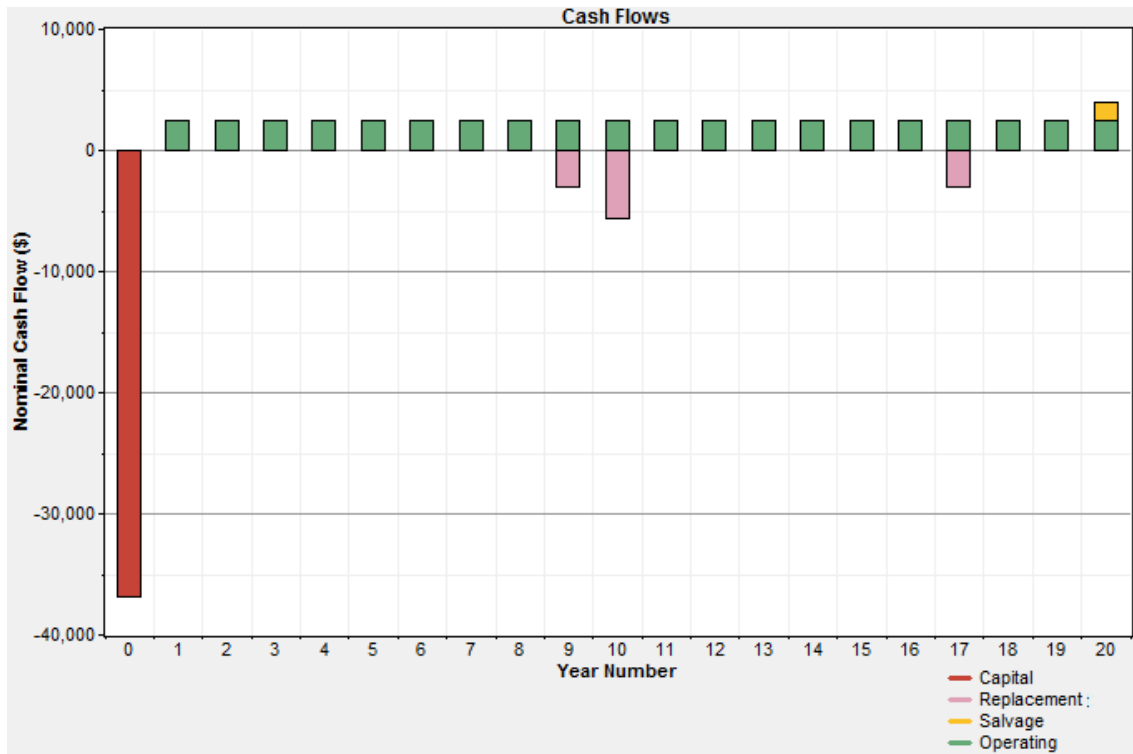


Figura 6.4.8.13 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.7. Homer®.

En la Figura 6.4.8.13 se muestra en el capital inicial es mucho mayor que los ingresos que se tienen en operación por un beneficio del vender electricidad menos el costo de operación y mantenimiento, al igual que costo de reemplazo de componentes. También se muestra el valor de recuperación (salvage) que es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto.

Metric	Value
Present worth	\$ -87
Annual worth	\$ -8/yr
Return on investment	8.68 %
Internal rate of return	5.97 %
Simple payback	12.3 yrs
Discounted payback	n/a

Tabla 6.4.8.28 Valores de Simulación del Escenario No.7. Homer®.

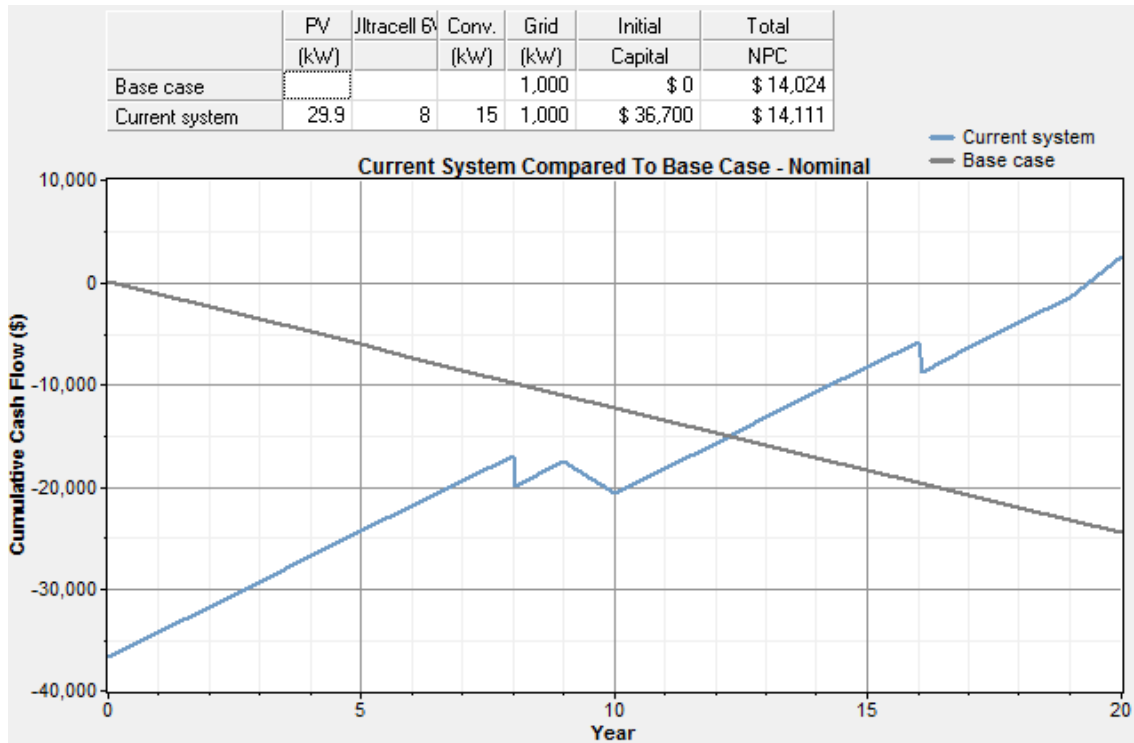


Figura 6.4.8.14 Flujo de caja Acumulado de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.7. Homer®.

En la figura 6.4.8.14 se muestra la gráfica del flujo de caja implantados los paneles solares y baterías, así como también el flujo de caja acumulado del pago de electricidad de red pública; y lo que muestra es que a los 13.2 años es donde coinciden las dos curvas y es el tiempo en el cual se recupera la inversión respecto al pago de la electricidad. En la Tabla 6.4.8.20 se muestra que la tasa interna de retorno de implantar paneles fotovoltaicos en lugar consumir únicamente la energía de la red eléctrica es del 7.96%. Los resultados globales del Escenario No.7 se presentan en la Tabla 6.4.8.29.

<b>ESCENARIO No.7</b>	
<b>Capital inicial</b>	36,700€
<b>VAN</b>	14,111€
<b>TIR</b>	5.97%
<b>Retorno</b>	12.3 años
<b>% de Energía Renovable</b>	98%
<b>Número de Paneles FV</b>	92
<b>Número de Baterías</b>	8

Tabla 6.4.8.29 Resultados económicos del Escenario No.7

El resultado de la simulación del **Escenario No.8** se tiene en la Tabla 6.4.8.30 donde se indica que el capital inicial es de 7,517€ y el valor actual neto o NPC (net present cost) es igual a 26,254€ y el porcentaje de energía renovable que se utiliza es del 5% y el 95% de energía restante se lo toma de la red eléctrica.

	PV (kW)	Ultracell ...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				1000	\$ 0	1,223	\$ 14,024	0.234	0.00
	0.150		10	1000	\$ 4,217	1,488	\$ 21,280	0.355	0.05
		8	10	1000	\$ 7,167	1,653	\$ 26,124	0.436	0.00
	0.150	8	10	1000	\$ 7,517	1,634	\$ 26,254	0.439	0.05

Tabla 6.4.8.30 Valores de Simulación del Escenario No.8. Homer®.

En la Tabla 6.4.8.30 se muestra que el valor optimo es instalar 8 baterías y 0.150kW de paneles solares, que significan 1 panel fotovoltaico y un convertidor de 10kW.

Production			Consumption			Quantity		
	kWh/yr	%		kWh/yr	%		kWh/yr	%
PV array	255	5	AC primary load	5,220	96	Excess electricity	0.0333	0.00
Grid purchases	5,220	95	Grid sales	242	4	Unmet electric load	0.00	0.00
Total	5,475	100	Total	5,462	100	Capacity shortage	0.00	0.00

Quantity	Value
Renewable fraction	0.0466

Tabla 6.4.8.31 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.8

En la Tabla 6.4.8.31 se muestra que el 5% de la energía producida es de paneles fotovoltaicos y el 95% de energía que se compra de la red eléctrica; también que el 96% de la energía que se consume es para suministrar a la fuente de energía (carga) y el 4% es energía eléctrica que se vende. El exceso de energía en este escenario es del 0.00%.

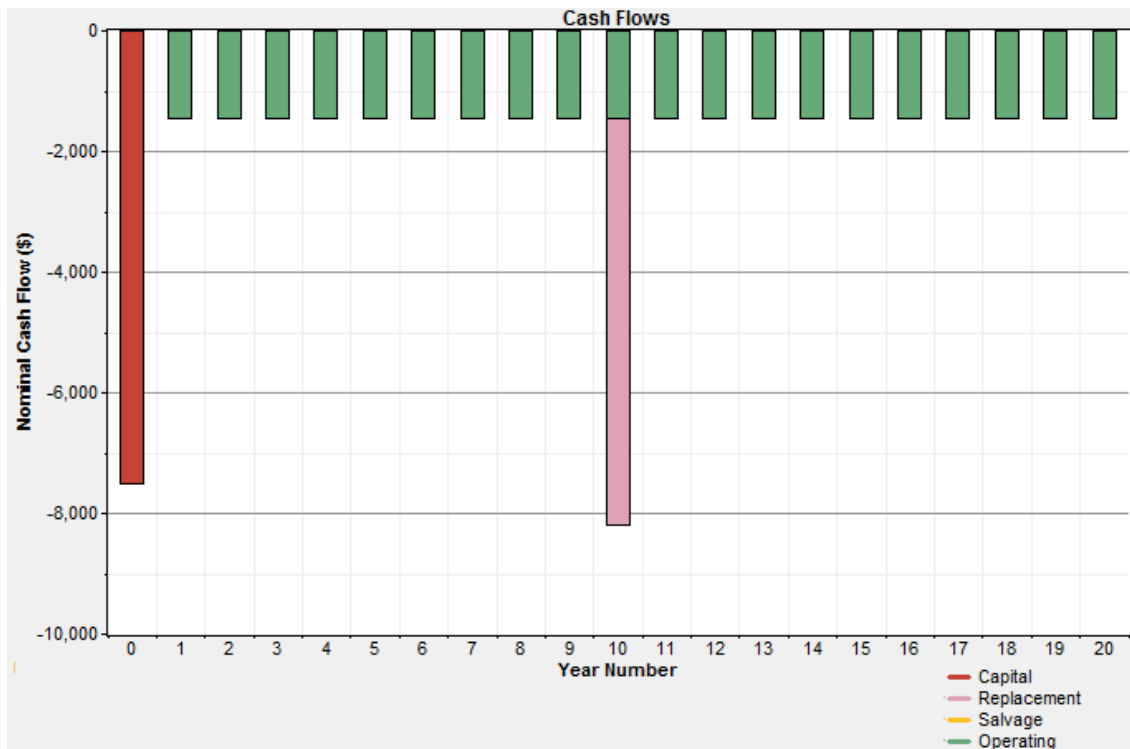


Figura 6.4.8.15 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.8. Homer®.



En la Figura 6.4.8.15 se muestra en el capital inicial es mucho mayor que los ingresos que se tienen en operación por un beneficio del vender electricidad (que en este caso es solo el 4%) menos el costo de operación y mantenimiento, al igual que costo de reemplazo de componentes. También se muestra el valor de recuperación (salvage) que es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto.

Metric	Value
Present worth	\$ -13,904
Annual worth	\$ -1,212/yr
Return on investment	-7.53 %
Internal rate of return	n/a
Simple payback	n/a
Discounted payback	n/a

Tabla 6.4.8.32 Valores de Simulación del Escenario No.8. Homer®.

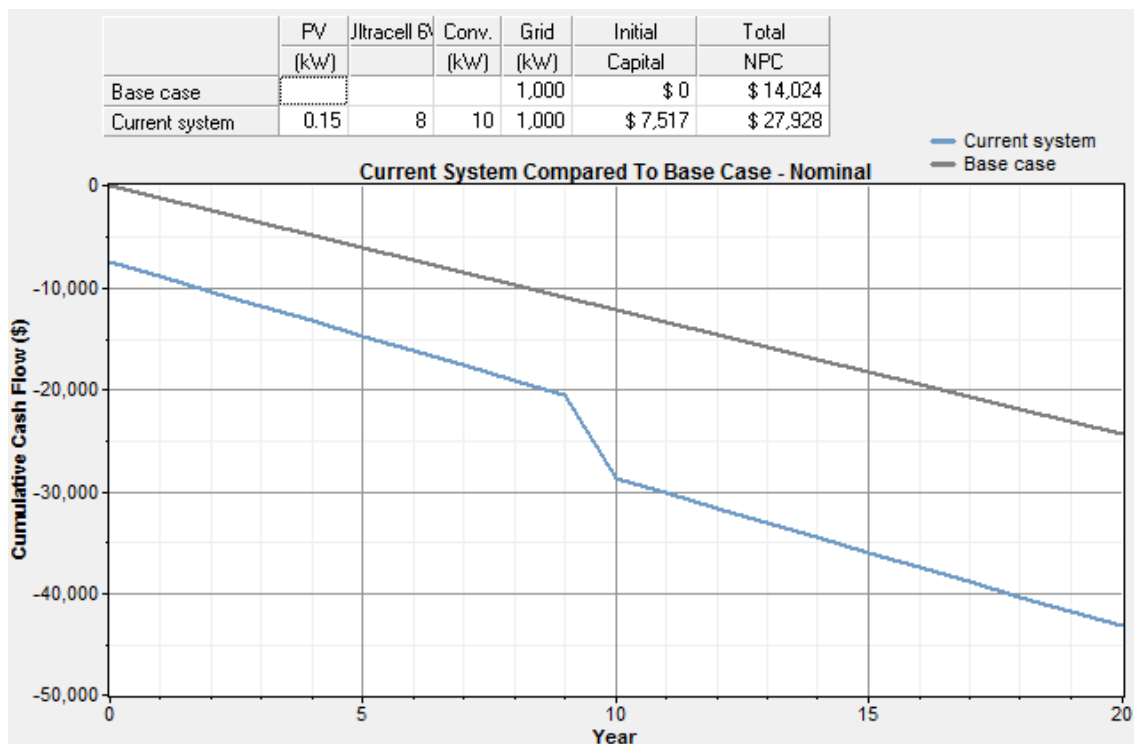


Figura 6.4.8.16 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.8. Homer®.

En la figura 6.4.8.16 se muestra la gráfica del flujo de caja implantados los paneles solares y baterías, así como también el flujo de caja acumulado del pago de electricidad de red pública; y lo que muestra es que las dos curvas no se cruzan y lo que significa que no se puede recuperar la respecto al pago de la electricidad. Por lo tanto, no puede existir tasa interna de retorno de implantar paneles fotovoltaicos. Los resultados globales del Escenario No.8 se presentan en la Tabla 6.4.8.33.

ESCENARIO No.8	
Capital inicial	7,517€
VAN	26,254€
TIR	N/A
Retorno	N/A
% de Energía Renovable	5%
Número de Paneles FV	1
Número de Baterías	8

Tabla 6.4.8.33 Resultados económicos del Escenario No.8

El resultado de la simulación del **Escenario No.9** se tiene en la Tabla 6.4.8.34 donde se indica que el capital inicial es de 28,509€ y el valor actual neto o NPC (net present cost) es igual a 27,697€ y el porcentaje de energía renovable que se utiliza es del 69% y el 31% de energía restante se lo toma de la red eléctrica.

	PV (kW)	Soft - 2d...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	24.000	3	15	1000	\$ 28,509	-71	\$ 27,697	0.097	0.69
	23.000		15	1000	\$ 27,031	166	\$ 28,936	0.102	0.67
				1000	\$ 0	2,764	\$ 31,701	0.111	0.00
		1	10	1000	\$ 4,052	3,065	\$ 39,212	0.138	0.00

Tabla 6.4.8.34 Valores de Simulación del Escenario No.9. Homer®.

En la Tabla 6.4.8.34 se muestra que el valor óptimo es instalar 3 baterías y 24kW de paneles solares, que significan 74 paneles fotovoltaicos y un convertidor de 15kW.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
PV array	40,938	69	AC primary load	24,820	47	Excess electricity	4,871	8.23
Grid purchases	18,258	31	Grid sales	27,897	53	Unmet electric load	0.00	0.00
Total	59,196	100	Total	52,717	100	Capacity shortage	0.00	0.00
						Quantity	Value	
						Renewable fraction		0.692

Tabla 6.4.8.35 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.9

En la Tabla 6.4.8.35 se muestra que el 69% de la energía producida es de paneles fotovoltaicos y el 31% de energía que se compra de la red eléctrica; también que el 47% de la energía que se consume es para suministrar a la fuente de energía (carga) y el 53% es energía eléctrica que se vende. El exceso de energía en este escenario es del 8.23%.

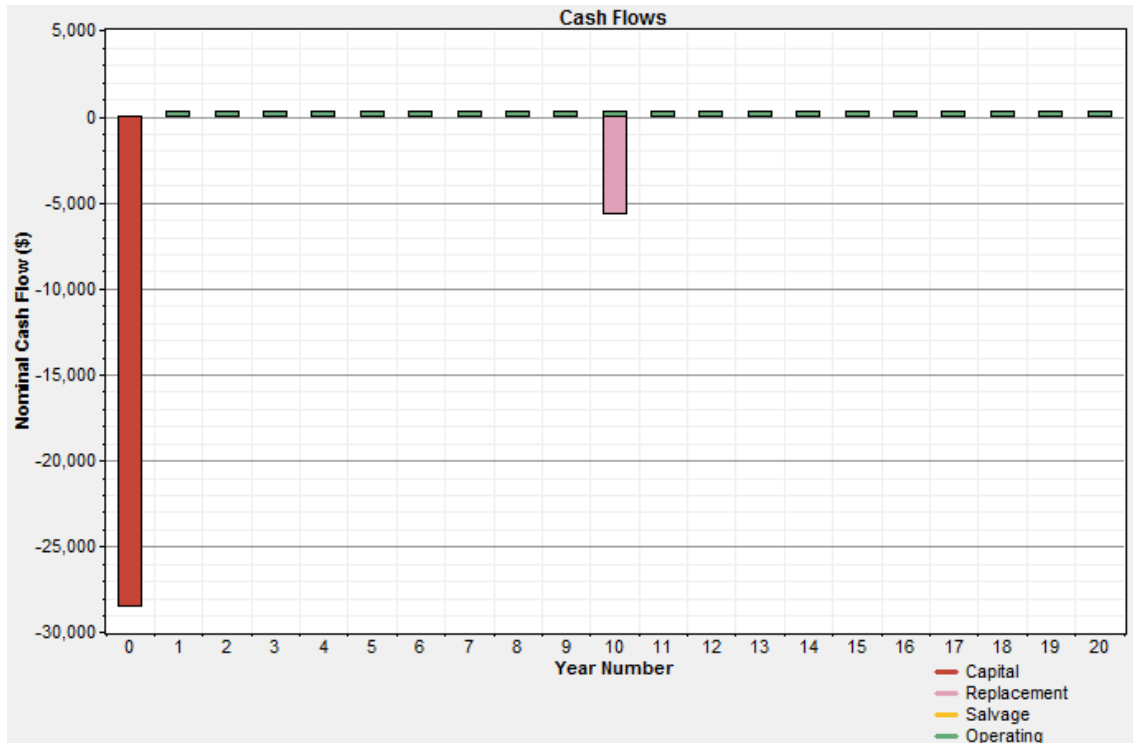


Figura 6.4.8.17 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.9. Homer®.

En la Figura 6.4.8.17 se muestra en el capital inicial es mucho mayor que los ingresos que se tienen en operación por un beneficio del vender electricidad menos el costo de operación y mantenimiento, al igual que costo de reemplazo de componentes. También se muestra el valor de recuperación (salvage) que es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto.

Metric	Value
Present worth	\$ 4,004
Annual worth	\$ 349/yr
Return on investment	9.92 %
Internal rate of return	7.71 %
Simple payback	11.0 yrs
Discounted payback	16.2 yrs

Tabla 6.4.8.36 Valores de Simulación del Escenario No.9. Homer®.

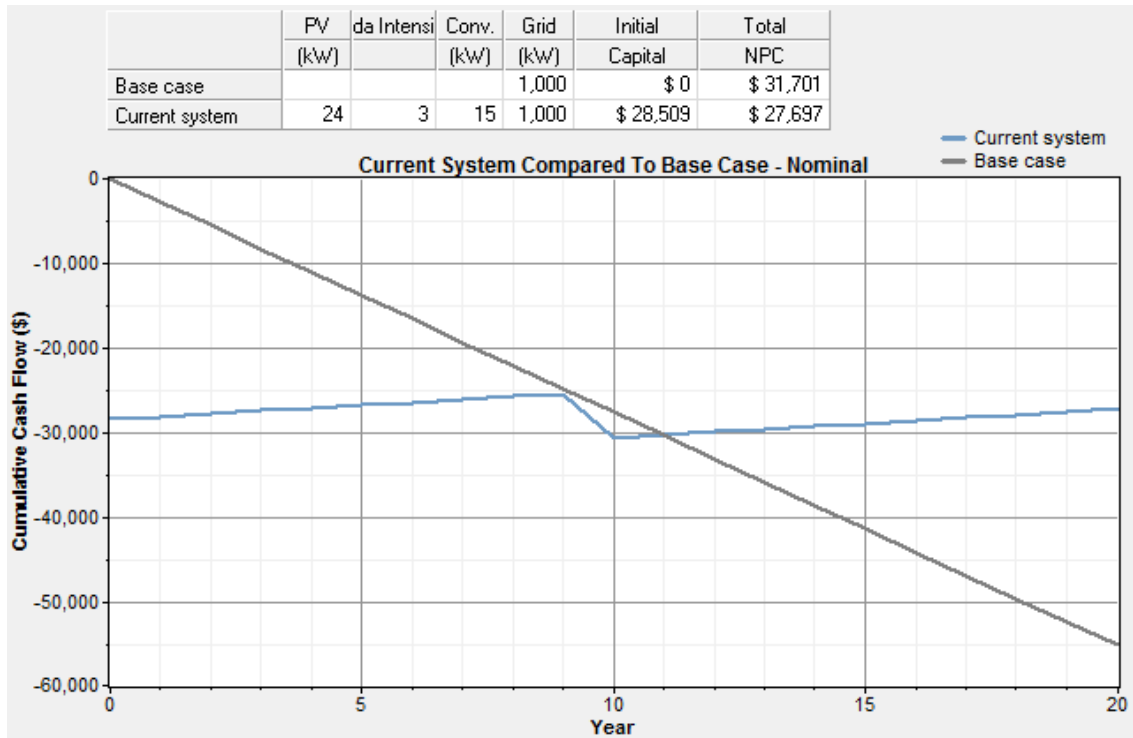


Figura 6.4.8.18 Flujo de caja Acumulado de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.9. Homer®.

