



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**DESARROLLO DE UN EQUIPO
ELECTRÓNICO MEDIANTE SISTEMAS
EMPOTRADOS BASADOS EN BEAGLE BONE
Y COMUNICACIONES VÍA ETHERNET PARA
LA GESTIÓN DE LOS FLUJOS DE ENERGÍA
EN TIEMPO REAL EN INSTALACIONES
ELÉCTRICAS**

AUTOR: RAÚL FENOLLOSA SÁNCHEZ

TUTOR: EMILIO FIGUERES AMORÓS

COTUTOR: RAÚL GONZÁLEZ MEDINA

Curso Académico: 2019-20

AGRADECIMIENTOS

Me hace tremendamente feliz poder dar por acabada esta etapa, para poder dar las gracias a todas las personas que me han ayudado a conseguirlo: A mis tutores Raúl y Emilio, que me ha dado buenos consejos y tutelado durante la elaboración del proyecto.

Agradezco el amparo recibido por mi familia y sobre todo a Doda, por su constante e incondicional apoyo estando siempre dispuesta a ayudarme y a resolverme todas las dudas que me iban surgiendo. Espero poder compensarla de ahora en adelante.

Gracias a todos.

RESUMEN

Los hábitos de consumo energético tienden a cambiar constantemente y, en consecuencia, el sistema eléctrico actual debe evolucionar en consonancia para adaptarse y hacer frente a estos cambios. Este TFM tiene como objetivo el diseño y la implementación de un sistema electrónico de supervisión y gestión de la energía consumida por instalaciones eléctricas que integran el uso de generación distribuida, elementos de almacenamiento de energía y la programación de horarios para el consumo de las cargas, todo ello orientado a reducir de manera significativa la dependencia del consumo en los momentos críticos de la red denominados “punta”. Comúnmente estos sistemas se conocen como Gestores de Energía o EMS (Energy Management Systems). El equipo construido permitirá monitorizar y controlar los flujos de energía en instalaciones domésticas e industriales en un rango muy amplio de potencia. La implementación física del equipo se realizará sobre dispositivos Beagle Bone y la comunicación con los nodos a supervisar se realizará mediante Ethernet. Este TFM se subdivide en dos partes, la primera que consistirá en el desarrollo de una herramienta que determina las consignas de gestión del sistema de acuerdo con unos ciertos criterios de optimización. Y una segunda parte, en la que se desarrollará el equipo electrónico y las comunicaciones que permitan la monitorización y el almacenamiento de los datos en tiempo real sobre los consumos, la generación fotovoltaica y el estado de las baterías, para que, a su vez mediante un algoritmo, se generen las consignas de control para cada uno de estos elementos y el sistema pueda funcionar de manera autónoma y eficiente. Todo ello será controlado por una unidad de control que dispondrá de un interfaz gráfico donde el usuario podrá interactuar de manera activa y visualizar los posibles cambios ante diferentes acontecimientos.

Documentos contenidos en el Trabajo Final de Máster

- **Memoria**
- **Presupuesto**
- **Anexos**

DOCUMENTO I: MEMORIA

Índice

1.	INTRODUCCIÓN.....	9
1.1.	OBJETIVO	9
1.2.	ANTECEDENTES	9
1.3.	JUSTIFICACIÓN	10
1.4.	VIABILIDAD.....	11
2.	PRESENTACIÓN DEL SISTEMA	12
2.1.	DEFINICIÓN ESQUEMA GENERAL DEL DISEÑO	12
2.2.	ESQUEMA DEL SISTEMA EMS.....	13
2.3.	COMPOSICIÓN DE LA MEMORIA DEL PRESENTE TRABAJO	13
3.	DESARROLLO DEL ALGORITMO EMS EN EXCEL.....	15
3.1.	ESTIMACIÓN DE LA IRRADIANCIA INCIDENTE	15
3.1.1	INCLINACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.....	15
3.1.2	CÁLCULO DEL PARÁMETRO AM.....	16
3.1.3	CÁLCULO DE LA RADIACIÓN.....	16
3.2.	CÁLCULO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PREVISTA.....	17
3.3.	CÁLCULO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA PREVISTA.....	20
3.4.	SISTEMAS TARIFARIOS PLANTEADOS	21
3.5.	PERFILES DE CONSUMO PLANTEADOS.....	22
3.6.	MODELO DE TARIFA 2.0 A Y 2.1 A.....	24
3.7.	MODELO DE TARIFA 2.0 DHA Y 2.1 DHA	26
3.8.	MODELO DE TARIFA 2.0 DHS Y 2.1 DHS.....	30
3.9	COMPARATIVA ECONÓMICA TARIFARIA	34
4.	UNIDAD DE CONTROL	37
4.1.	FUNCIONAMIENTO DE LA UNIDAD DE CONTROL	38
4.2.	ALGORITMO DE GESTIÓN.....	42
5.	COMUNICACIÓN ENTRE NODOS	43
5.1.	ESQUEMA FUNCIONAL	43
5.2.	PROTOCOLO MODBUS	44
5.3.	MODBUS RTU	46
5.4.	MODBUS TCP/IP	46