En la figura 6.4.8.18 se muestra la gráfica del flujo de caja implantados los paneles solares y baterías, así como también el flujo de caja acumulado del pago de electricidad de red pública; y lo que muestra es que a los 11.0 años es donde coinciden las dos curvas y es el tiempo en el cual se recupera la inversión respecto al pago de la electricidad. En la Tabla 6.4.8.36 se muestra que la tasa interna de retorno de implantar paneles fotovoltaicos en lugar consumir únicamente la energía de la red eléctrica es del 7.71%. Los resultados globales del Escenario No.9 se presentan en la Tabla 6.4.8.29.

<b>ESCENARIO No.9</b>	
<b>Capital inicial</b>	28,509€
<b>VAN</b>	27,697€
<b>TIR</b>	7.71%
<b>Retorno</b>	11.0 años
<b>% de Energía Renovable</b>	69%
<b>Número de Paneles FV</b>	74
<b>Número de Baterías</b>	3

Tabla 6.4.8.37 Resultados económicos del Escenario No.9

El resultado de la simulación del **Escenario No.10** se tiene en la Tabla 6.4.8.38 donde se indica que el capital inicial es de 4,402€ y el valor actual neto o NPC (net present cost) es igual a 39,330€ y el porcentaje de energía renovable que se utiliza es del 1% y el 99% de energía restante se lo toma de la red eléctrica.

	PV (kW)	Soft - 2d...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				1000	\$ 0	2,764	\$ 31,701	0.111	0.00
	0.150		10	1000	\$ 4,217	3,032	\$ 38,995	0.137	0.01
		1	10	1000	\$ 4,052	3,065	\$ 39,212	0.138	0.00
	0.150	1	10	1000	\$ 4,402	3,045	\$ 39,330	0.138	0.01

Tabla 6.4.8.38 Valores de Simulación del Escenario No.10. Homer®.

En la Tabla 6.4.8.38 se muestra que el valor optimo es instalar 1 batería y 0.150kW de paneles solares, que significan 1 panel fotovoltaico y un convertidor de 10kW.

Production			Consumption			Quantity		
	kWh/yr	%		kWh/yr	%		kWh/yr	%
PV array	255	1	AC primary load	24,820	99	Excess electricity	4.94	0.02
Grid purchases	24,820	99	Grid sales	237	1	Unmet electric load	0.00	0.00
Total	25,075	100	Total	25,057	100	Capacity shortage	0.00	0.00

	Quantity	Value
Renewable fraction		0.0102

Tabla 6.4.8.39 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.10

En la Tabla 6.4.8.39 se muestra que el 1% de la energía producida es de paneles fotovoltaicos y el 99% de energía que se compra de la red eléctrica; también que el 99% de la energía que se consume es para suministrar a la fuente de energía (carga) y el 1% es energía eléctrica que se vende. El exceso de energía en este escenario es del 0.02%.

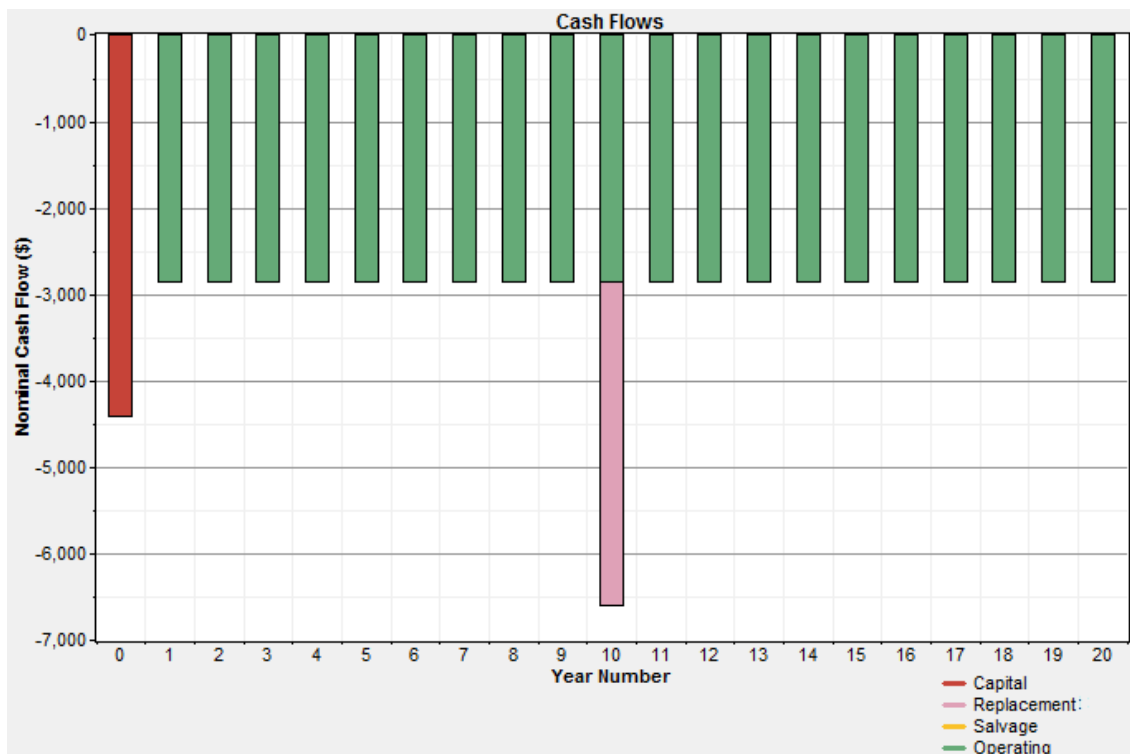


Figura 6.4.8.19 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.10. Homer®.

En la Figura 6.4.8.19 se muestra en el capital inicial es mucho mayor que los ingresos que se tienen en operación por un beneficio del vender electricidad (que en este caso es solo el 1%) menos el costo de operación y mantenimiento, al igual que costo de reemplazo de componentes. También se muestra el valor de recuperación (salvage) que es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto.

Metric	Value
Present worth	\$ -7,629
Annual worth	\$ -665/yr
Return on investment	-6.50 %
Internal rate of return	n/a
Simple payback	n/a
Discounted payback	n/a

Tabla 6.4.8.40 Valores de Simulación del Escenario No.10. Homer®.

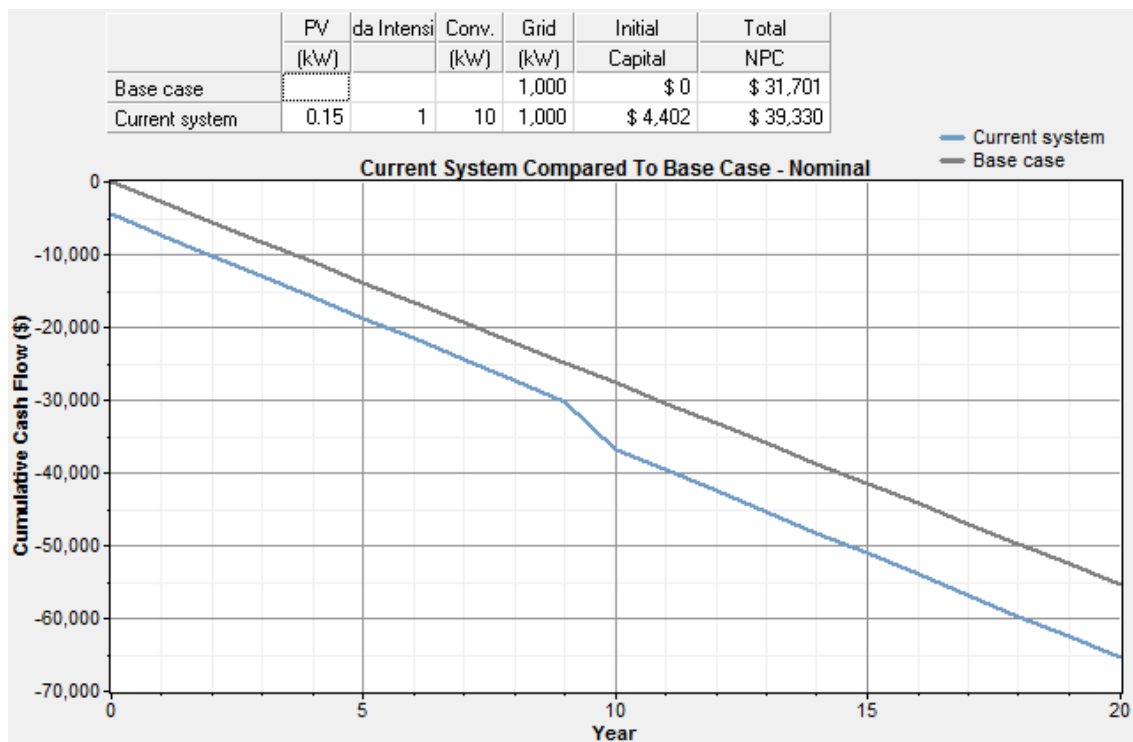


Figura 6.4.8.20 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.10. Homer®.

En la figura 6.4.8.20 se muestra la gráfica del flujo de caja implantados los paneles solares y baterías, así como también el flujo de caja acumulado del pago de electricidad de red pública; y lo que muestra es que las dos curvas no se cruzan y lo que significa que no se puede recuperar la respecto al pago de la electricidad. Por lo tanto, no puede existir tasa interna de retorno de implantar paneles fotovoltaicos. Los resultados globales del Escenario No.10 se presentan en la Tabla 6.4.8.41.

ESCENARIO No.10	
Capital inicial	4,402€
VAN	39,330€
TIR	N/A
Retorno	N/A
% de Energía Renovable	1%
Número de Paneles FV	1
Número de Baterías	1

Tabla 6.4.8.41 Resultados económicos del Escenario No.10.

El resultado de la simulación del **Escenario No.11** se tiene en la Tabla 6.4.8.42 donde se indica que el capital inicial es de 29,247€ y el valor actual neto o NPC (net present cost) es igual a 6,883€ y el porcentaje de energía renovable que se utiliza es del 97% y el 3% de energía restante se lo toma de la red eléctrica.









	PV (kW)	Saft - 2d...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
  	25.000	2	15	1000	\$ 29,247	-1,950	\$ 6,883	0.115	0.97
 	25.000		15	1000	\$ 28,877	-1,909	\$ 6,981	0.117	0.96
				1000	\$ 0	1,223	\$ 14,024	0.234	0.00
 		1	10	1000	\$ 4,052	1,524	\$ 21,535	0.360	0.00

Tabla 6.4.8.42 Valores de Simulación del Escenario No.11. Homer®.

En la Tabla 6.4.8.42 se muestra que el valor óptimo es instalar 2 baterías y 25kW de paneles solares, que significan 77 paneles fotovoltaicos y un convertidor de 15kW.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
PV array	42,644	97	AC primary load	5,220	14	Excess electricity	5,141	11.7
Grid purchases	1,483	3	Grid sales	32,128	86	Unmet electric load	0.00	0.0
Total	44,127	100	Total	37,348	100	Capacity shortage	0.00	0.0
						Quantity	Value	
						Renewable fraction	0.966	

Tabla 6.4.8.43 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.11

En la Tabla 6.4.8.43 se muestra que el 97% de la energía producida es de paneles fotovoltaicos y el 3% de energía que se compra de la red eléctrica; también que el 14% de la energía que se consume es para suministrar a la fuente de energía (carga) y el 86% es energía eléctrica que se vende. El exceso de energía en este escenario es del 11.7%.



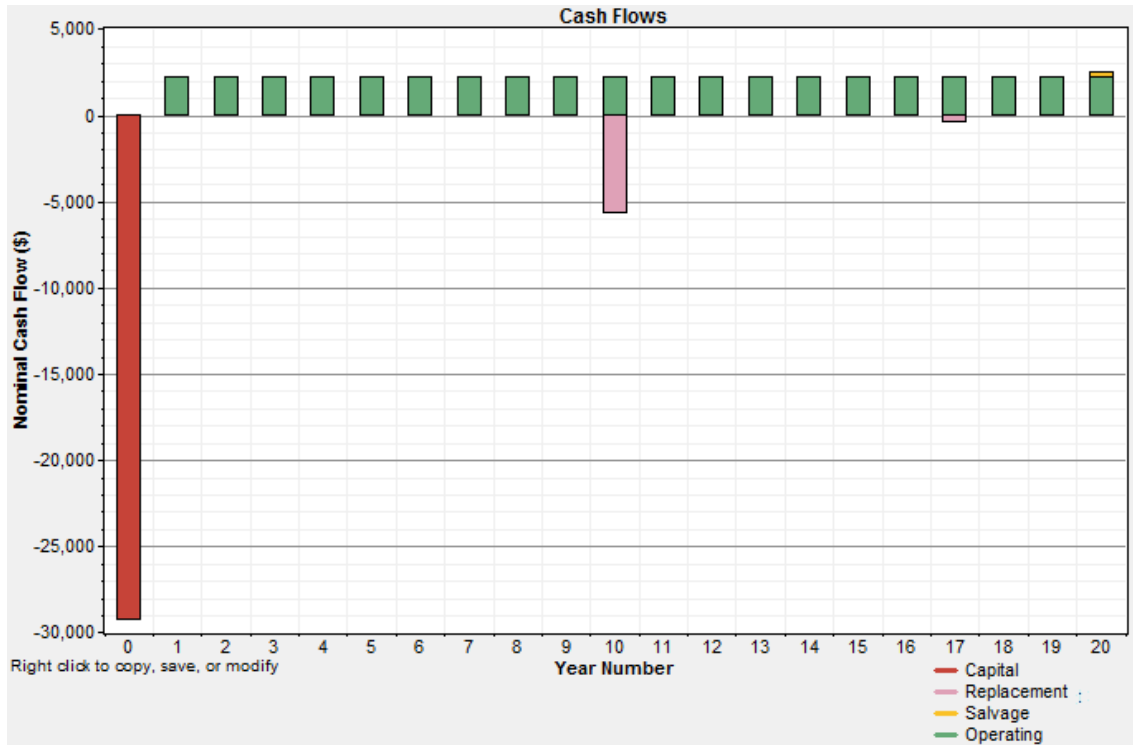


Figura 6.4.8.21 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.11. Homer®.

En la Figura 6.4.8.21 se muestra en el capital inicial es mucho mayor que los ingresos que se tienen en operación por un beneficio del vender electricidad menos el costo de operación y mantenimiento, al igual que costo de reemplazo de componentes. También se muestra el valor de recuperación (salvage) que es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto.

Metric	Value
Present worth	\$ 7,141
Annual worth	\$ 623/yr
Return on investment	10.8 %
Internal rate of return	8.92 %
Simple payback	8.48 yrs
Discounted payback	14.2 yrs

Tabla 6.4.8.44 Valores de Simulación del Escenario No.11. Homer®.

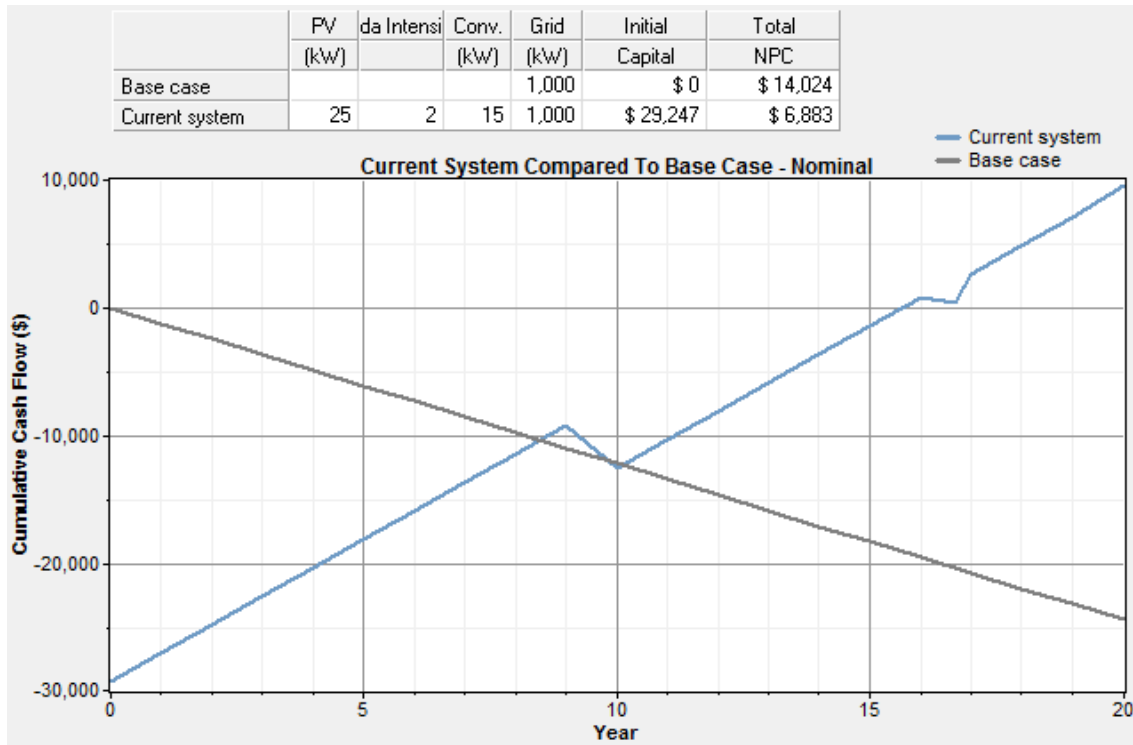


Figura 6.4.8.22 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.11. Homer®.

En la figura 6.4.8.22 se muestra la gráfica del flujo de caja implantados los paneles solares y baterías, así como también el flujo de caja acumulado del pago de electricidad de red pública; y lo que muestra es que a los 8.48 años es donde coinciden las dos curvas y es el tiempo en el cual se recupera la inversión respecto al pago de la electricidad. En la Tabla 6.4.8.44 se muestra que la tasa interna de retorno de implantar paneles fotovoltaicos en lugar consumir únicamente la energía de la red eléctrica es del 8.92%. Los resultados globales del Escenario No.11 se presentan en la Tabla 6.4.8.45.

<b>ESCENARIO No.11</b>	
<b>Capital inicial</b>	29,247€
<b>VAN</b>	6,883€
<b>TIR</b>	8.92%
<b>Retorno</b>	8.48 años
<b>% de Energía Renovable</b>	97%
<b>Número de Paneles FV</b>	77
<b>Número de Baterías</b>	2

Tabla 6.4.8.45 Resultados económicos del Escenario No.11

El resultado de la simulación del **Escenario No.12** se tiene en la Tabla 6.4.8.46 donde se indica que el capital inicial es de 4,402€ y el valor actual neto o NPC (net present cost) es igual a 21,650€ y el porcentaje de energía renovable que se utiliza es del 5% y el 95% de energía restante se lo toma de la red eléctrica.

	PV (kW)	Soft - 2d...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				1000	\$ 0	1,223	\$ 14,024	0.234	0.00
	0.150		10	1000	\$ 4,217	1,488	\$ 21,280	0.355	0.05
		1	10	1000	\$ 4,052	1,524	\$ 21,535	0.360	0.00
	0.150	1	10	1000	\$ 4,402	1,504	\$ 21,650	0.362	0.05

Tabla 6.4.8.46 Valores de Simulación del Escenario No.12. Homer®.

En la Tabla 6.4.8.46 se muestra que el valor optimo es instalar 1 batería y 0.150kW de paneles solares, que significan 1 panel fotovoltaico y un convertidor de 10kW.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
PV array	255	5	AC primary load	5,220	96	Excess electricity	0.0294	0.00
Grid purchases	5,220	95	Grid sales	240	4	Unmet electric load	0.00	0.00
Total	5,475	100	Total	5,459	100	Capacity shortage	0.00	0.00

Quantity	Value
Renewable fraction	0.0466

Tabla 6.4.8.47 Valores de Energía, Producida, Consumida y en Exceso del Escenario No.12

En la Tabla 6.4.8.47 se muestra que el 5% de la energía producida es de paneles fotovoltaicos y el 95% de energía que se compra de la red eléctrica; también que el 96% de la energía que se consume es para suministrar a la fuente de energía (carga) y el 4% es energía eléctrica que se vende. El exceso de energía en este escenario es del 0.00%.

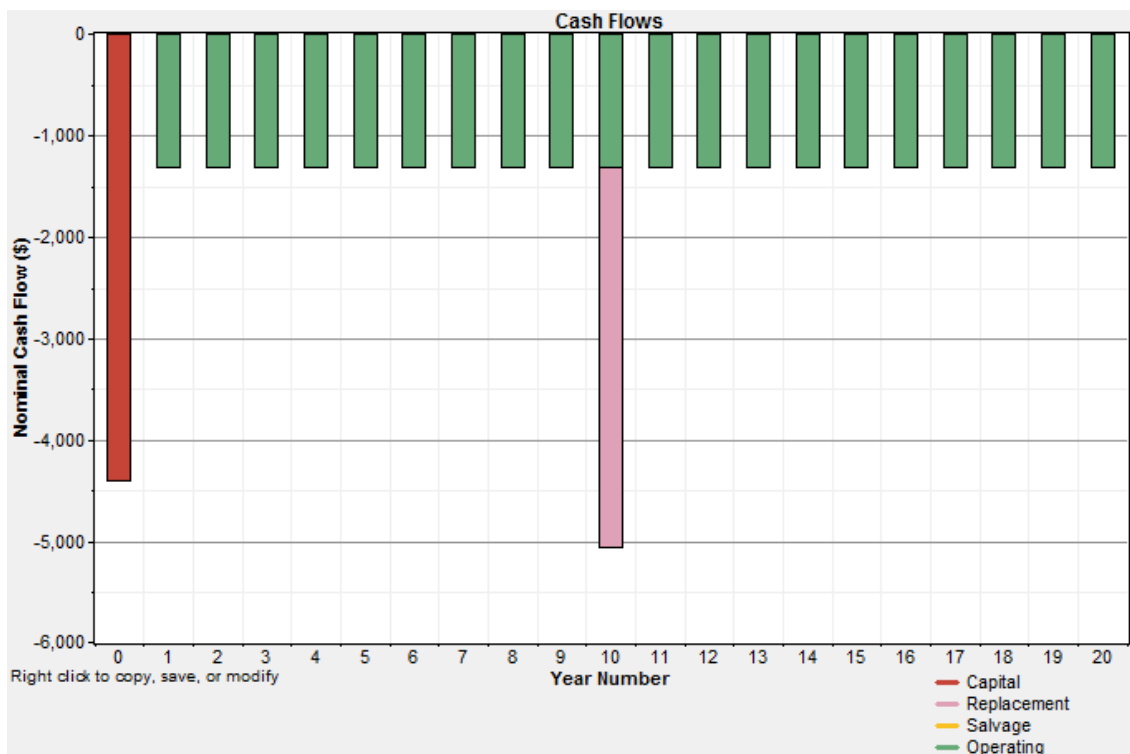


Figura 6.4.8.23 Flujo de caja por tipo de costo de Implantar paneles FV en el Escenario No.12. Homer®.

En la Figura 6.4.8.23 se muestra en el capital inicial es mucho mayor que los ingresos que se tienen en operación por un beneficio del vender electricidad (que en este caso es solo el 1%) menos el costo de operación y mantenimiento, al igual que costo de reemplazo de componentes. También se muestra el valor de recuperación (salvage) que es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto.

Metric	Value
Present worth	\$ -7,626
Annual worth	\$ -665/yr
Return on investment	-6.50 %
Internal rate of return	n/a
Simple payback	n/a
Discounted payback	n/a

Tabla 6.4.8.48 Valores de Simulación del Escenario No.12. Homer®.

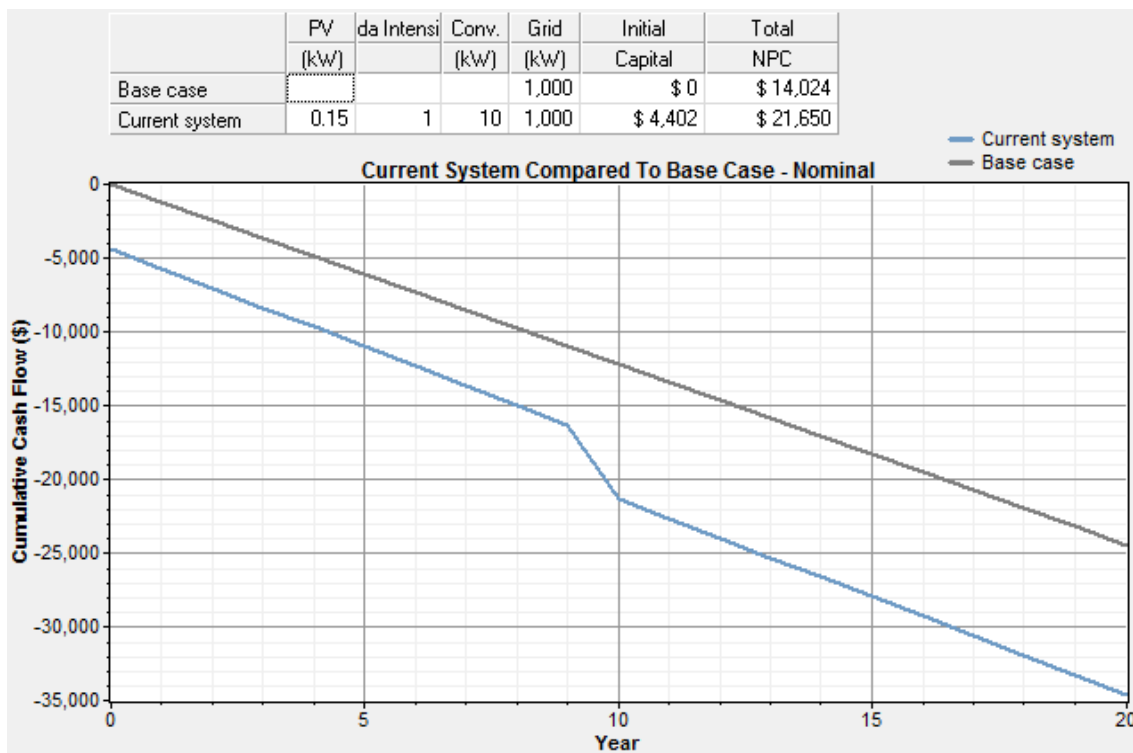


Figura 6.4.8.24 Flujo de caja Acumulativo de Implantar paneles FV y Baterías comparado con tomar energía de la red en el Escenario No.12. Homer®.

En la figura 6.4.8.24 se muestra la gráfica del flujo de caja implantados los paneles solares y baterías, así como también el flujo de caja acumulado del pago de electricidad de red pública; y lo que muestra es que las dos curvas no se cruzan y lo que significa que no se puede recuperar la respecto al pago de la electricidad. Por lo tanto, no puede existir tasa interna de retorno de implantar paneles fotovoltaicos. Los resultados globales del Escenario No.12 se presentan en la Tabla 6.4.8.49.

<b>ESCENARIO No.12</b>	
<b>Capital inicial</b>	4,402€
<b>VAN</b>	21,650€
<b>TIR</b>	N/A
<b>Retorno</b>	N/A
<b>% de Energía Renovable</b>	5%
<b>Número de Paneles FV</b>	1
<b>Número de Baterías</b>	1

Tabla 6.4.8.49 Resultados económicos del Escenario No.12.

Los resultados de hacer la simulación de los 12 escenarios distintos con 2 periodos de consumo de la fuente de energía, 2 tipos de paneles solares, y 3 tipos de baterías se muestran resumidos en la Tabla 6.4.8.50.

Esc.	FUENTE DE ENERGIA		PANELES		BATERIAS			RESULTADOS			
	Fin Semana	Entre Semana	ATERSA	RED SOLAR	Saft Li-ion	Plomo Ácido	2da vida	VAN €	TIR	Tiempo (años)	% RENOV.
No.1	X		X		X			31.2k	6.2%	12.0	68%
No.2	X			X	X			41.8k	-	-	1%
No.3		X	X		X			9.8k	7.6%	10.8	97%
No.4		X		X	X			24.1k	-	-	5%
No.5	X		X			X		34.5k	4.91%	13.2	72%
No.6	X			X		X		45.6k	-	-	1%
No.7		X	X			X		14.1k	5.97%	12.3	98%
No.8		X		X		X		26.3k	-	-	5%
No.9	X		X				X	27.7k	7.71%	11.0	69%
No.10	X			X			X	39k	-	-	1%
No.11		X	X				X	6.9k	8.92%	8.48	97%
No.12		X		X			X	21.7k	-	-	5%

\*Indica el tiempo (años) en que se recupera la inversión realizada.

Tabla 6.4.8.50 Resumen de Resultados de los Escenarios de Simulación.

Los resultados de la tabla 6.4.8.50 muestran que los escenarios No.2, No.4, No.6, No.8, No.10 y No.12 no tiene tasa interna de retorno (TIR) lo que supone que la inversión no se recupera. En los escenarios No.1, No.3, No.5, No.7, No.9, No.11 se tiene una tasa interna de retorno que oscila entre el 5% y el 9% aproximadamente, lo que quiere decir que la inversión se recupera y lo hace entre 8.5 y 13 años aproximadamente.

### 6.5. Automatización de la Planta Piloto de Tratamiento de Agua

En esta parte del proyecto se realiza la automatización de la planta piloto de tratamiento de agua y un sistema SCADA para poder supervisar y controlar el proceso de tratamiento de agua para papel reciclado a distancia.

Este proyecto centra en el desarrollo del nivel 1, como se muestra en la figura 6.5.1 donde se encuentra la pirámide de automatización, que corresponde al desarrollo de programa de autómatas programables que pueda llevar a cabo la secuencia del tratamiento de agua, y el nivel 2 donde se desarrolla la programación e interfaz gráfica para poder supervisar el proceso mediante SCADA.

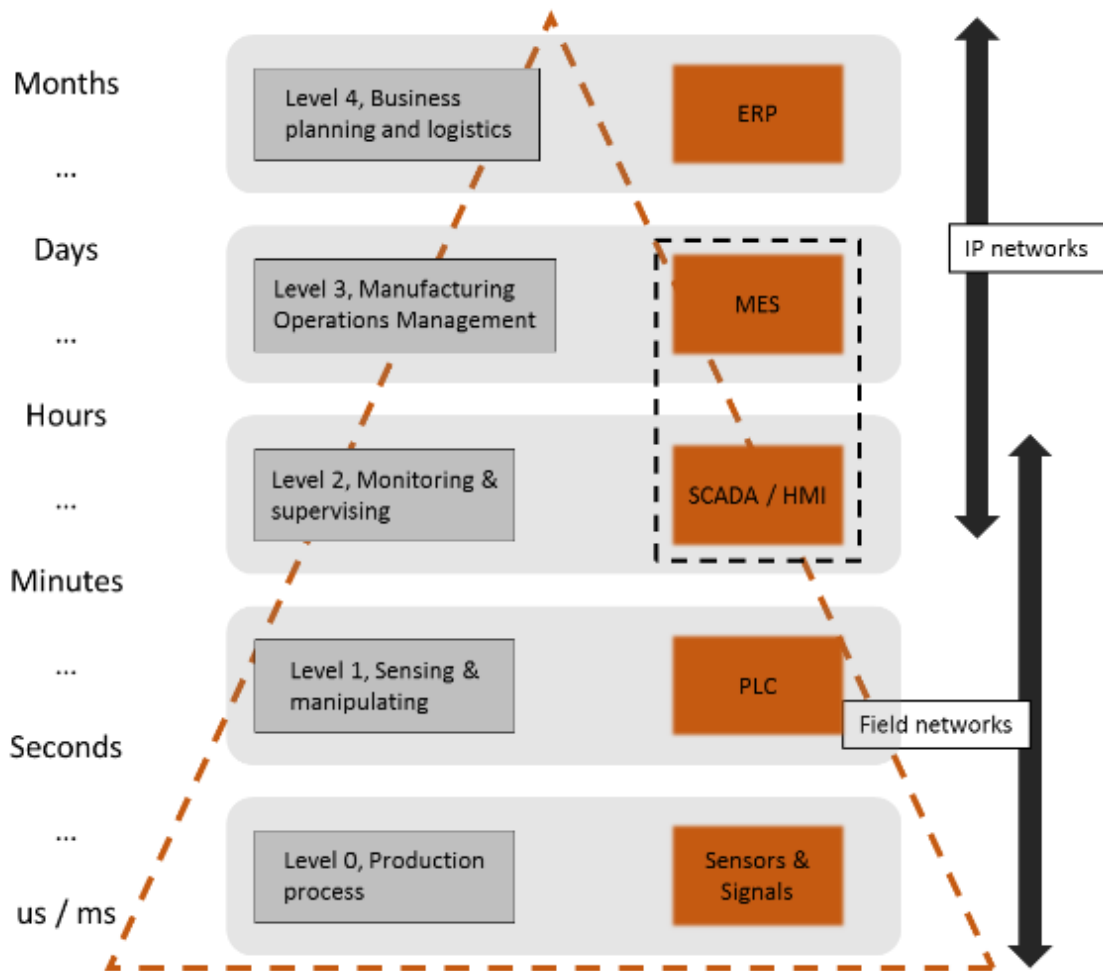


Figura 6.5.1 Pirámide de Automatización con niveles de ISA-95. [12]

El sistema de tratamiento de agua es el encargado de realizar el proceso de limpieza del agua para papel reciclado tenga calidad requerida. La limpieza del agua se lo realiza

mediante un tratamiento electroquímico con la celda ECO 75 (ELCHEM) que opera de forma continua.

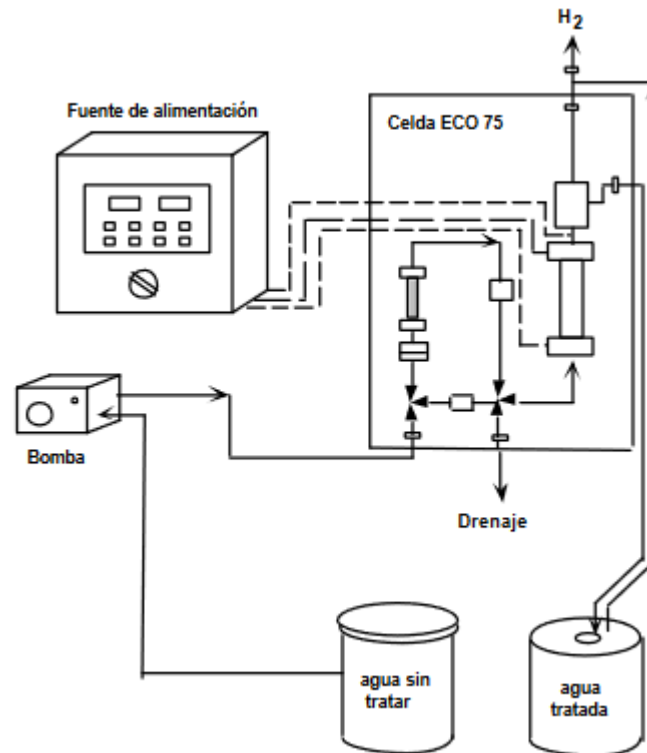


Figura 6.5.2 Sistema electrolítico asociado a la celda ECO75. [10]

Posteriormente, el agua tratada es sometida a un proceso de aireación para eliminar el cloro residual. Una vez concluida estas dos etapas del proceso se mide la calidad del agua para valorar si los resultados obtenidos son satisfactorios respecto a los requerimientos y la diferencia de potencial aplicada. Si la calidad del agua es inferior a los estándares, ésta debe volver a pasar por el proceso para ser tratada.

El programa para implementar en el PLC se ha diseñado en el software CX-Programmer que se está integrado en CX-One de OMRON. El programa, que se ha colocado en el apartado de Anexos 8.1, hecho en lenguaje de programación Ladder (escalera) con la versión de 9.54 de CX-Programmer. El diseño del SCADA se lo hace en CX-Supervisor versión 3.23 Educational Edition y su simulación con CX-Programmer se lo hace en un entorno Windows 7.

El programa se lo realiza par un tipo de PLC que permita la simulación CX-Programmer con CX-Supervisor p ara lo cual se selecciona el dispositivo CJ1M con un tipo de red Toolbus. (Ver figura 6.5.3)

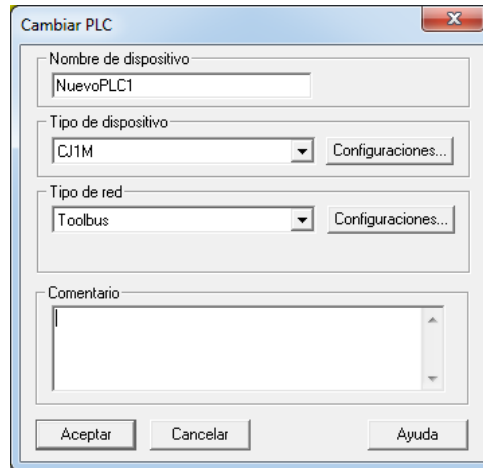


Figura 6.5.3 Configuración de PLC en CX-Programmer para simulación con CX-Supervisor.

El programa (ver Anexos 8.1) se realiza por secciones como se muestra la figura 6.5., cada una con una función específica. Se tiene sección de tiempo donde se encuentra la programación Ladder para modificar los tiempos de tránsito, tiempo de permanencia en la celda ECO75, tiempo de cambio de polaridad, tiempo de activación de lavado y tiempo de lavado. En la sección de memorias se encuentra la programación que graba los parámetros introducidos (parámetros de calidad, capacidad de tanques, etc.) en una memoria del PLC, otra sección corresponde a la de lectura de los componentes de generación como el voltaje y corriente de la red, baterías y paneles fotovoltaicos. En la sección tanques se encuentran la programación de los contadores de litros de los tanques (tanque entradas, intermedios, salida). En la sección polaridad se encuentra la programación referida al cambio de polaridad respecto al tiempo establecido. En la sección calidad se encuentra los comparadores de parámetros de calidad que permitirán que se active la salida si se cumple con los estándares establecidos.

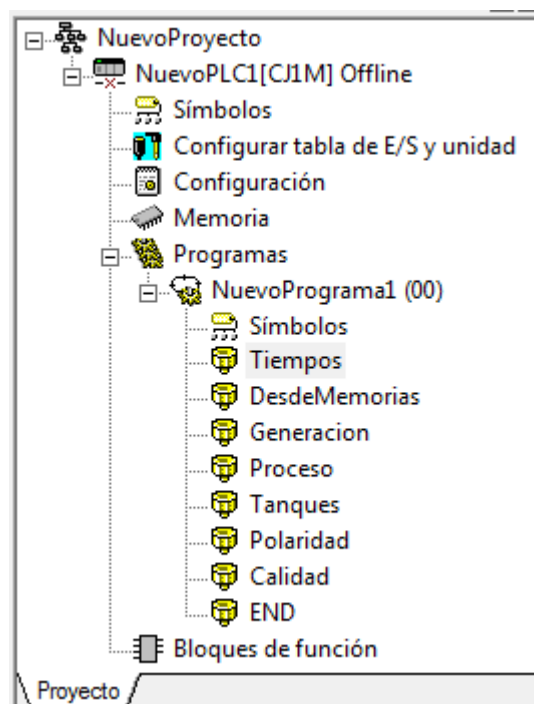


Figura 6.5.4 Secciones del Programa ladder en CX-Programmer .



Para realizar la conexión entre CX-Programmer con CX-Supervisor se deben establecer puntos de conexión entre los dos softwares. La versión de CX-Supervisor es educativa lo que limita la creación del número de puntos a 50, por lo que se han creado 47 puntos que se muestran en la tabla 6.5.1.

calidad	Booleano	PLC Salida	simulator[11.0]
Calidad2	Booleano	PLC Salida	simulator[12.0]
Colores	Real	Memoria	
IN_Agua_Sistema	Booleano	PLC Entrada	simulator[10.8]
In_CapT1	Real	PLC Entrada	simulator[501]
In_CapT2	Real	PLC Salida	simulator[D605]
In_Caudal1	Real	PLC Salida	simulator[701]
In_LitrosT1	Real	PLC Salida	simulator[D602]
In_LitrosT2	Real	PLC Salida	simulator[D606]
In_LitrosTint	Real	PLC Salida	simulator[D604]
In_Presion1	Real	PLC Salida	simulator[702]
In_Temperatura1	Real	PLC Salida	simulator[703]
In_VolTratar	Real	PLC Salida	simulator[D603]
Lavado	Booleano	PLC Entrada	simulator[10.7]
LecturaCorriente	Real	PLC E/S	simulator[303]
LecturaVolaje	Real	PLC E/S	simulator[301]
Led_T1Vacio	Booleano	PLC Entrada	simulator[3.2]
Led_T2Lleno	Booleano	PLC Entrada	simulator[3.3]
Llenado	Booleano	PLC Entrada	simulator[10.1]
Memory_Conduct_Req	Real	Memoria	
Memory_pH_Req	Real	Memoria	
Memory_RedAislado	Booleano	Memoria	
Memory_RedConectado	Booleano	Memoria	
OUT_Agua_Sistema	Booleano	PLC Entrada	simulator[10.9]
PARO	Booleano	PLC Salida	simulator[0.15]
Permanencia	Booleano	PLC Entrada	simulator[10.2]
Polaridad	Booleano	PLC Entrada	simulator[10.10]
ReposoTin1	Booleano	PLC Entrada	simulator[14.1]
ReposoTin2	Booleano	PLC Entrada	simulator[14.2]
RetornoDeTin1	Booleano	PLC Entrada	simulator[10.6]
RetornoDeTin2	Booleano	PLC Entrada	simulator[14.4]
RUN	Booleano	PLC Salida	simulator[0.1]
SalidaTin1	Booleano	PLC Entrada	simulator[10.5]
SalidaTin2	Booleano	PLC Entrada	simulator[14.3]
TimeIn_ActivarLavado	Real	PLC Salida	simulator[D408]
TimeIn_CambioPolarid	Real	PLC Salida	simulator[D404]
TimeIn_deLavado	Real	PLC Salida	simulator[D409]
TimeIn_LlenadoECO	Real	PLC Salida	simulator[D402]
TimeIn_PermanenciaL	Real	PLC Salida	simulator[D403]
TOC_Req	Real	PLC Salida	simulator[710]
VaciadoATin1	Booleano	PLC Entrada	simulator[10.4]
VaciadoATin2	Booleano	PLC Entrada	simulator[14.0]
Vol_salida	Real	PLC E/S	simulator[505]
Vol_T1	Real	PLC E/S	simulator[502]

Tabla 6.5.1 Puntos en CX-Supervisor.

Los puntos que se crean en CX-Supervisor (Tabla 6.5.1) son de las variables que se van a leer de programa realizado en CX-Programmer por lo que se debe declarar si son de tipo booleano (1 o 0), entero, real, etcétera; también si es entrada o salida, o ambas. También al crear un punto se establece el límite.

### 6.5.1. Componentes

El sistema está formado de varios componentes como tanques y sensores, bombas, filtros entre otros. A continuación, se enlistan:

IDENTIFICACION	ELEMENTO	NÚMERO
<b>V-7, V-8, V-9, V-10</b>	Válvula de tres vías	4
<b>V-1, V-2, ... V-6</b>	Válvula de dos vías	6
	Cuba de sal	1
<b>T3, T4</b>	Tanques Intermedios	2
<b>T1, T2</b>	Tanques grandes (salida y entrada)	2
<b>P1, P1', P2.</b>	Sensor de Presión	3
<b>T1</b>	Sensor de temperatura	1
<b>CM</b>	Sensor de Conductividad	2
<b>pH</b>	Sensor de pH	2
<b>TB</b>	Sensor de Turbidez	2
<b>TOC</b>	Sensor de TOC	2
<b>LL, LH</b>	Sensor de nivel (nivel bajo, alto)	4
<b>Color</b>	Sensor de Color	1
<b>FM</b>	Flujometro	2
<b>UV</b>	Lampara ultravioleta	2
	Filtro	1
<b>PP1, PP2, PP3</b>	Bomba	3

*Tabla 6.5.1.1 Lista de componenetes del sistema de Tratamiento de Agua*

Los componentes enlistados en la Tabla 6.5.1.1 donde se presenta la su identificación y cantidad, tienen una ubicación en el proceso de tratamiento de agua la cual se muestra en la figura 6.5.1.2.