5.5. MÁQUINAS VIRTUALES.....	47
5.6. COMUNICACIÓN ENTRE LA UNIDAD DE CONTROL Y LOS NODOS, VÍA MODBUS TCP/IP	48
5.7. COMUNICACIÓN PUERTO SERIE ENTRE LOS SBC Y LOS PERIFÉRICOS, VÍA MODBUS RTU	50
6. PERIFÉRICOS BASADOS EN EL PROCESADOR DIGITAL DE SEÑALES..	53
6.1 DSP TEXAS INSTRUMENTS – TMS320F28335.....	53
6.2 IMPLEMENTACIÓN DE LA GESTIÓN DE CARGAS ELÉCTRICAS... 54	
6.2.1 ESTRATEGIAS DE PEAK CLIPPING.....	54
6.2.2 TRATAMIENTO DE DATOS DEL CONSUMO	55
6.3 GESTIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	56
6.4 GESTOR DE LA BATERÍA (BMS).....	57
7. INTERFAZ DE USUARIO, VISUALIZACIÓN DE LOS DATOS REGISTRADOS Y GENERADOS	59
7.1 VENTANA PRINCIPAL DE DATOS.....	60
7.2 VENTANA DE CONSUMOS	63
7.3 VENTANA DE LA BATERÍA	64
7.4 VENTANA DE PRODUCCIÓN.....	66
8. RESULTADOS OBTENIDOS	67
8.1 ESCENARIOS PLANTEADOS	67
8.2 ESCENARIO 1	68
8.3 ESCENARIO 2.....	70
8.4 ESCENARIO 3	71
8.5 RESULTADOS OBTENIDOS.....	73
8.6 REQUISITOS DEL SISTEMA	74
9. CONCLUSIONES.....	75
10. ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA	76
10.1 AHORRO VINCULADO AL SISTEMA	76
10.2 COSTE DE DESARROLLO DEL PROYECTO	78
11. BIBLIOGRAFÍA	80

Índice de figuras

Fig. 1 – Esquema general de Diseño del Proyecto	12
Fig. 2 – Esquema del Sistema EMS	13
Fig. 3 – Capítulos de la memoria del Diagrama de Flujo del Sistema EMS	14
Fig. 4 – Ángulo de Declinación.....	16
Fig. 5 – Masa de Aire	16
Fig. 6 – Irradiancia Global sobre una Superficie Inclinada.....	17
Fig. 7 – Web de PVGIS para la obtención de la radiación.....	18
Fig. 8 – Irradiación sobre el Plano fijo en función del Mes	19
Fig. 9 – Irradiación global sobre un plano fijo para enero	19
Fig. 10 – Producción media diaria (Wh)	21
Fig. 11 – Discriminación horaria de los peajes de Acceso.....	22
Fig. 12 – Curva de Consumos en un Hogar en 48h.....	23
Fig. 13 – Curva de Consumos en la Industria en 48h.....	23
Fig. 14 – Método de Nivelación para la Tarifa 2.0 A y 2.1 A.....	24
Fig. 15 – Método de Balance para la Tarifa 2.0 A y 2.1 A	25
Fig. 16 – Método de Nivelación para la Tarifa 2.0 DHA y 2.1 DHA	27
Fig. 17 – Método de Balance para la Tarifa 2.0 DHA y 2.1 DHA	29
Fig. 18 – Método de Nivelación para la Tarifa 2.0 DHS y 2.1 DHS	31
Fig. 19 – Método de Balance para la Tarifa 2.0 DHS y 2.1 DHS	33
Fig. 20 – Facturación Tarifa Eléctrica	35
Fig. 21 – Hilos de ejecución de la Unidad de Control.....	38
Fig. 22 – Funcionamiento del Hilo de Procesado de Datos	39
Fig. 23 – Funcionamiento del Hilo de Comunicaciones	40
Fig. 24 – Funcionamiento del Hilo de la Interfaz Gráfica.....	41
Fig. 25 – Esquema funcional de las comunicaciones	43
Fig. 26 – Relación de Red Maestro – Esclavo.....	44
Fig. 27 – Niveles de Protocolo MODBUS	44
Fig. 28 – Trama de datos MODBUS RTU	45
Fig. 29 – Encapsulamiento de la trama MODBUS en TCP	47
Fig. 30 – Sistema complejo con comunicación vía MODBUS RTU y MODBUS TCP	47
Fig. 31 – Esquema Funcionamiento Oracle VM VirtualBox	48
Fig. 32 – Flujograma comunicación Modbus TCP/IP de la Unidad de Control	49
Fig. 33 – Flujograma comunicación Modbus TCP/IP de un Servidor	50
Fig. 34 – Flujograma comunicación Modbus RTU de un Maestro	52
Fig. 35 – DSP TMS320F28335	53
Fig. 36 – Diagrama del Tratamiento de Datos del Consumo	55
Fig. 37 – Diagrama del Tratamiento de Datos de la Generación Fotovoltaica	57
Fig. 38 – Diagrama del Tratamiento de Datos de la Batería	58
Fig. 39 – Ventana biblioteca Tkinter	59
Fig. 40 – Bloque izquierdo -Ventana Principal Datos.....	61
Fig. 41 – Bloque derecho -Ventana Principal Datos	62
Fig. 42 – Ventana Principal de Datos	63
Fig. 43 – Ventana de Consumos.....	64