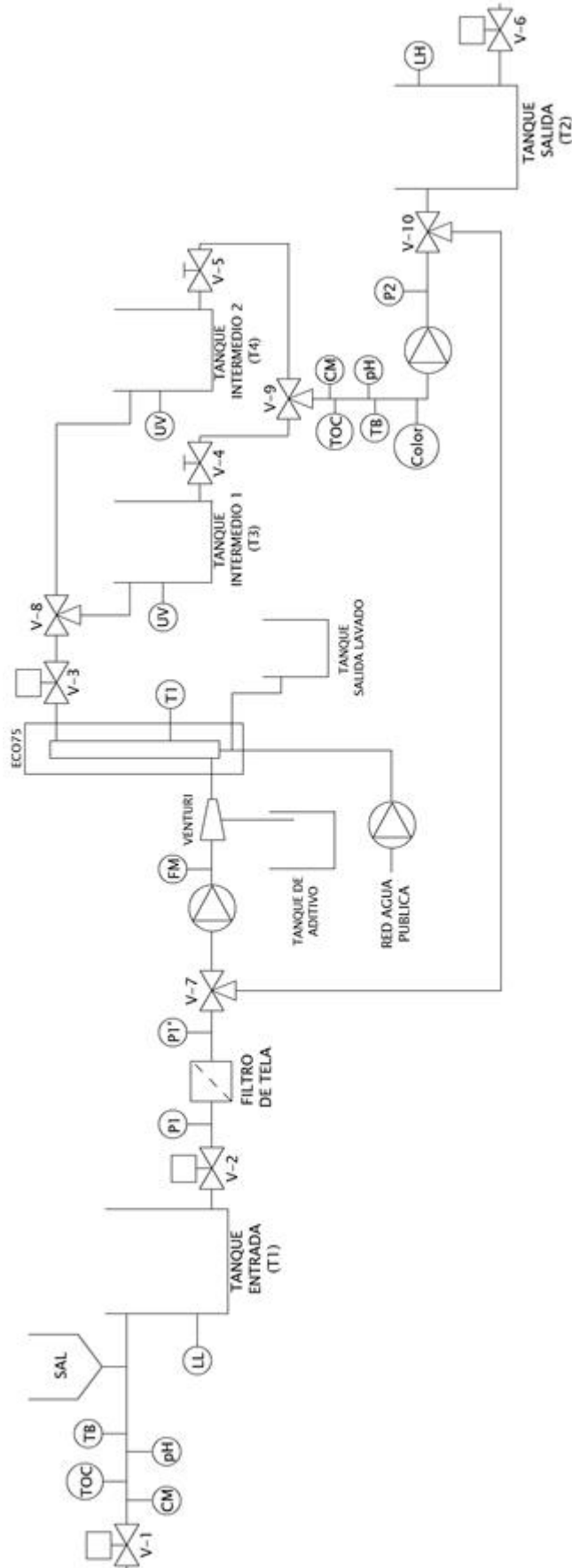


Figura 6.5.1.2 Esquema del Sistema Tratamiento Agua para reciclado de papel

La secuencia de funcionamiento de la planta piloto de tratamiento de agua para papel reciclado se descompone en los siguientes pasos:

1. Permitir el ingreso agua mediante la activación de válvula V-1 y devolver a su estado inicial.
2. Se mide TOC, conductividad, turbidez, pH y se agrega sal al agua en la tubería de ingreso al tanque de entrada (T1).
3. Permitir la salida de agua mediante la válvula V-2 y se activa la bomba PP1 hasta que la celda ECO75 se encuentre llena y se devuelven a su estado inicial. Se mide la presión antes (P1) y después del filtro (P1'). Se mide el caudal (FM) a la salida de la bomba (PP1). Con el paso del agua por la tubería el Venturi succiona de forma automática la solución del tanque de aditivo.
4. La celda ECO75 realiza su proceso interno por 10 minutos.
5. Cuando concluye el proceso la celda ECO75, se activa la válvula de dos vías V-3 y se activa la válvula de tres vías V-8 para permitir el paso de agua hacia el tanque intermedio (T4 o T5) que este vacío hasta que la celda se haya vaciado por completo.
6. El tiempo de permanencia en el tanque intermedio es de 10 minutos. Una vez superado ese tiempo se activa la válvula V-4 o V-5 (siempre que no éste en proceso de llenado el otro tanque intermedio para lo cual tendrá que esperar que este concluya).
7. Cuando se realiza la activación de la válvula V-4 o V-5, se realiza también la activación de la válvula de tres vías V-9. Se realiza la medición de TOC, conductividad, turbidez, pH y color en la tubería previo al ingreso de la bomba (PP3). Se desactiva la válvula de dos vías, válvula de tres vías y la bomba cuando el sensor de bajo nivel (LL) del tanque intermedio se active.
8. Se realiza la apertura de la válvula de tres vías V-10 hacia el tanque o hacia la dirección de la tubería de retorno a la celda ECO75 (dependiendo de la calidad del agua). Se desactiva la válvula de tres vías cuando el sensor de bajo nivel (LL) del tanque intermedio se active.
9. Si el agua se conduce hacia la celda ECO75 se activa la bomba PP1 en el mismo momento de activación de la válvula de tres vías V-10 hasta que la celda ECO75 se encuentre llena y se devuelven a su estado inicial.
10. Si el agua se conduce hacia el tanque T2, una vez realizado el cierre de la válvula de tres vías V-10, se debe activar la válvula V-2 para ingreso de agua a tratar la celda ECO75.
11. La válvula V-1 se activa cuando el sensor de bajo nivel (LL) del tanque de entrada se ha activado.
12. La válvula V-6 se activa cuando el sensor de bajo alto (LH) del tanque de salida se ha activado.
13. El lavado de la celda se realiza una vez se ha cumplido el tiempo programado y la celda ECO75 se encuentre vacía, la bomba PP2 se activa para lavar la celda con agua de la red pública por un periodo determinado de tiempo. Una vez cumplido ese tiempo, el proceso de tratamiento de agua continúa.

### 6.5.2. Interfaz gràfica

Para el SCADA se diseña una interfaz gràfica que consta de tres pantallas: el tratamiento de agua, el sistema de generaci3n de energí3a y la pantalla de parámetros.

En la pantalla del sistema de tratamiento de agua (Figura 6.5.2.1) se muestra la disposici3n de los diferentes componentes dentro de proceso. En esta pantalla se podr3a ver el flujo por la tubería por donde este transitando el agua entre los tanques y tambi3n cuando este en tiempo de reposo o en in interior de la celda ECO75, para lo cual se han colocado indicadores y contadores de litros. Los contadores de litros se encuentran en cada uno de los tanques y tambi3n existe un contador totalizador al final. Tambi3n se puede ver en la ubicaci3n de los sensores (Presi3n, temperatura, pH, conductividad, etc) ya sea en la tubería o en los tanques seg3n correspondan.

En la pantalla del sistema de generaci3n de energí3a (Figura 6.5.2.2) se muestran que componentes est3n actuando para generar energí3a y su conexi3n. As3, por ejemplo, se muestra el voltaje y la corriente que se est3 suministrando y si lo se est3 haciendo desde la red p3blica, las baterías o desde los paneles solares. Tambi3n se disponen indicadores que permiten tener m3s informaci3n como el estado de carga de la batería, o la radiaci3n solar y temperatura que se tiene en los paneles fotovoltaicos. Se tiene como el color de la conexi3n entre los componentes, de tal forma que si es de color rojo es alterna y si es de color azul es corriente continua.

En la pantalla de parámetros (Figura 6.5.2.2) se muestran los parámetros que se pueden modificar para el proceso. Se puede modificar los distintos tiempos dentro del proceso o tiempos m3nimos (en d3cimas de segundo) de espera tales como: tiempo de tr3nsito, tiempo de limpieza en la celda ECO75, tiempo de cambio de polaridad y tiempo de activaci3n de lavado. Se introducen los valores de capacidad en litros de los tanques: capacidad del tanque de entrada, volumen a tratar y capacidad de los tanques de salida. Se introducen aqu3 los valores de los parámetros para hacer el control de calidad, sobre los cuales se va a comparar las mediciones del agua tratada para permitir que salga o retorne a ser tratada nuevamente hasta que cumpla con los est3ndares. Los parámetros que se ingresa son de conductividad, pH, turbidez y TOC.

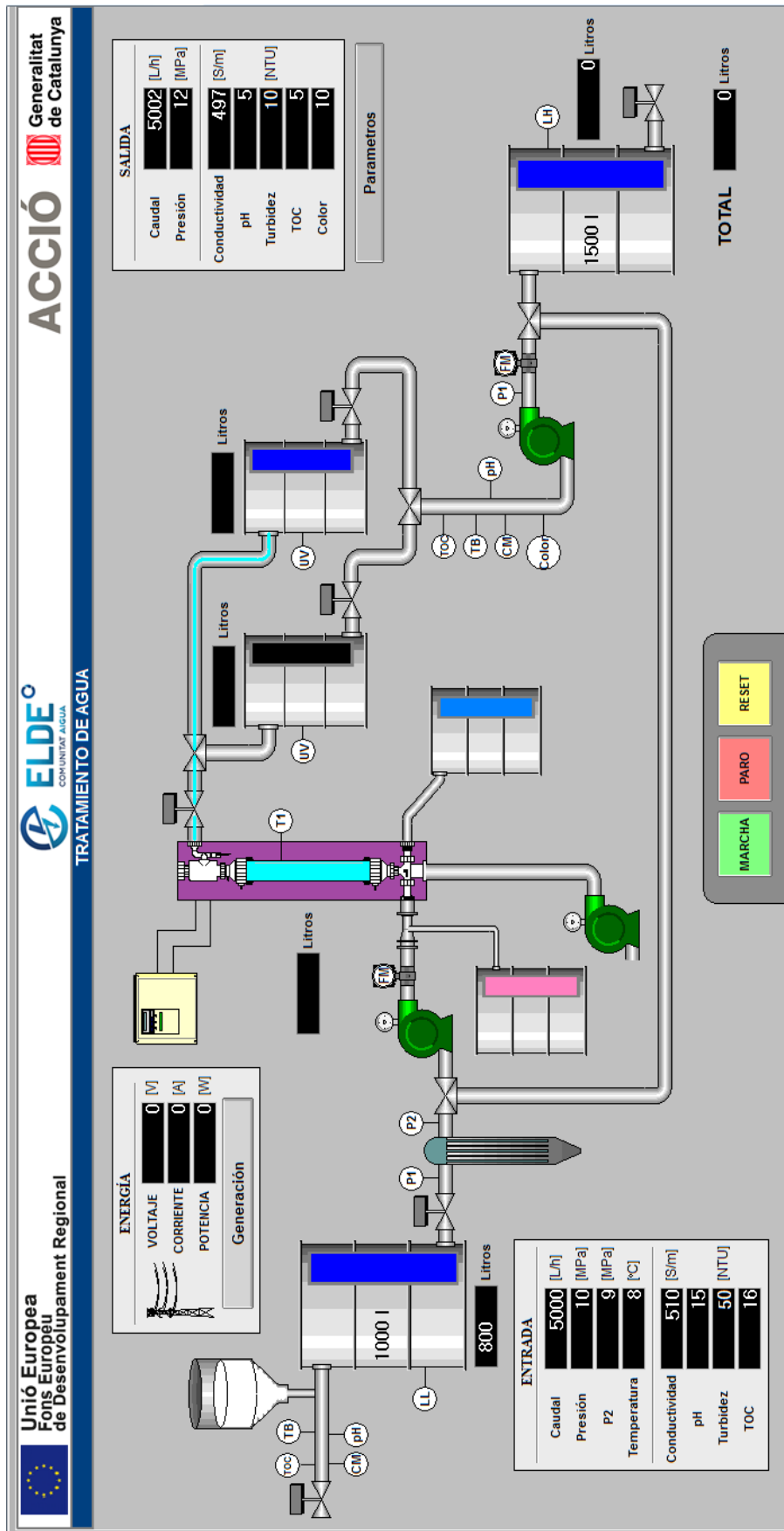


Figura 6.5.2.1 Pantalla del sistema SCADA del Tratamiento Agua para reciclado de papel

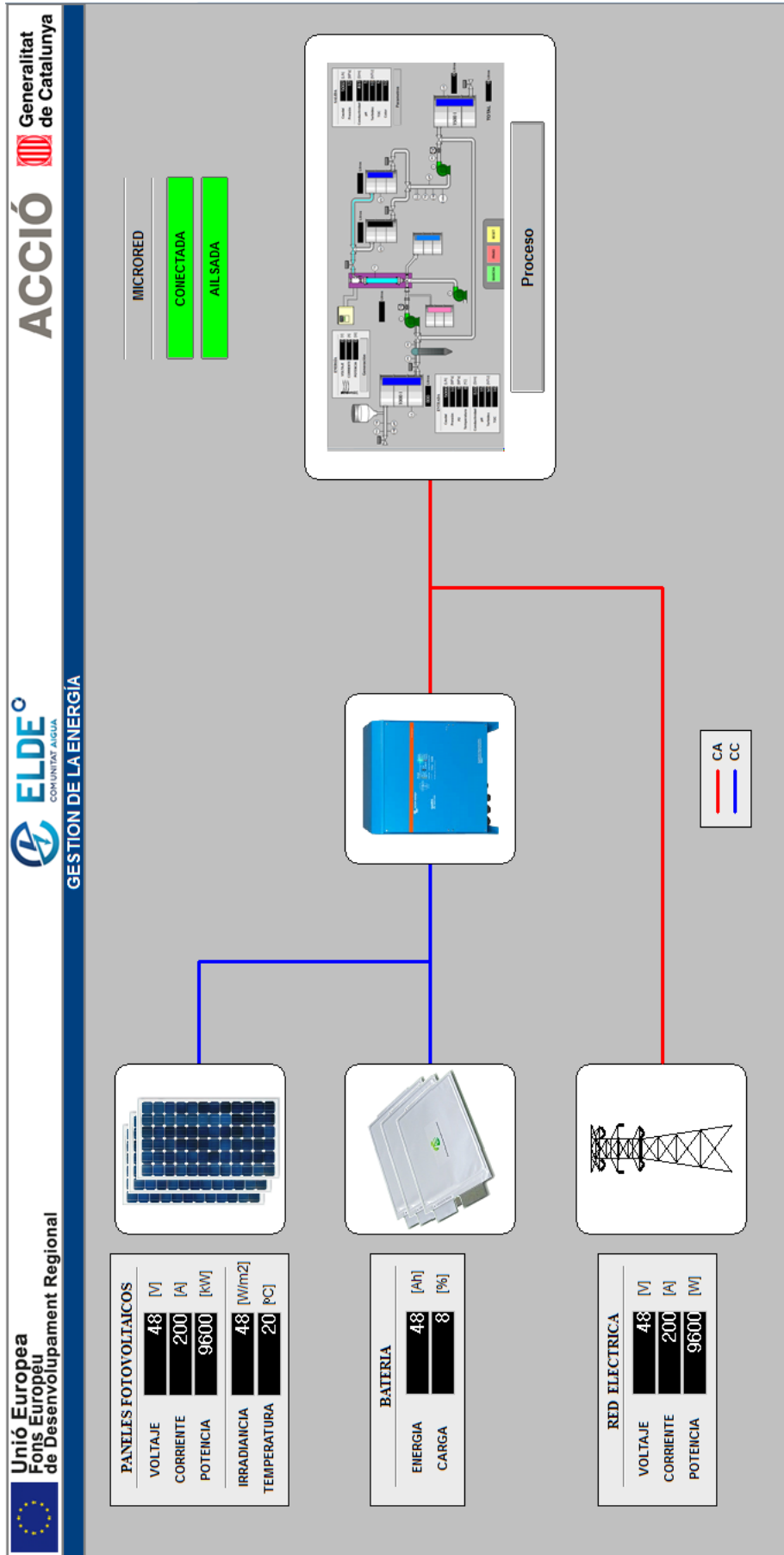


Figura 6.5.2.2 Pantalla del Sistema de Generación de energía en del sistema SCADA.

Unió Europea  
 Fons Europeu  
 de Desenvolupament Regional

ELDE<sup>o</sup>  
 COMUNITAT AIGUA  
**PARAMETROS**

ACCIO  
 Generalitat  
 de Catalunya

TIEMPO	
TIEMPO DE TRANSITO	100 [ds]
TIEMPO PERMANENCIA (LIMPIEZA)	100 [ds]
TIEMPO CAMBIO POLARIDAD	30 [ds]
TIEMPO ACTIVAR LAVADO	2000 [ds]
TIEMPO DE LAVADO	150 [ds]

Proceso

TANQUES	
CAPACIDAD T1 LITROS EXISTENTES T1	1000 [litros]
VOLUMEN A TRATAR LITROS EXISTENTES T INTERMEDIO	100 [litros]
CAPACIDAD T2 LITROS EXSISTENTES T2	1500 [litros]

CALIDAD	
Conductividad	500 [S/m]
pH	10
Turbidez	[NTU]
TOC	5

Figura 6.5.2.3 Pantalla de Parámetros en del sistema SCADA.



## 7. Conclusiones

Una vez realizadas las simulaciones y cálculos en Homer® de los distintos escenarios y con los resultados obtenidos que se muestran en la Tabla 6.4.8.50 se tienen las siguientes conclusiones:

- Los escenarios No.1, No.3, No.5, No.7, No.9, No.11 son viables de realizar, ya que se recupera la inversión.
- El mejor escenario es el No.11 ya que la inversión se recupera en el menor tiempo (8.48 años).
- Los escenarios donde se colocan baterías de Li-ion tienen una mayor tasa de retorno comparado con los que usan baterías de plomo-ácido ya que al tener la posibilidad de conectarse y vender energía a la red pública el número de baterías es el mínimo; así mientras las baterías de plomo-ácido requieren conectar 8 unidades en serie para tener el voltaje requerido, en baterías de litio se requiere solo una unidad.
- Los escenarios donde se colocan baterías de Li-ion de segunda vida, que son las más baratas respecto las Li-ion nuevas, tienen una mejor tasa de retorno. Por tanto, donde las baterías de Li-ion de segunda tiene mayor diferencia las comparado con baterías de Li-ion nuevas en es en el capital inicial, por lo que la inversión se recupera en menor tiempo.
- Al tener la posibilidad de conectarse y vender energía a la red pública se requiere de poco almacenamiento de energía.
- Al requerir poco almacenamiento de energía, el principal factor diferenciador en la viabilidad del escenario se encuentra en el costo y eficiencia de los paneles fotovoltaicos.
- En los paneles fotovoltaicos utilizados los más convenientes por su precio y potencia son los de la marca Atersa sobre los flexibles de marca Red Solar, ya que por un precio parecido se obtiene un panel (Atersa) que incrementa un 115% en potencias mientras el otro (Red Solar) incrementa un 35% su eficiencia.
- Los escenarios donde se utiliza el panel fotovoltaico de la marca Red Solar no son viables.
- El horario de operación de la fuente de energía que resulta más rentable es el horario entre semana puesto que al hacerlo en la mañana lo hace dentro el periodo donde se aplica la tarifa más alta d energía, mientras que al hacerlo el fin de semana es donde se aplica la tarifa más baja. Sin embargo, tanto el horario de fin de semana como entre semana son viables en los escenarios planteados.

Otra conclusión que se puede extraer de este proyecto es que la posibilidad de vender energía excedente tiene como ventaja que permite reducir el costo en almacenamiento de energía; sin embargo, esto disminuye la autonomía de la microrred en casos de emergencia donde se tenga que desconectar de la red pública. Es decir, disminuye la autosuficiencia energética de la microrred.

La dificultad de conseguir tarifas de venta de electricidad en comparación con tarifas de compra, en la que se tenga que negociar con la comercializadora y que dependiendo del lugar de implantación del proyecto se puede tener una mejor tarifa (o peor) lo que deriva

a concluir que los proyectos donde se considere venta de energía se deba prever una desviación importante del valor en las tarifas.

Las microrredes al operar como plantas de energía virtual tienen la oportunidad de conseguir el mejor precio de electricidad para sus clientes participando de forma activa en el mercado eléctrico para conseguir mayores beneficios.

Las microrredes al operar como plantas de energía virtual tienen la oportunidad de operar en los tres mercados que se presentan y convertirse en actores dinámicos.

Las baterías de litio de segunda vida tienen una gran ventaja con las baterías de litio nuevas respecto a su precio ya que por ahora el uso de su segunda vida no se ha generalizado; no obstante, hay que tener en cuenta que cuando exista un aumento creciente de la demanda de baterías de segunda vida el precio podría no ser tan conveniente como hasta ahora.