Fig. 44 – Gráficas de la Batería	65
Fig. 45 – Demanda e Inyección en Red.....	65
Fig. 46 – Ventana de Batería	66
Fig. 47 – Ventana de Producción	66
Fig. 48 – Producción vs Consumo, Escenario 1	68
Fig. 49 – Demanda vs Inyección, Escenario 1	69
Fig. 50 – Curva SOC, Escenario 1.....	69
Fig. 51 – Producción vs Consumo, Escenario 2.....	70
Fig. 52 – Demanda vs Inyección, Escenario 2	71
Fig. 53 – Curva SOC, Escenario 2.....	71
Fig. 54 – Producción vs Consumo, Escenario 3.....	72
Fig. 55 – Demanda vs Inyección, Escenario 3	72
Fig. 56 – Curva SOC, Escenario 3.....	73
Fig. 57 – Costes Derivados del Funcionamiento.....	77
Fig. 58 – Ahorro Estimado	77
Fig. 59 – Flujo de Caja	79

Índice de Tablas

Tabla 1 – Producción horaria día medio mensual	20
Tabla 2 – Tarifas Eléctricas planteadas	34
Tabla 3 – Resumen Tarifario Industria.....	35
Tabla 4 – Resumen Tarifario Hogar	36
Tabla 5 – Tipos de objetos Modbus.....	45
Tabla 6 – Especificación DSP TMS320F28335.....	53
Tabla 7 – Datos base de los Casos.....	67
Tabla 8 – Resultados Obtenidos	73
Tabla 9 – Requerimientos del Sistema	74
Tabla 10 – Casos Presupuestos.....	76
Tabla 11 – Resumen Presupuesto	78

1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVO

Este proyecto abarca las gestiones de maniobra a realizar en una instalación eléctrica existente. Pudiendo dotar al sistema de una herramienta que permita prever las consignas de control para minimizar el coste energético.

El proyecto se subdivide en dos partes. La primera que consiste en el desarrollo de una herramienta matemática que determine consignas como la energía absorbida de la red horaria, la energía inyectada a la red horaria, la redistribución de las cargas a modo de suavizar los picos de consumo, control del estado de carga de la batería, consignas de carga y descarga de la batería.

Y la segunda, en la que se genera una red inteligente que implementa dicha herramienta matemática y genere un modelo, previendo las consignas de acción. Confiriendo un dispositivo maestro que pueda comandar el funcionamiento, dar las consignas de control al resto de los periféricos conectados a dicha red y a su vez autogestionarse ante posibles eventos que alteren el funcionamiento cotidiano del sistema.

Así, a partir de las mediciones, se pueden determinar las necesidades diarias, distribuir el consumo, analizar la evolución en el tiempo, controlar el rendimiento y jerarquizar los eventos para prevenir posibles puntos críticos.

1.2. ANTECEDENTES

A lo largo de los últimos años se han sucedido diferentes cambios en la legislación vigente referente a las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo. Con el paso del tiempo se ha fomentado o trabado el uso de energías renovables como fuentes de consumo para minimizar la dependencia de la Red Eléctrica de España.

El comienzo del desarrollo de las energías limpias comenzó con la aprobación un nuevo marco legislativo con La ley del Sector Eléctrico 54/1997, que permitió la incorporación y desarrollo de las energías renovables.

El siguiente gran cambio se produjo con el Real Decreto 661/2007, por el cual se animó y alentó a la inversión con la incorporación de las “primas a las renovables” proporcionando una gran rentabilidad para este tipo de proyectos. Sin embargo, al incentivarse de una manera tan desmesurada y estar vigente un marco regulatorio tan débil, la inversión se multiplicó de una manera descontrolada; dando como resultado una especulación de algunos inversores y produciendo el déficit tarifario que arrastramos hasta hoy día.

Todo esto cambió en el año 2008 con el recorte a las “primas a las renovables”. Posteriormente, de la mano de la Ley 24/2013, se produjo una modificación integral del sector eléctrico, ya que debido a la elevada penetración de las tecnologías de generación eléctrica renovables y la acumulación progresiva de desequilibrios anuales entre los ingresos y los costes de producción, llevó a la aparición de un déficit estructural. El objetivo de esta nueva ley fue el

de establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica.

A pesar de ello