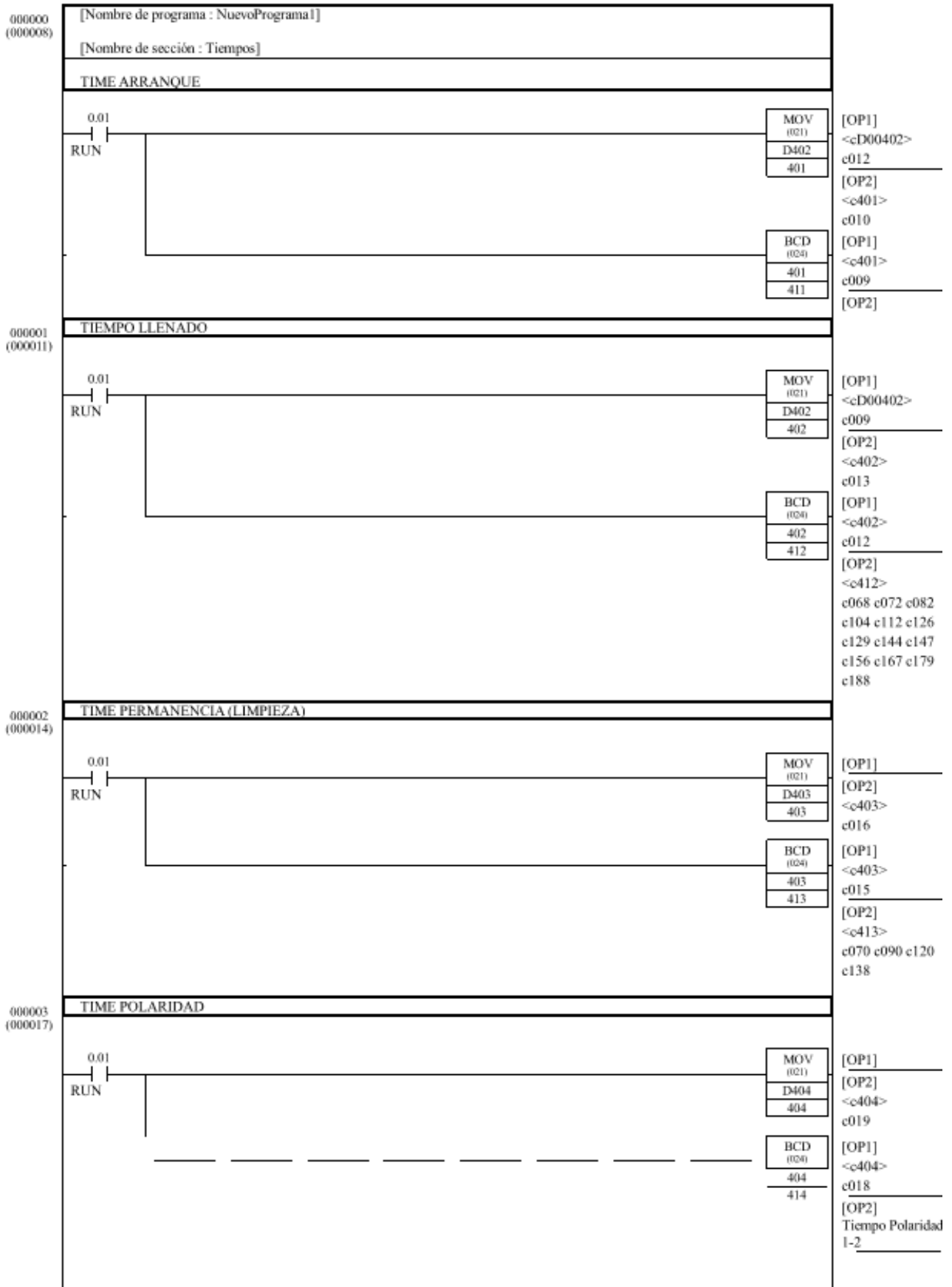
## 8. Bibliografía

- [1] M. T. Yeshalem and B. Khan, “Microgrid Integration,” *Spec. Top. Renew. Energy Syst.*, no. October, 2018.  
[https://www.researchgate.net/publication/328047779\\_Microgrid\\_Integration](https://www.researchgate.net/publication/328047779_Microgrid_Integration)
- [2] D. Deng, “Li-ion batteries: Basics, progress, and challenges,” *Energy Sci. Eng.*, vol. 3, no. 5, pp. 385–418, 2015.  
[https://www.researchgate.net/publication/282791010\\_Li-ion\\_batteries\\_basics\\_progress\\_and\\_challenges](https://www.researchgate.net/publication/282791010_Li-ion_batteries_basics_progress_and_challenges)
- [3] Saft, “Lithium-ion battery system Intensium Flex,” 2008.
- [4] S. G. Domingo, “Análisis Del Ciclo De Vida Del Proceso De Reciclado De Una Batería De Li-Ión En El Sector De La Automoción,” 2016.  
<https://upcommons.upc.edu/handle/2117/106000>
- [5] Robert Lasseter, “Microgrid Concept,” *CERTS*, 2019. [Online]. Available: <https://certs.lbl.gov/initiatives/certs-microgrid-concept>.
- [6] H. Bai, S. Miao, X. Ran, and C. Ye, “Optimal dispatch strategy of a virtual power plant containing battery switch stations in a unified electricity market,” *Energies*, vol. 8, no. 3, pp. 2268–2289, 2015.  
[https://www.researchgate.net/publication/277580157\\_Optimal\\_Dispatch\\_Strategy\\_of\\_a\\_Virtual\\_Power\\_Plant\\_Containing\\_Battery\\_Switch\\_Stations\\_in\\_a\\_Unified\\_Electricity\\_Market](https://www.researchgate.net/publication/277580157_Optimal_Dispatch_Strategy_of_a_Virtual_Power_Plant_Containing_Battery_Switch_Stations_in_a_Unified_Electricity_Market)
- [7] F. J. Heredia, M. D. Cuadrado, and C. Corchero, “On optimal participation in the electricity markets of wind power plants with battery energy storage systems,” *Comput. Oper. Res.*, vol. 96, pp. 316–329, 2018.  
[https://www.researchgate.net/publication/324049499\\_On\\_optimal\\_participation\\_in\\_the\\_electricity\\_markets\\_of\\_wind\\_power\\_plants\\_with\\_battery\\_energy\\_storage\\_systems](https://www.researchgate.net/publication/324049499_On_optimal_participation_in_the_electricity_markets_of_wind_power_plants_with_battery_energy_storage_systems)
- [8] OMIE, “Nuestros mercados de electricidad,” *OMIE*. [Online]. Available: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad>.
- [9] Q. Q. Kashif, “Physical Chemistry Electrochemical Cells An Assignment on : Submitted to : Sir Dr . Asrar Ahmad Submitted By : Qasim Qayyum Kashif University of Education,” *Univ. Educ.*, no. July, 2018.
- [10] M. C. Gutiérrez and M. Crespi, “Reciclado de Aguas Residuales Textiles Decoloradas con Técnicas Electroquímicas,” *Bol. Intexter del Inst. Investig. Text. y Coop. Ind.*, no. 120, pp. 31–35, 2001.
- [11] A. Mora Martín, “Estudio para la reutilización de baterías de coches eléctricos en segunda vida para nuevas funciones,” 2015.  
<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/77961/MEMORIA.pdf>
- [12] M. Åkerman, “Towards interoperable information and communication systems for manufacturing operations,” 2016.  
[https://www.researchgate.net/publication/314263189\\_Towards\\_interoperable\\_information\\_and\\_communication\\_systems\\_for\\_manufacturing\\_operations](https://www.researchgate.net/publication/314263189_Towards_interoperable_information_and_communication_systems_for_manufacturing_operations)



## 9. Anexos

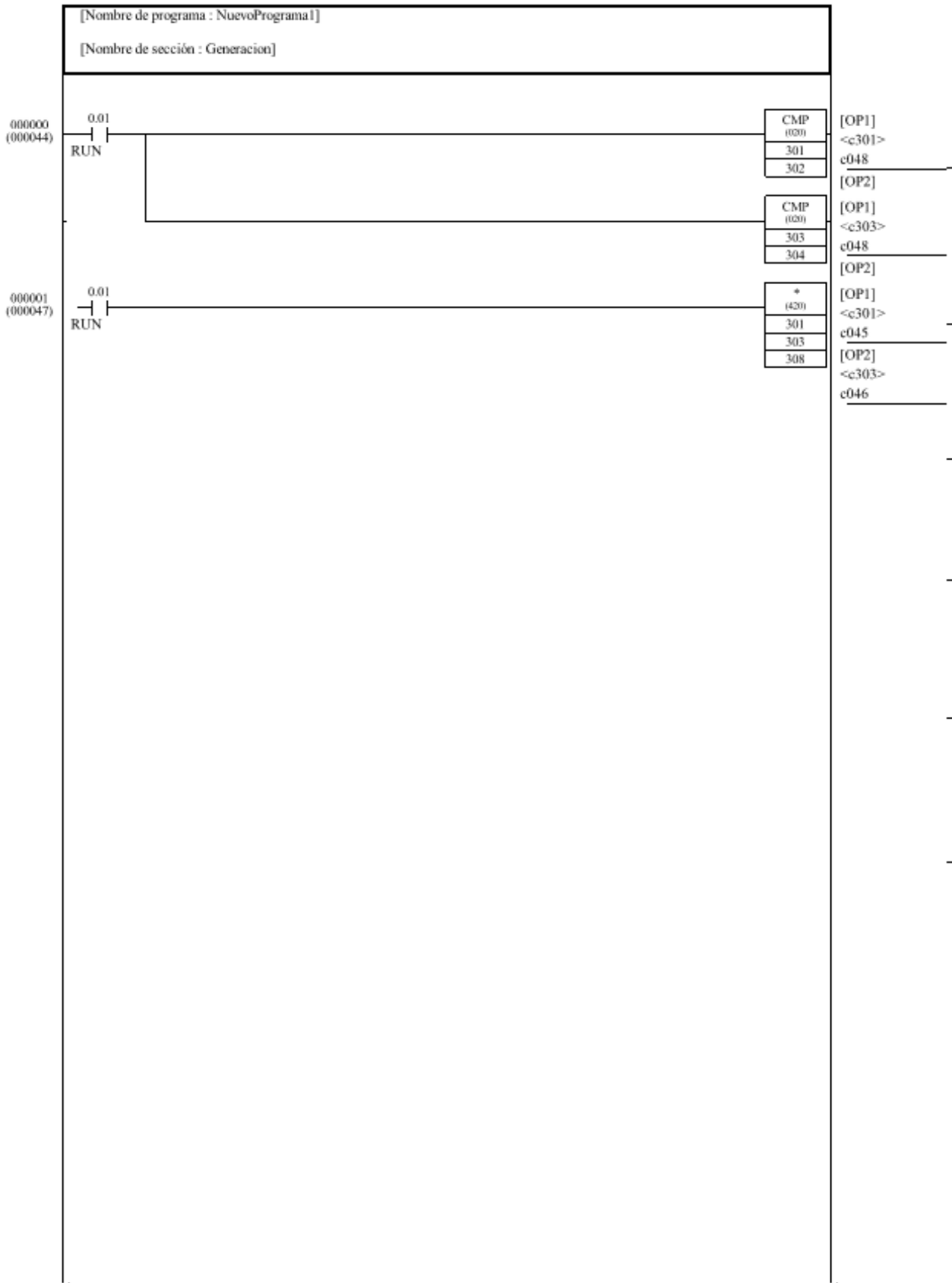
## 9.1. Programa del PLC



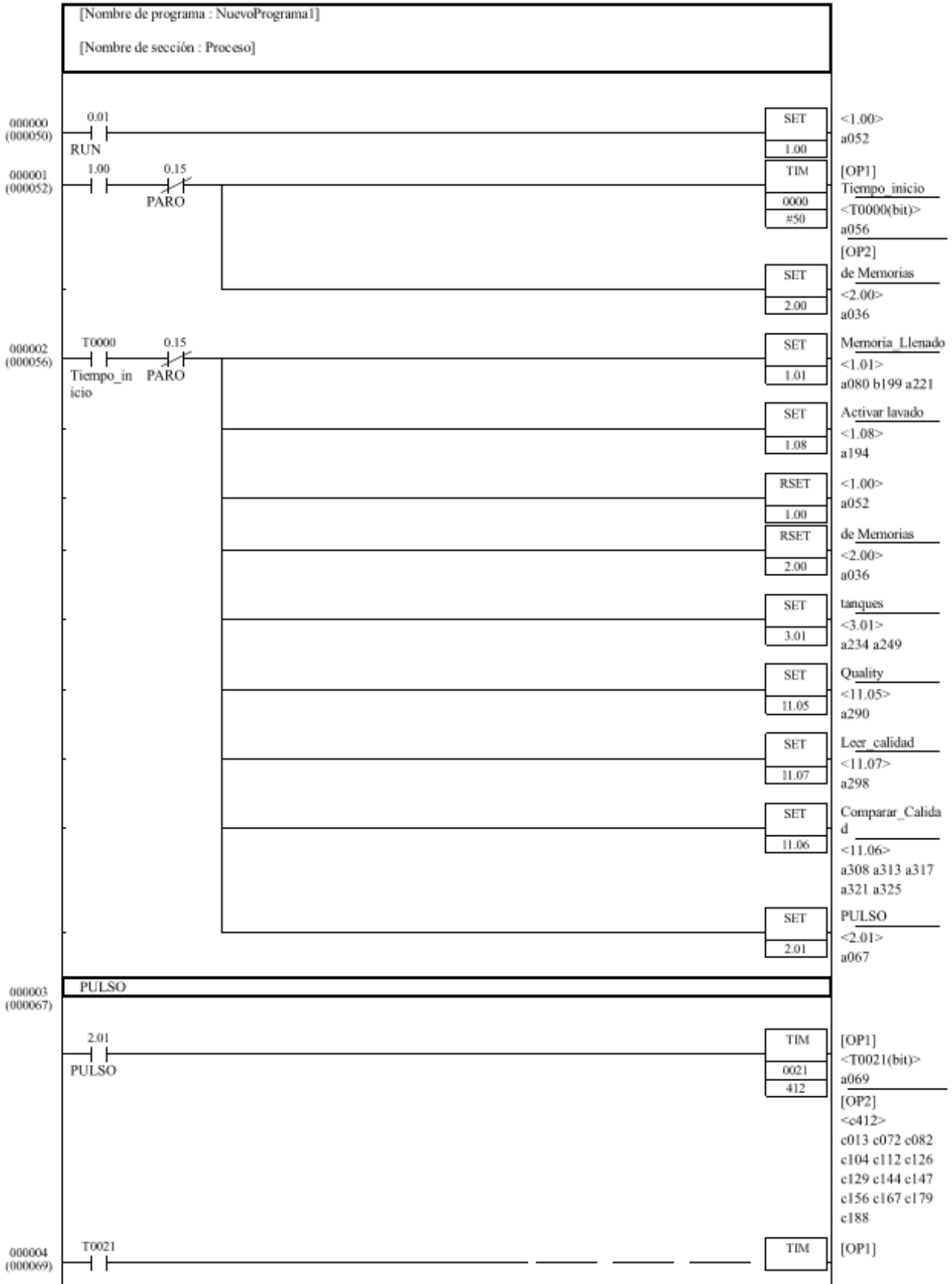


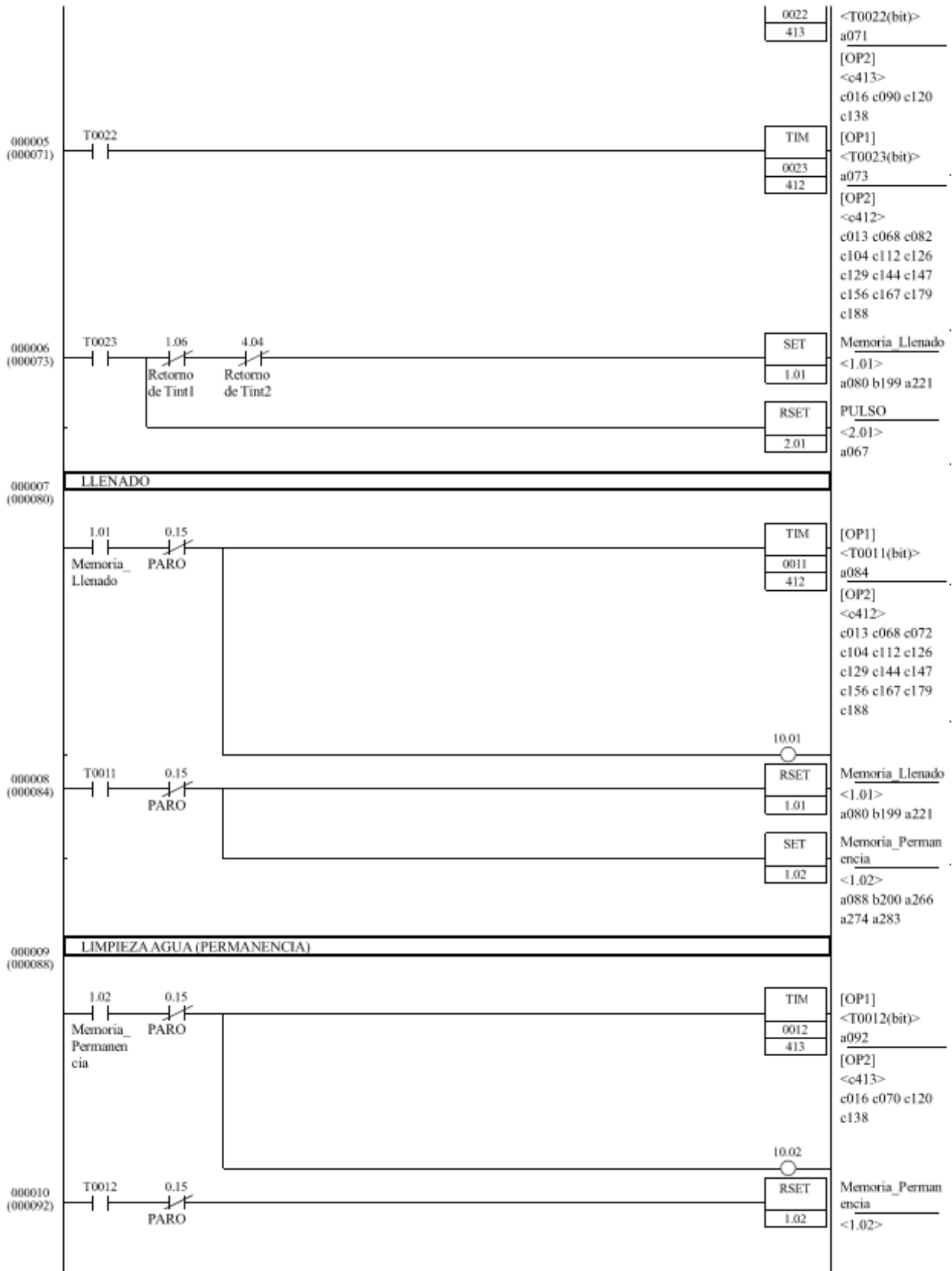
000000  
(000036)

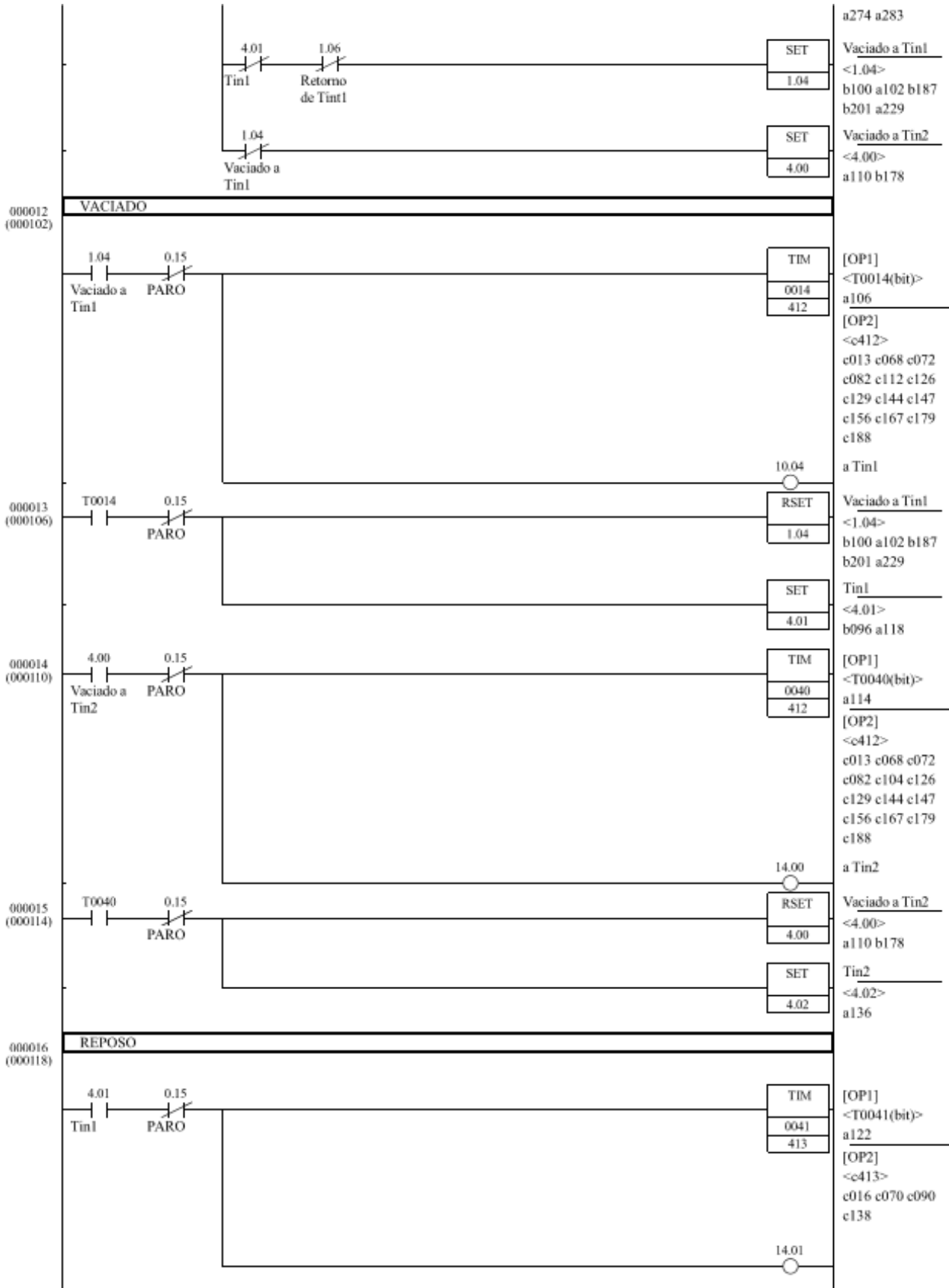
[Nombre de programa : NuevoPrograma I]	
[Nombre de sección : DesdeMemorias]	
Cargar Capacidad tanques y llenado	
2.00	MOV (021)
de	D602
Memorias	501
	[OP1] <cD00602> e038 e243
	[OP2] Capacidad T1 <c501> e235
	MOV (021)
	D602
	502
	[OP1] <cD00602> e037 e243
	[OP2] Litros existentes T1 <c502> e222 e222 e243
	MOV (021)
	D603
	503
	[OP1]
	[OP2] Volumen a Tratar <c503> e222 e225 e228 e230 e233
	MOV (021)
	D604
	504
	[OP1]
	[OP2] Litros existentes T_int <c504> e230 e230 e233 e233
	MOV (021)
	D605
	505
	[OP1]
	[OP2] Capacidad T2 <c505> e250 e264
	MOV (021)
	D606
	506
	[OP1] <cD00606> e257
	[OP2] Litros existentes T2 <c506> e225 e225 e250 e257

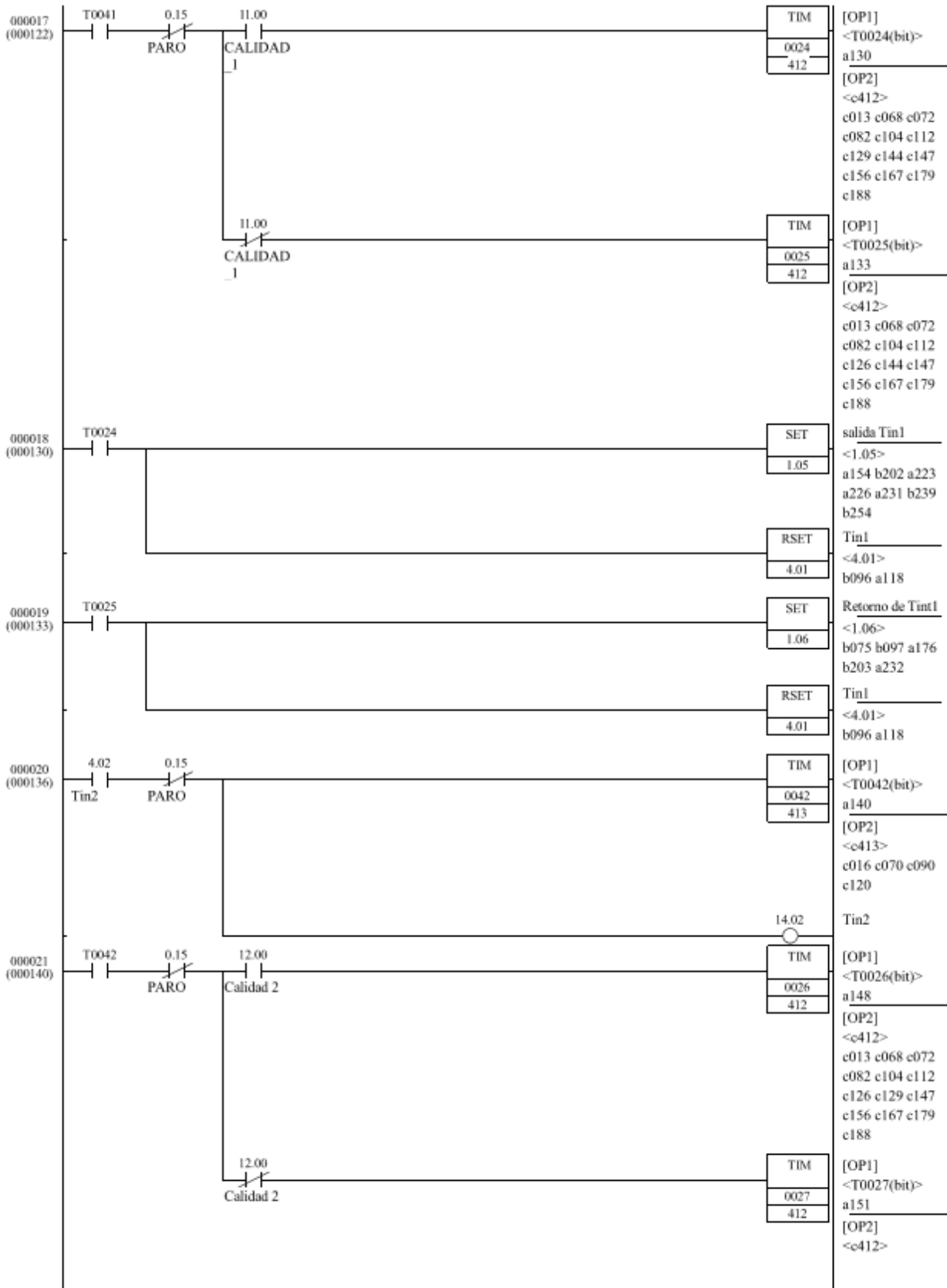


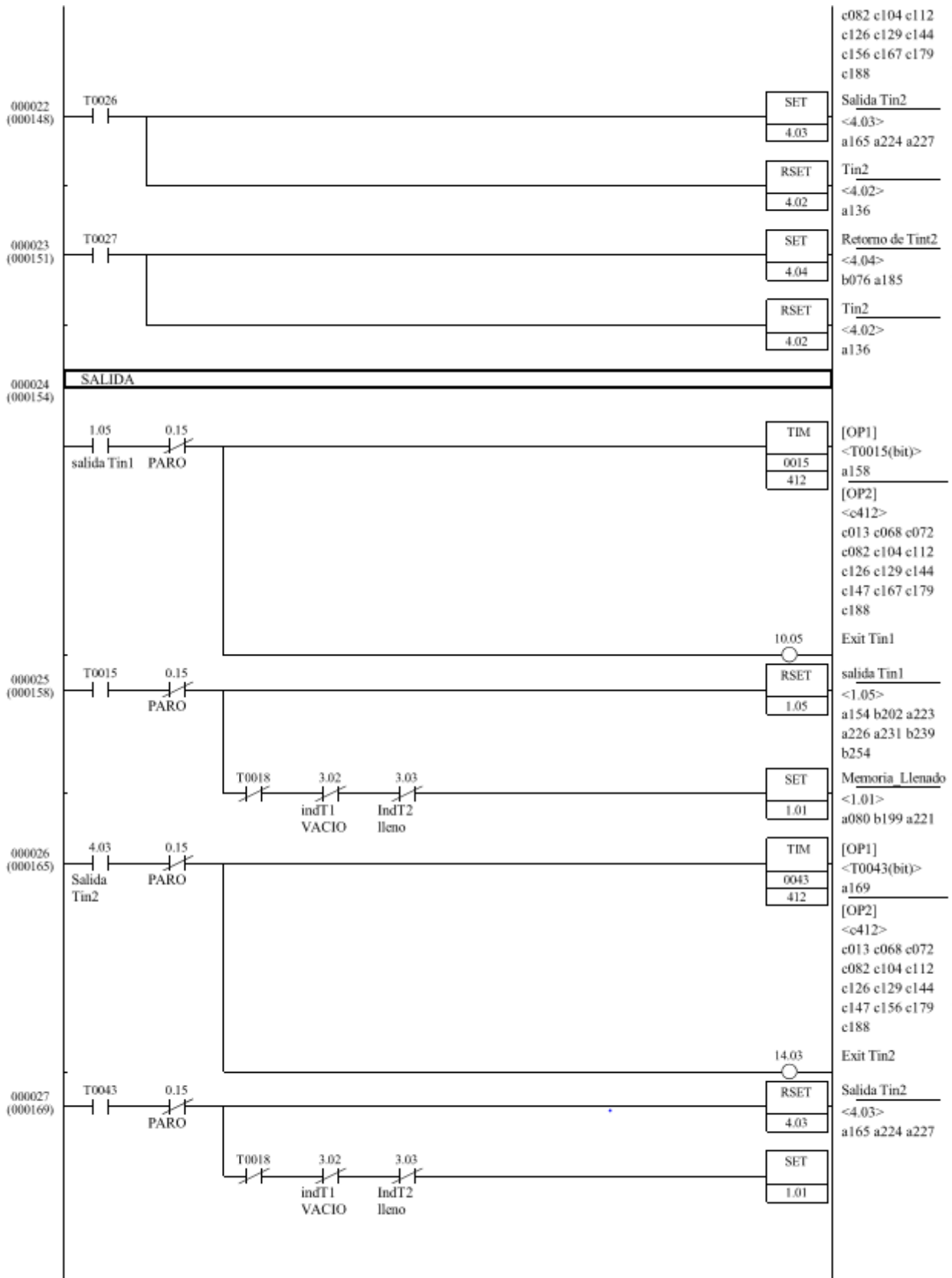


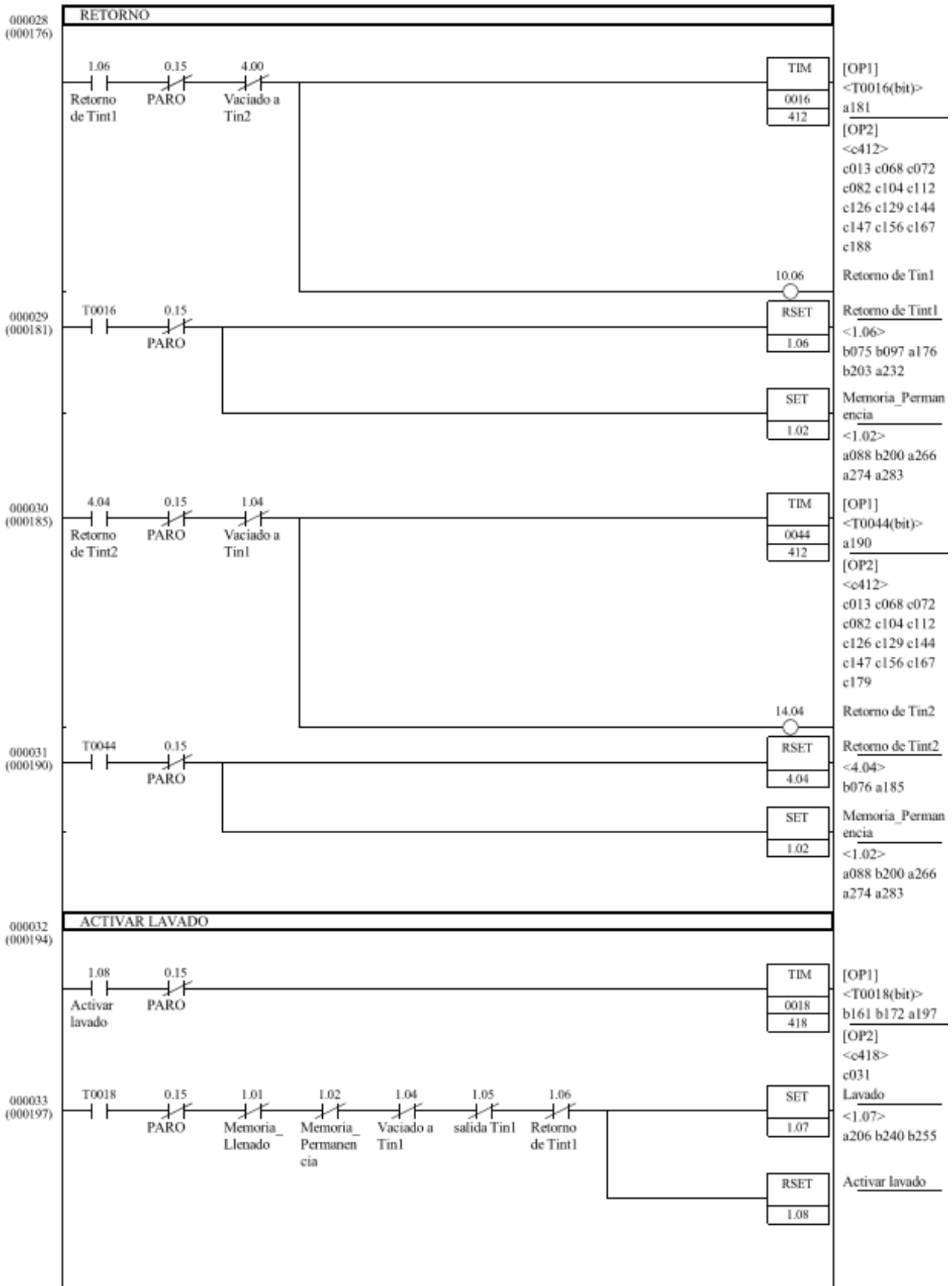


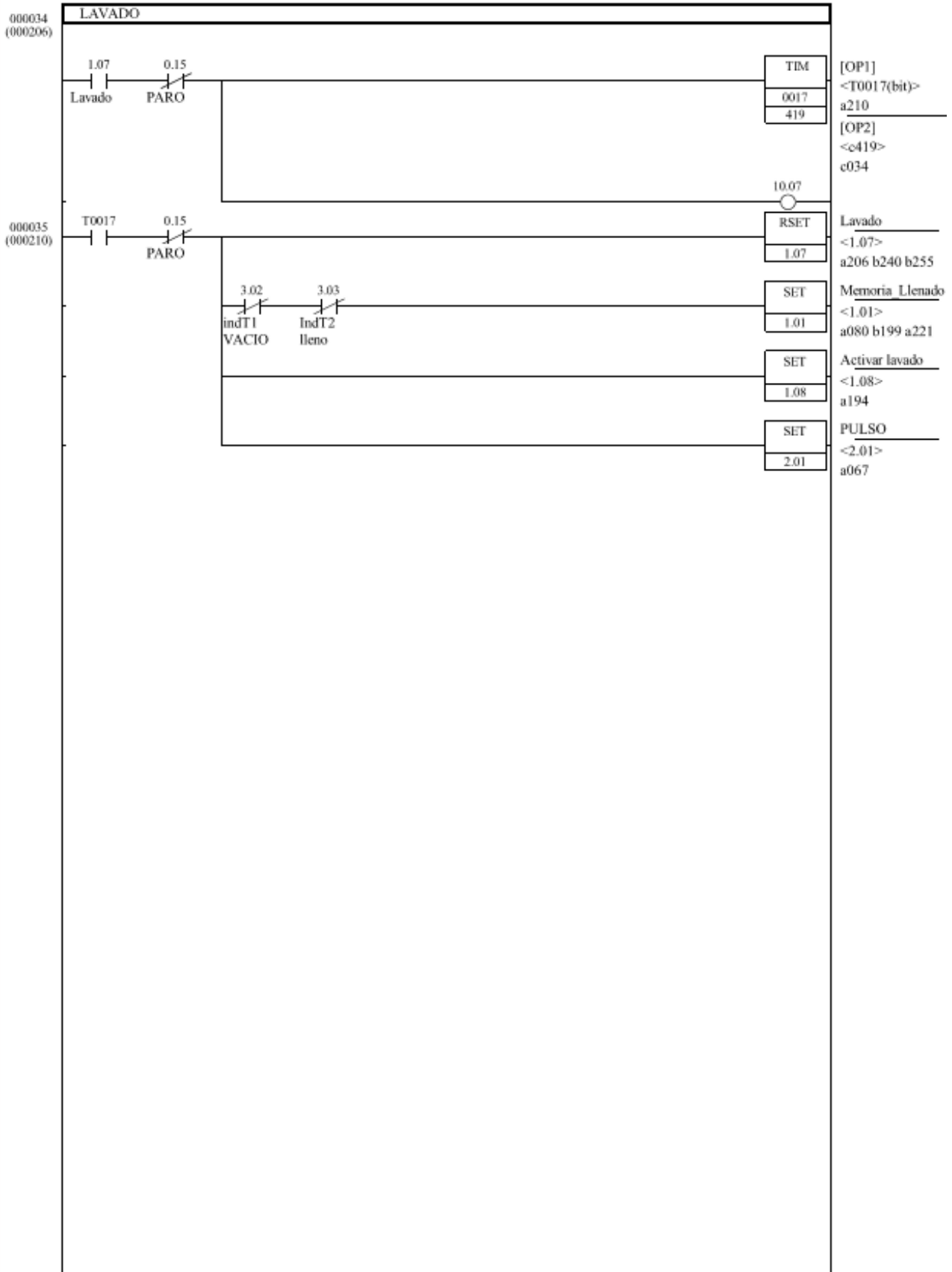


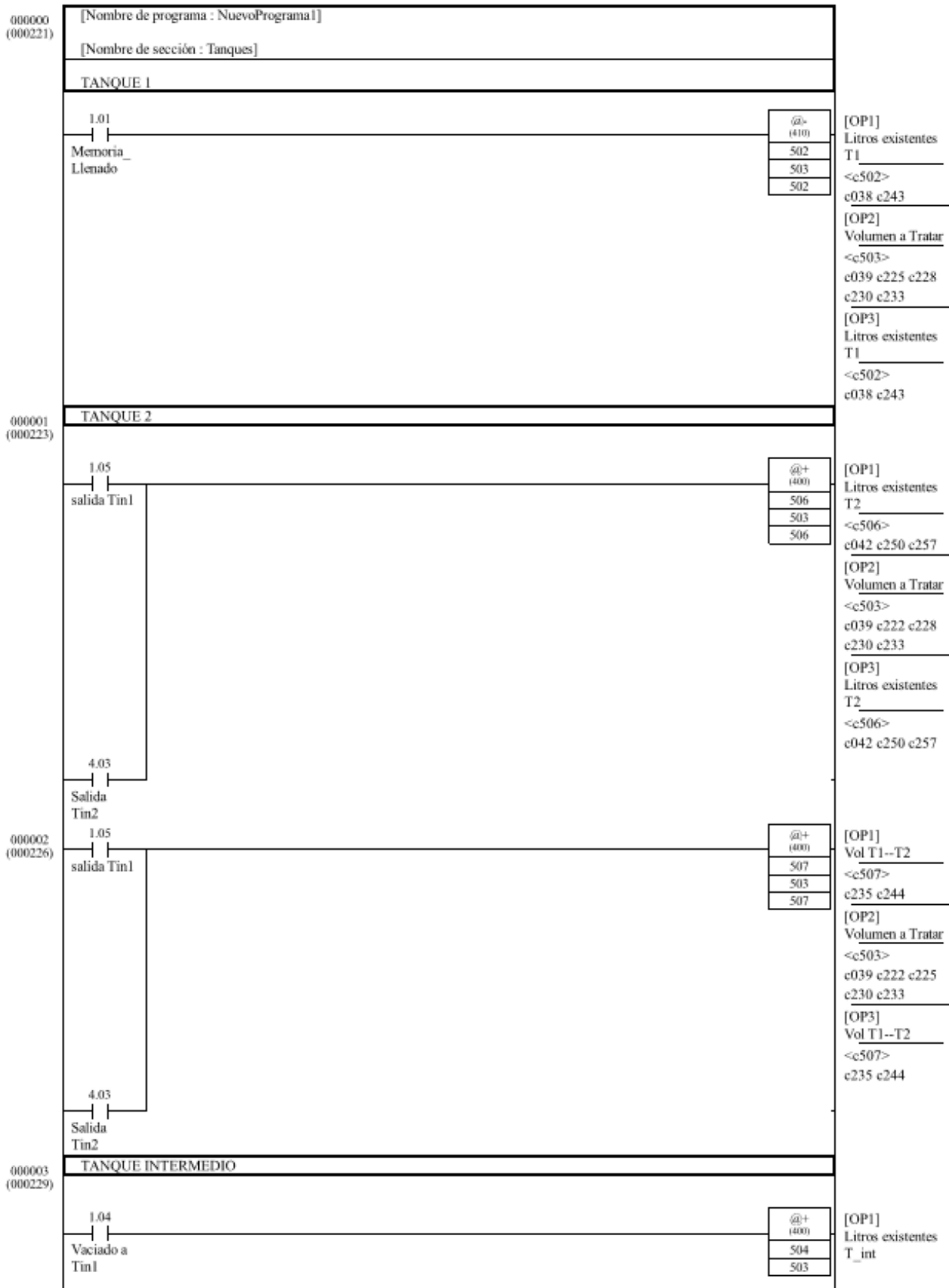




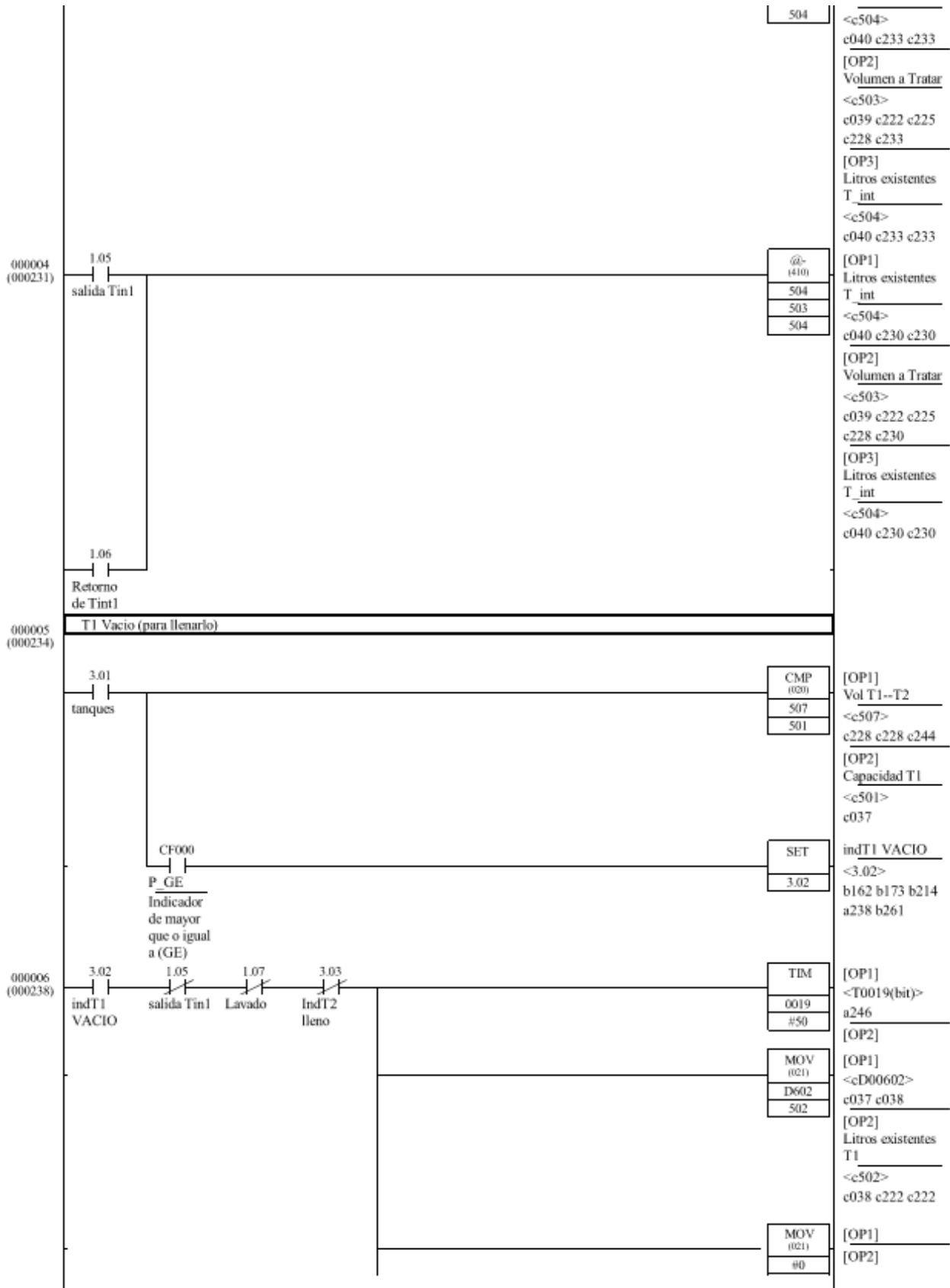


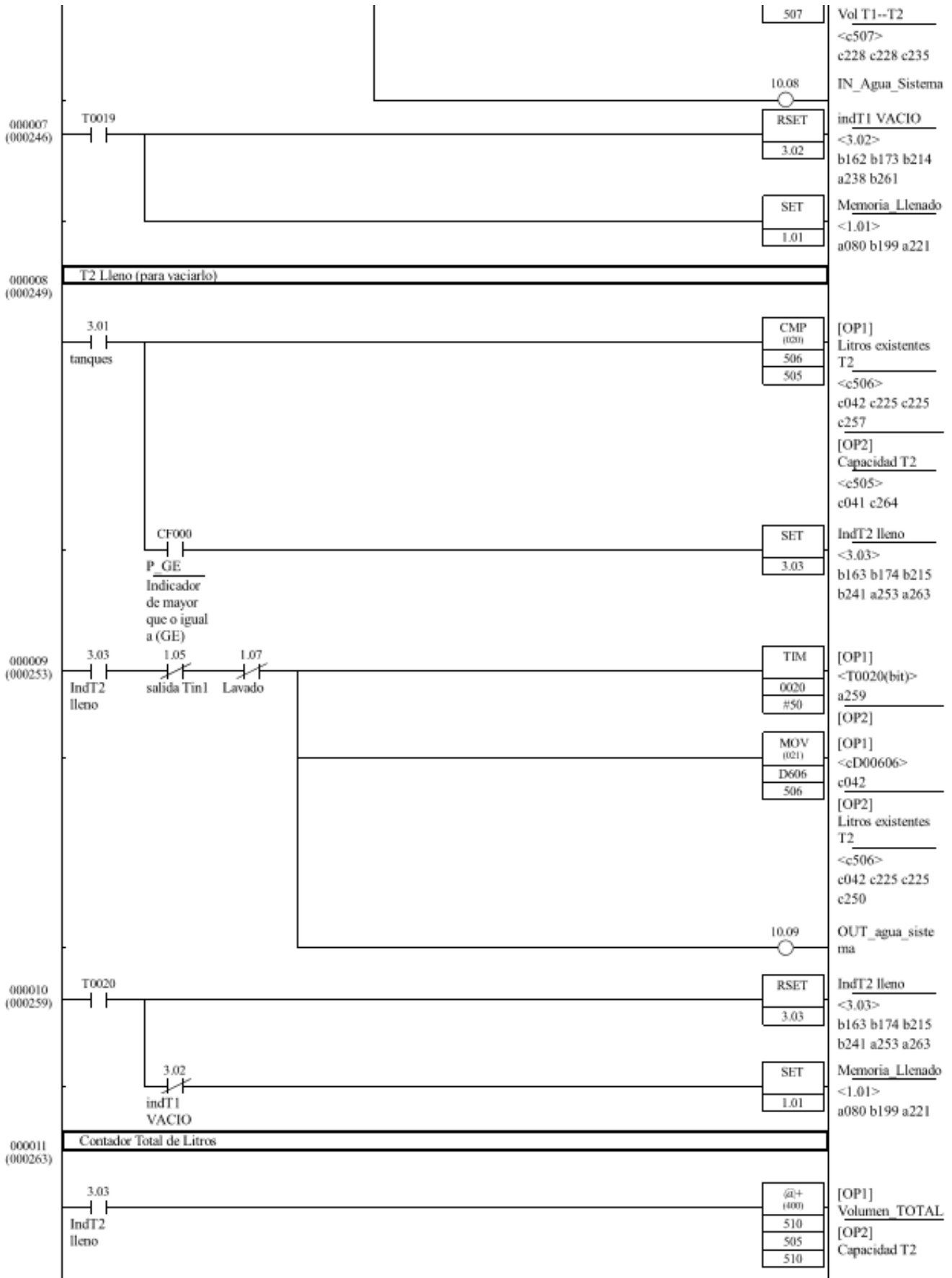


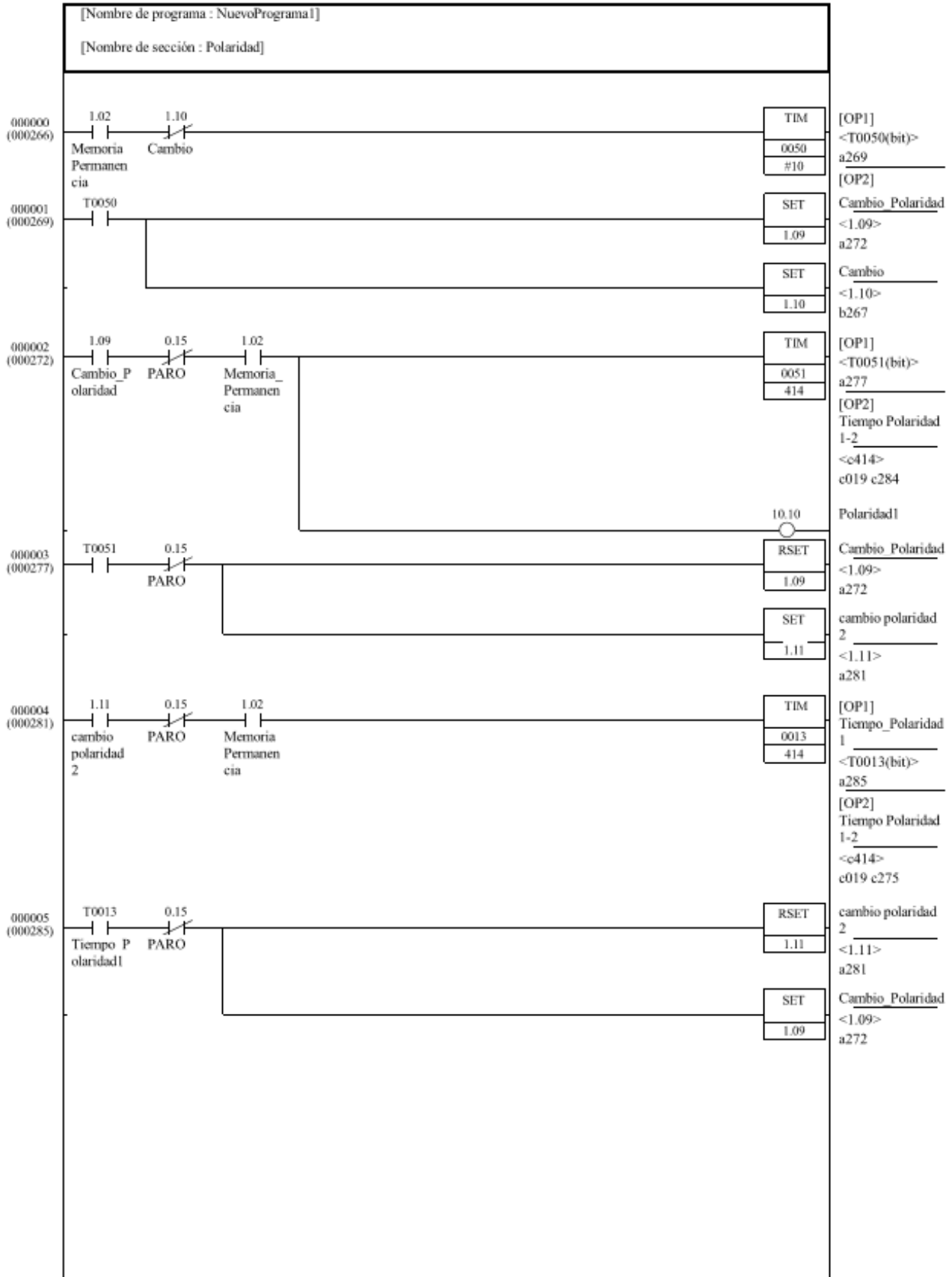




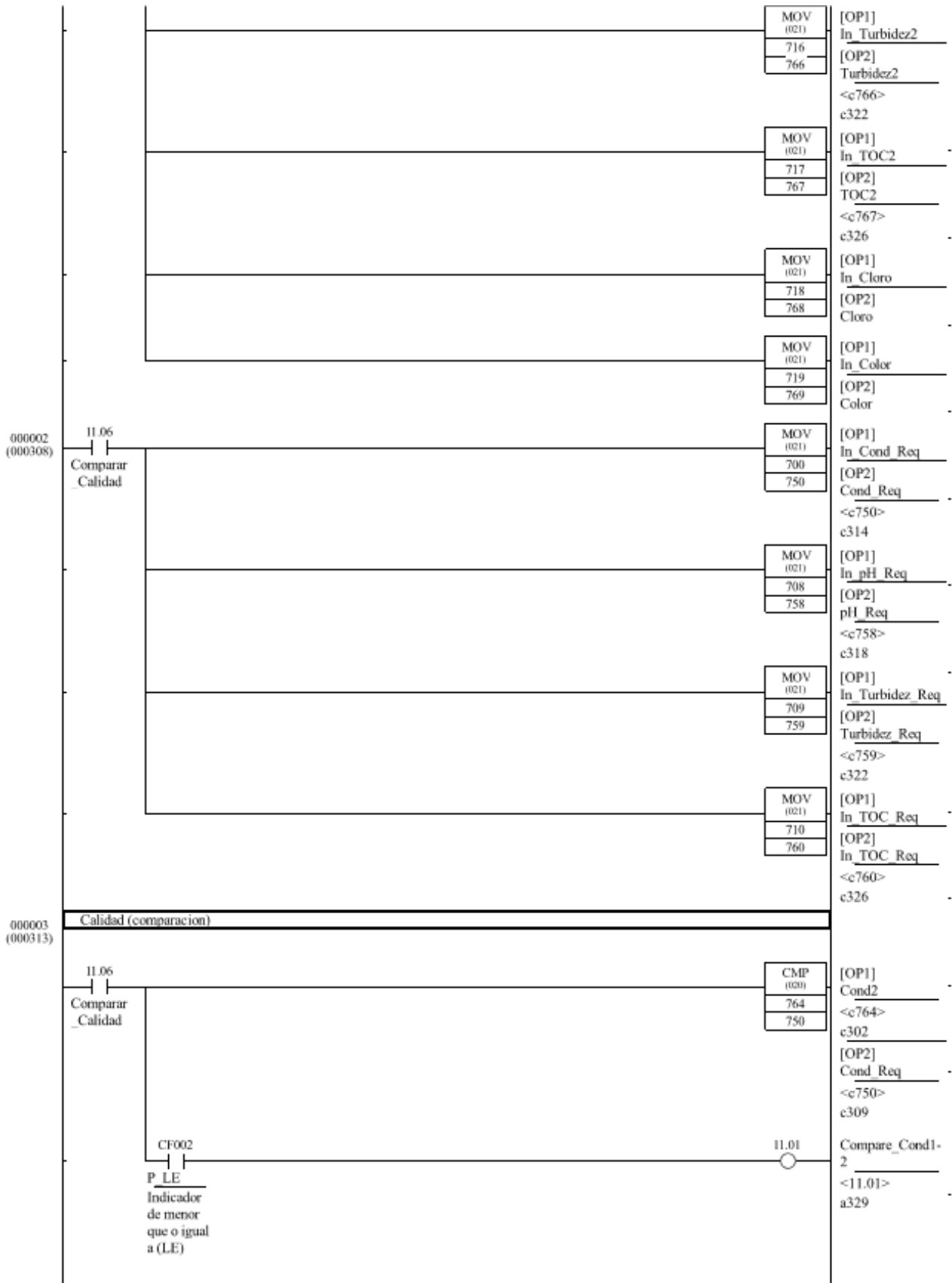


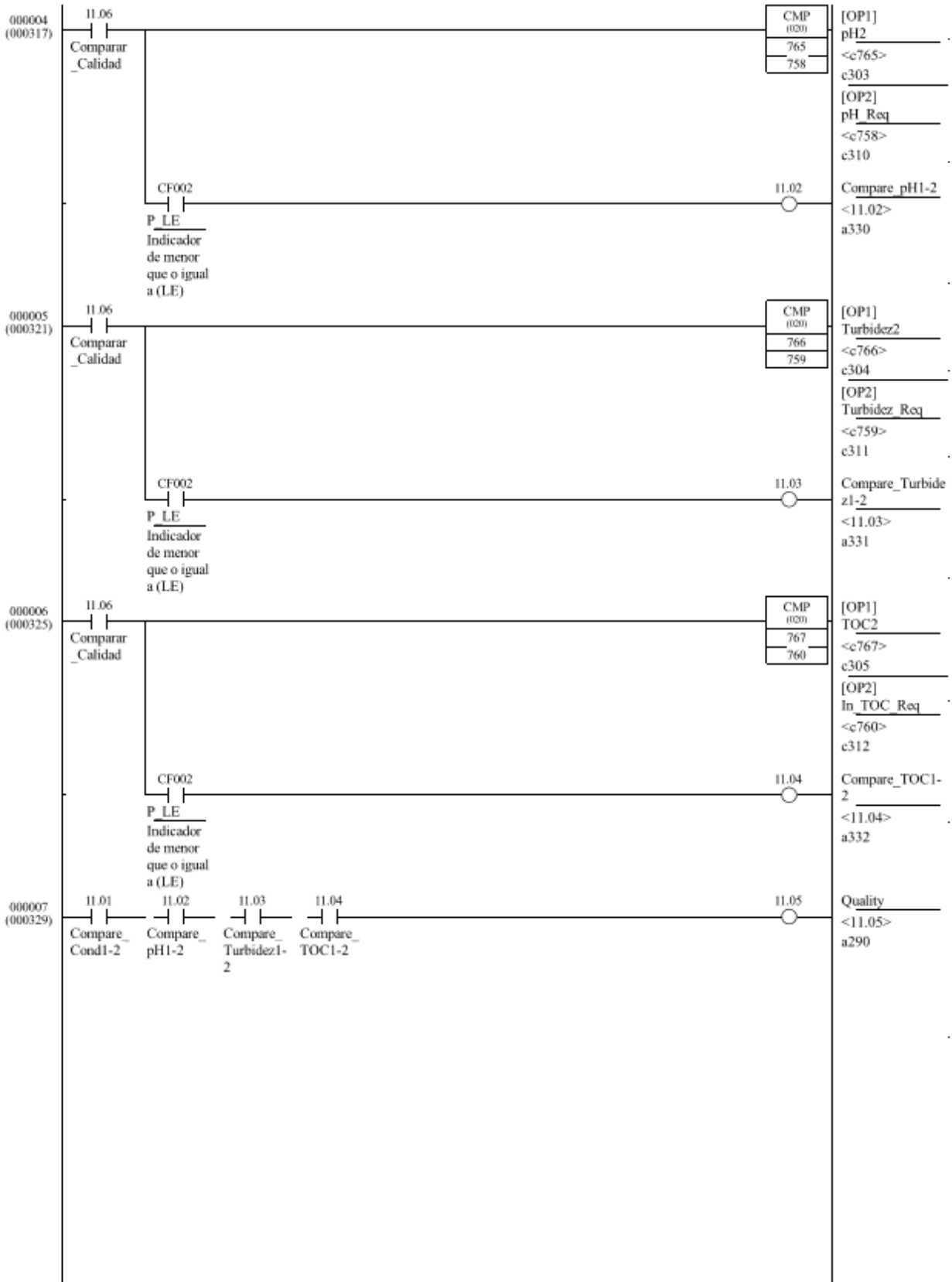














	[Nombre de programa : NuevoPrograma1]
	[Nombre de sección : END]
000000 (000335)	END (001)

## 9.2. Hojas de Datos de los equipos

En este apartado de anexos se colocan las hojas de datos de los componentes que se emplearon en el proyecto.

### 9.2.1. Paneles Fotovoltaicos

#### Red Solar FLX150SP-M

**RED  
SOLAR**

**SUNFLEX**  
series  
FLX150SP-M

#### Panel solar semi-rígido FLX150SP-M monocristalino

- Material TPT, permiten una ligera curvatura de hasta 15 grados para adaptación a superficies
- Incluyen orificios de fijación
- Caja de conexiones delantera
- Células monocristalinas SunPower
- Entre un 22,60% de eficiencia de célula

#### Aplicaciones sin limite

La serie SunFlex gracias su combinación de limitada flexibilidad y alta eficiencia permite aplicaciones impensables en otro tipo de paneles solares rígidos, desde la cubierta de un barco a un techo de caravana o un carro de golf.

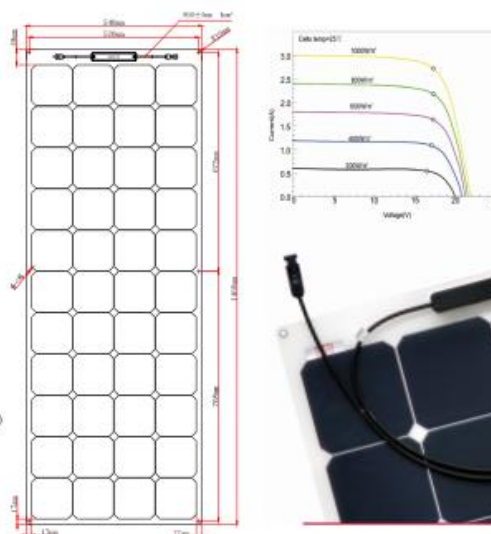
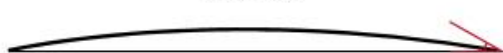
#### La gama de paneles solares más completa en calidad, tecnología y rendimiento

La gama de paneles solares de RED SOLAR de tecnología monocristalina y policristalina tanto en soporte rígidos como curvables cuentan con una alta eficiencia y calidad de fabricación.

#### Especificaciones técnicas

Modelo	FLX150SP-M
Potencia máxima (P <sub>max</sub> )	150W
Tensión de potencia máx. (V <sub>mp</sub> )	19,8
Corriente de potencia máx. (I <sub>mp</sub> )	7,58
Tensión de circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	23,4
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	8,09
Coef. de temp I <sub>sc</sub> (%/°C)	+0,05%/°C
Coef. de temp V <sub>oc</sub> (%/°C)	-0,27%/°C
Coef. de temp P <sub>max</sub> (%/°C)	-0,38%/°C
Eficiencia de célula (%)	22,60%
Máxima tensión del sistema (V)	45VDC (IEC)
Tolerancia	±3%
Tipo de célula (fabricación)	USA A grade SunPower solar cell
Nº y distribución de células	44 (4x11)
Tamaño (An x Al x Pr)	1510x670x3mm (sin contar caja conx.)
Peso (kg)	2,86
Certificaciones	CE, RoHS, ISO

Max: 15°





## Atersa A-325-M

**atersa**  
grupo elecnor

**+ Ultra**  
*nueva gama*

➔ Módulo fotovoltaico  
**A-320M / A-325M / A-330M (TYCO-3.2)**



- + **UltraTolerancia positiva**  
Positiva 0/+5 Wp
- + **UltraCalidad**  
Anti Hot-Spot
- + **UltraGarantía**  
10 años de garantía de producto
- + **UltraFiabilidad**  
En el mercado desde 1979
- + **UltraResistencia**  
Cristal templado de 3.2 mm
- + **UltraTES**  
Verificación eléctrica célula a célula



Sistema único  
en el mercado,  
patentado por  
Atersa.

**Características eléctricas (STC: 1kW/m<sup>2</sup>, 25°C±2°C y AM 1,5)\***

	<b>A-320M</b>	<b>A-325M</b>	<b>A-330M</b>
Potencia Nominal (0/+5 W)	320 W	325 W	330 W
Eficiencia del módulo	16,45%	16,71%	16,96%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,52 A	8,60 A	8,67 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	37,56 V	37,82 V	38,07 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,99 A	9,06 A	9,12 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	46,08 V	46,43 V	46,78 V

**Parámetros térmicos**

Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C

**Características físicas**

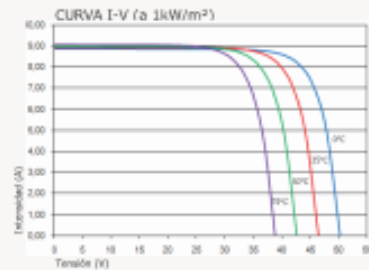
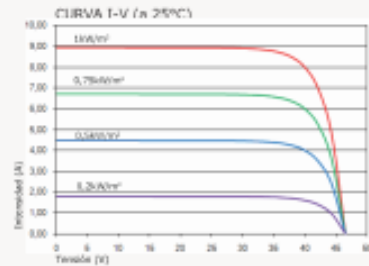
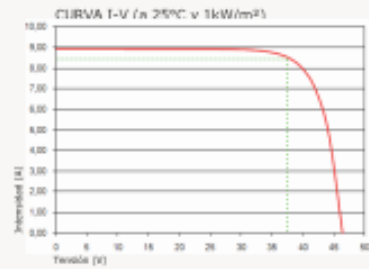
Dimensiones (± 2 mm)	1965x990x40
Peso (± 0,5 kg)	22,5
Área (m <sup>2</sup> )	1,95
Tipo de célula (± 1 mm)	Monocristalina 156x156 mm (6 pulgadas)
Células en serie	72 (6x12)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3,2 mm
Marco	Aleación de aluminio anodizado o pintado en poliéster
Caja de conexiones	TYCO IP67
Cables	Cable Solar 4 mm <sup>2</sup> 1200 mm
Conectores	TYCO PV4

**Rango de funcionamiento**

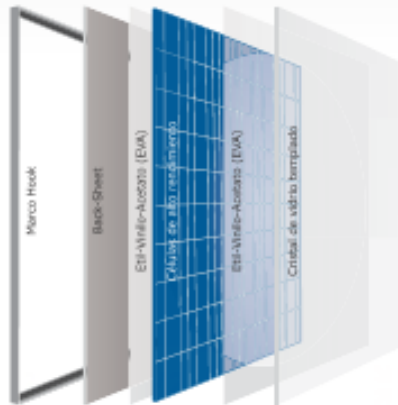
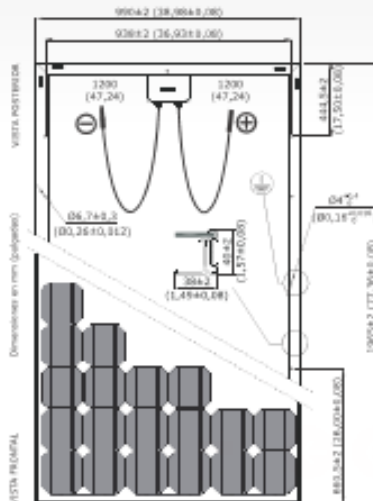
Temperatura	-40°C a +85°C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento / Nieve	2400 Pa (130 km/h)
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A

\*Especificaciones eléctricas medidas en STC. NOCT: 47±2°C.  
Tolerancias medida STC: +3% (Pmp); +10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

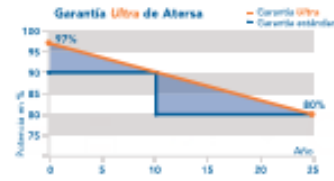
**Curvas modelo A-320M**



Vista genérica de la construcción de un módulo fotovoltaico



- Módulos por caja: **25 uds**
- Peso por palé: **595 kg**
- En un contenedor de 40 pies entran 21 cajas: **525 paneles**
- En un contenedor de 40 pies HC entran 22 cajas: **550 paneles**
- En un contenedor de 20 pies entran 9 cajas: **225 paneles**
- En un camión TAUTLINER entran 26 cajas: **650 paneles**



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

## 9.2.2. Baterías

### SAFT – Intensium Flex

## Intensium Flex

### High Energy/Medium Power/High Power, rack-mount lithium-ion battery system

Intensium Flex has been designed to suit the various power and energy requirements of a large variety of stationary applications.

Its modular design allows to adapt the battery configuration:

- to any system voltage from 24 V to 720 V,
- to float or cycling applications
- to any discharge pattern from high energy requirements (hours or days of discharge) to very high power demands of seconds or minutes.

#### Potential applications

- Industry: High power UPS systems, DC Power Supplies in confined areas
- Photovoltaics and other Renewable Energies: load shifting, load shaving
- Micro-Grids and Decentralized Energy Resources: spinning reserve and power quality

#### Integrated System

Intensium Flex integrates power, safety, management and communication into a stand-alone rackable battery system, which offers the benefits of Saft Li-ion technology in a qualified industrial design: Intensium Flex provides maintenance-free energy storage in a reduced volume, combining high operational reliability with outstanding life time under the most difficult environmental conditions.

#### Features

- Unprecedented design flexibility through:
  - 24 or 48 V base modules in three versions: Energy, Medium Power and High Power
  - Series connection of base modules to suit system voltages of up to 720 V nominal
  - One unique control module per string, containing battery management and communication
  - Parallel operation



450 V system with 9 base modules and 1 control module



- **Highest energy/power density**
  - The Energy module features 120 Wh/liter, surpassing most advanced VRLA designs
  - The High Power module provides 15 kW of power (800 W/liter), i.e. three times higher than most advanced VRLA designs
  - The Medium Power module provides a well balanced compromise of power and energy, suitable for discharges of 10 min and above
- **Stand-alone system**
  - Integrating power, controls, communication and safety into a standard rack-assembly
- **Smart Operation**
  - State of charge and state of health indication
  - Built-in battery control for efficient operation
  - Redundant safety
  - Comprehensive communication
  - Compatible with standard rectifiers

**Benefits**

- Optimised battery configuration whatever application requirements, due to modular architecture with standardized base elements
- No development cost and time to configure customized battery solutions
- Reduced battery space and weight
- Easy installation and upscaling
- High operational reliability
- Optimised supervision strategy through remote control/diagnostic
- Very long life time
- Preventive but not premature replacement at end of life

	Intensium Flex Energy	Intensium Flex Medium Power	Intensium Flex High Power
<b>Nominal characteristics – 48 V versions</b>			
Nominal Voltage (V)	48	48	48
Capacity* (C/3) (Ah)	45	41	30
Energy* (C/3) (Wh)	2 250	2 000	1 500
Peak power (30s, +20°C/+68°F) (W)	9 500	12 800	15 000
Volumetric energy density (Wh/liter)	120	108	80
Gravimetric energy density (Wh/kg)	98	87	65
Power density 30 s (W/liter)	510	690	800
Specific Power 30 s (W/kg)	410	550	650
<b>Mechanical characteristics</b>			
Width (mm)	424 (19") (483 on front panel)		
Height (mm)	132 (3U)		
Depth (mm)	332		
Weight (kg)	23		
<b>Electrical characteristics</b>			
Voltage window (V)	42 to 56		
Charge voltage range (V)	54.6 to 56.0**		
Max. permanent discharge current (A)	100	150	200
Max. peak discharge current 30 s (A)	250	300	325
Max. charge current (temp. > +10°C/+50°F) (A)	25	40	60
Faradic charge efficiency (+20°C/+68°F)	99%		
Energy charge efficiency (+20°C/+68°F)	96%		
<b>Typical backup time at various loads*</b>			
3 hours (W)	680	620	470
1 hour (W)	1 950	1 850	1 400
30 min (W)	3 600	3 700	2 750
10 min (W)	6 300	8 500	8 000
1 min (W)	9 500	12 000	14 000
<b>Operating conditions</b>			
Lifetime at +20°C perm (+68°F)	20 years		
Lifetime at +40°C (+104°F)	>10 years		
Cycle life (80% dcd; +20°C/+68°F)	3 000 cycles		
Operating temperature	-25°C/+60°C (-13°F/+140°F)		
Storage temperature	-40°C/+65°C (-40°F/+149°F)		
<b>Compliance to Standards</b>			
Transportation	EN 62 281 ***		
EMC	EN 50 022 and IEC 62 040-2		
Safety	EN 61 010-1		
Operational Environment	IEC 62 040-3 and IEC 62 093		
<b>Mechanical characteristics of control unit</b>			
<i>Intensium Flex system configuration requires one control unit per string</i>			
Width (mm)	424 (19") (483 on front panel)		
Height (mm)	132 (3U)		
Depth (mm)	332		
Weight (kg), max.	12		

\* Fully charged, Ufloat: 56 V, Ucutoff 42 V, +20°C/+68°F  
 \*\* Available capacity is reduced at charge voltages below 56 V  
 \*\*\* Qualification in process

## Functional characteristics

### Soft Li-ion technology

Intensium Flex contain VLE, VLM or VLP cells with advanced nickel-based lithium-ion technology:

- Outstanding calendar and cycle life and reliability at high temperature
- Industrial production for high tech-applications such as space & defense, electric vehicles, robots, etc.
- Stable internal resistance over entire life
- High reliability by using high capacity cells: avoids massive cell paralleling

### Control for efficient operation

- On/Off switch
- Active/Sleep (storage, prolonged outage)/Alarm modes
- Charge/Discharge management
- Cell balancing

### Mechanical & electrical interface

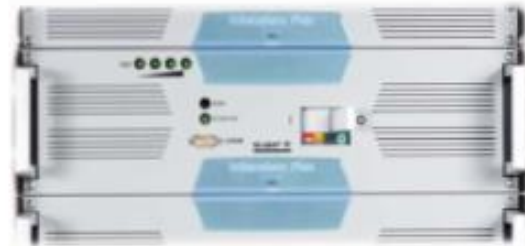
- ETSI 19 inches, rack-mount design (multiples of 3 U)
- Power connector on control module (MB male terminals)

### Communication

- The battery system informs the user or the application, either via communication interface (CANbus, RS 232, dry-contact...) or visually (LEDs on front panel)
- State of charge, state of health
- Alarm level (minor, major); alarm reason
- Operating conditions (voltage, temperature, identification number)



Intensium Flex 3U base module



View of 3U control module with

- main switch
- SOC, SOH and general operating status indication (green)
- SubDS9 communication interface

The control module ensures communication functions, charge and discharge management and battery protection in abuse situations.

### Cycle life at +25°C/+77°F





**Safety**

Redundant safety design to cope with component failure or abusive conditions:

- At battery system level: electronic board, power switches in charge and discharge circuit
- At 14-cell pack level: electronic board, individual cell voltage monitoring, balancing
- At cell level: current breaker, shutdown-effect separator, mechanical vent

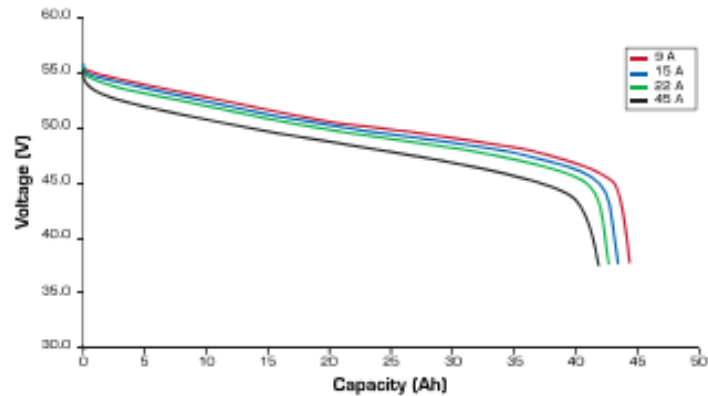
**Industrial vision**

Intensium has been developed and qualified to suit the demanding requirements of performance and operational reliability of our customers, who are manufacturing or operating high-value, industrial equipment.

Intensium Flex is made of proven components (cells, electronics) which are also employed in demanding space, automotive and other civil applications. Cell manufacturing is carried out on established industrial production lines. Manufacturing plants comply with the legislation in force in each country and with international quality standards (ISO 9001, QS 9000).

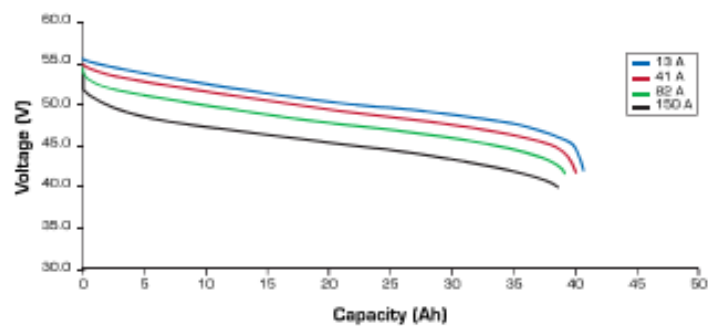
**Intensium Flex - Energy Module**

**Typical Discharge at +20°C/+68°F after charge to 56.0 V**



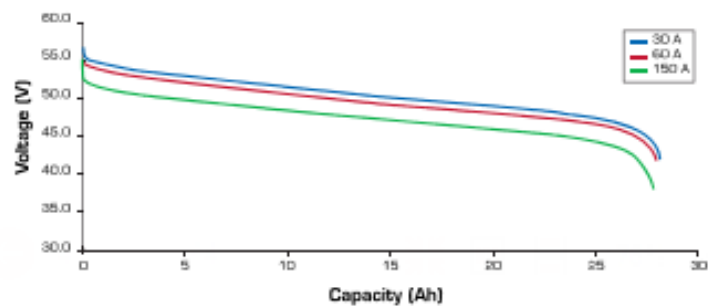
**Intensium Flex - Medium Power Module**

**Typical Discharge at +20°C/+68°F after charge to 56.0 V**



**Intensium Flex - High Power Module**

**Typical Discharge at +20°C/+68°F after charge to 56.0 V**

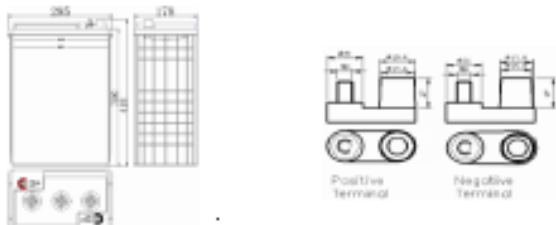


## Ultracell UZS600-6



Physical Specification	
Part Number	UZS600-6
Length	295 ± 2 mm
Width	178 ± 2 mm
Container Height	405 ± 2 mm
Total Height (with terminal)	408 ± 2 mm
Without Electrolyte	34.5 kg
With Electrolyte	52.0 kg

Specifications			
	Nominal Voltage	6V	
	Nominal Capacity (120HR)	600AH	
<b>Terminal Type</b>	Standard Terminal	F22	
<b>Container Material</b>	Standard Option	ABS	
<b>Rated Capacity</b>	120hr, 1.80V/cell, 25°C	600.0 AH/ 5.00A	
	100hr, 1.80V/cell, 25°C	550.0 AH/ 5.50A	
	10hr, 1.80V/cell, 25°C	360.0 AH/ 36.0A	
	5hr, 1.75V/cell, 25°C	324.0 AH/ 64.8A	
	1hr, 1.60V/cell, 25°C	202.0 AH/ 202A	
<b>Max Discharge Current</b>	1300A (5s)		
<b>Internal Resistance</b>	Approx 2.5m Ω		
<b>Discharge Characteristics</b>	Operating Temp. Range	Discharge: -15°C~50°C(5°F~122°F) Charge: -10°C~50°C(14°F~122°F) Storage: -20°C~50°C(-4°F~122°F)	
	Nominal Operating Temp. Range	25±3°C	
	Float Charging Voltage (25°C)	6.60 ~ 6.72V at 25°C Temp. Coefficient -18mV/°C	
	Cycle Charging Voltage (25°C)	7.05 ~ 7.20V at 25°C Temp. Coefficient -30mV/°C	
	Capacity affect by Temperature (10HR)	40°C	102%
		25°C	100%
		0°C	85%
-15°C		65%	
<b>Design Floating Life at 20°C</b>	20 Years		
<b>Self Discharge</b>	Ultracell batteries may be stored for up to 6 months at 25°C(77°F) and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.		

Dimensions	
<p>■ F22 Terminal</p> 	

**UZS600-6**  
 6V 600AH

**Ultracell®**  
 Quality in Every Language™

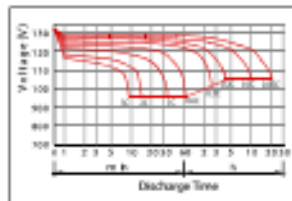
Constant Current Discharge (Amperes) at 25°C

F.V/TIME	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h	24h	48h	100h	120h
1.60V	328	202	128	94.7	79.1	66.6	56.6	43.3	36.6	19.8	17.2	9.12	5.64	5.11
1.65V	321	199	127	94.1	78.7	66.2	56.2	43.0	36.6	19.8	17.2	9.10	5.61	5.10
1.70V	311	194	126	92.8	77.6	65.3	55.5	42.4	36.5	19.7	17.1	9.06	5.60	5.07
1.75V	304	190	124	92.2	77.0	64.8	55.1	42.1	36.3	19.6	17.0	9.03	5.56	5.04
1.80V	293	184	121	89.4	74.7	62.9	53.4	40.9	36.0	19.4	16.9	8.86	5.50	5.00

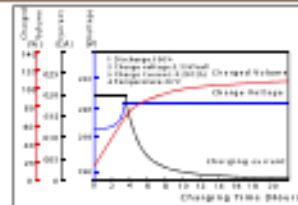
Constant Power Discharge (Watts) at 25°C

F.V/TIME	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h	2h	48h	100h	120h
1.60V	647	404	247	186	155	131	111	85.7	72.9	39.6	247	18.4	11.6	10.5
1.65V	634	398	245	184	154	130	111	85.2	72.8	39.5	245	18.4	11.5	10.5
1.70V	614	388	243	182	152	129	109	84.0	72.6	39.4	243	18.3	11.5	10.4
1.75V	599	380	240	181	151	128	109	83.4	72.1	39.2	240	18.2	11.4	10.3
1.80V	577	369	233	175	146	124	105	80.9	71.6	38.9	233	17.8	11.1	10.0

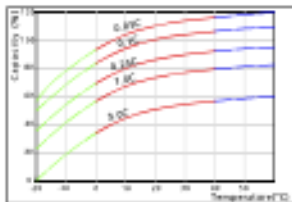
Discharge Characteristics



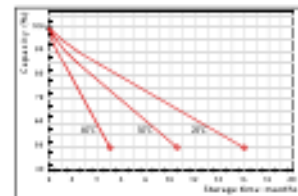
Float Charging Characteristics



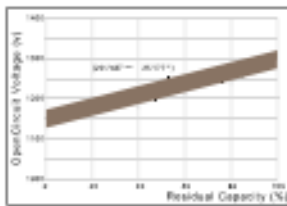
Effect of Temperature on Capacity



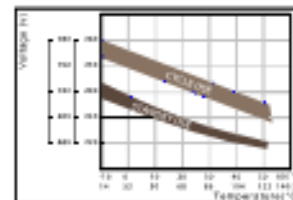
Self Discharge Characteristics



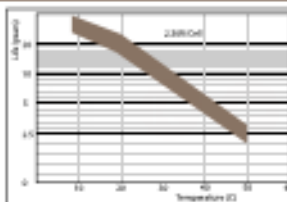
Relationship for Open Circuit Voltage & Residual Capacity



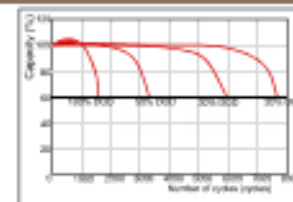
Relationship for Charging Voltage & Temperature



Floating Life on Temperature



Cycle Life on D.O.D





9.2.3. Inversor

**Victron Energy – Quattro 48/15000**



Quattro  
48/5000/70-100/100



Quattro  
48/15000/200-100/100

**Dos entradas CA con conmutador de transferencia integrado**  
 El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la toma de puerto o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

**Dos salidas CA**  
 La salida principal dispone de la funcionalidad "no-break" (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la toma de puerto/generador. Esto ocurre tan rápidamente (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando una de las entradas del Quattro tiene alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

**Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo**  
 Hasta 6 unidades Quattro pueden funcionar en paralelo. Seis unidades 48/10000/140, por ejemplo, darán una potencia de salida de 48kW / 60kVA y una capacidad de carga de 840 amperios.

**Capacidad de funcionamiento trifásico**  
 Se pueden configurar tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 6 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para lograr una potencia del inversor de 144 kW/180 kVA y más de 2500 A de capacidad de carga.

**PowerControl - En caso de potencia limitada del generador, de la toma de puerto o de la red**  
 El Quattro es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la toma de puerto (hasta 16 A por cada Quattro de 5 kVA a 230 VCA). Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red eléctrica.

**PowerAssist - Refuerzo de la potencia del generador o de la toma de puerto**  
 Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, el Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente de la red o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

**Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón**  
 El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

Hay disponible software de detección de falta de suministro.

- Configuración del sistema**
- En el caso de una aplicación autónoma, si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un procedimiento de configuración de los conmutadores DIP.
  - Las aplicaciones en paralelo o trifásicas pueden configurarse con el software VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator.
  - Las aplicaciones no conectadas a la red, que interactúan con la red y de autoconsumo que impliquen inversores conectados a la red y/o cargadores solares MPPT pueden configurarse con Asistentes (software específico para aplicaciones concretas).

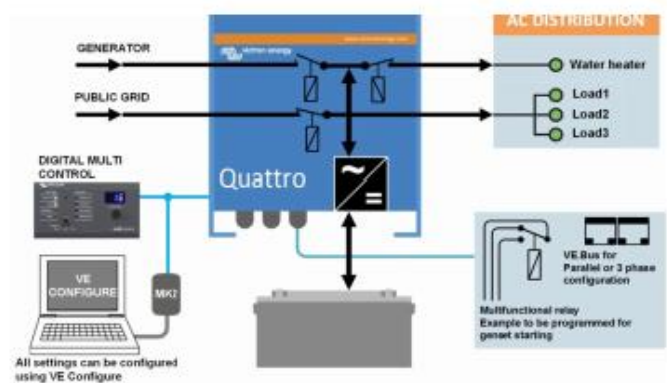
**Seguimiento y control in situ**  
 Hay varias opciones disponibles: Monitor de baterías, panel Multi Control, panel Ve.Net Blue Power, panel Color Control smartphone o tableta (Bluetooth Smart), portátil u ordenador (USB o RS232).

**Seguimiento y control a distancia**  
 Victron Ethernet Remote, Venus GX y panel Color Control. Los datos se pueden almacenar y mostrar gratuitamente en la web VRM (Victron Remote Management).

**Configuración a distancia**  
 Se puede acceder a los datos y cambiar los ajustes de los sistemas con un panel Color Control si está conectado a Ethernet.



Panel Color Control con una aplicación FV



Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí				
Conmutador de transferencia integrado	Sí				
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1				
Corriente máxima de alimentación (A)	2x 50	2x100	2x100	2x100	2x100
<b>INVERSOR</b>					
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VCA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%				
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2400	4000	6500	8000	12000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Potencia cont. de salida a 65°C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consumo en vacío (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	45 / 50	55	80
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	30 / 30	35	50
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	10 / 20	20	30
<b>CARGADOR</b>					
Tensión de carga de 'absorción' (VCC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tensión de carga de "flotación" (VCC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Corriente de carga de la batería auxiliar (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Corriente de carga batería arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)				
Sensor de temperatura de la batería	Sí				
<b>GENERAL</b>					
Salida auxiliar (A) (5)	25	50	50	50	50
Relé programable (6)	3x	3x	3x	3x	3x
Protección (2)	a - g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
Puerto de comunicaciones de uso general	2x	2x	2x	2x	2x
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temp. de trabajo: -40 a +65 °C Humedad (sin condensación): máx. 95%				
<b>CARCARA</b>					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Grado de protección IP 21				
Conexión a la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)				
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm <sup>2</sup> (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	45	72
Dimensiones (al x an x p en mm.)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
<b>NORMATIVAS</b>					
Seguridad	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Emissiones, Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Vehículos de carretera	Modelos de 12 y 24V: ECE R10-4				
Antisía	Visite nuestra página web				
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita		3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1			
2) Claves de protección:		4) A 25 ° C de temperatura ambiente			
a) cortocircuito de salida		5) Se desconecta sin hay fuente CA externa disponible			
b) sobrecarga		6) Relé programable que puede configurarse, entre otros, como			
c) tensión de la batería demasiado alta		función de alarma general, subtensión CC o arranque del generador			
d) tensión de la batería demasiado baja		Capacidad nominal CA 230 V/4 A			
e) temperatura demasiado alta		Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 VCC, 1 A hasta 60 VCC			
f) 230 VCA en la salida del inversor					
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta					



#### Panel Digital Multi Control

Una solución práctica y de bajo coste para el seguimiento remoto, con un selector giratorio con el que se pueden configurar los niveles de PowerControl y PowerAssist.



#### Panel Blue Power

Se conecta a un Multi o a un Quattro y a todos los dispositivos VE.Net, en particular al controlador de baterías VE.Net. Representación gráfica de corrientes y tensiones.

#### Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:



#### Color Control GX

Monitorear y controlar, de forma local e remota, no [Portal VRM](#).



#### Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver [Guía para el VEConfigure™](#)).



#### Interfaz VE.Bus a NMEA 2000

Liga o dispositivo a una red electrónica marítima NMEA2000. Consulte o [guía de integración NMEA2000 e MF0](#).



#### Monitor de baterías BMV-700

El monitor de baterías BMV-700 dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo, como la fórmula Peukert, para determinar con exactitud el estado de la carga de la batería. El BMV-700 muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería.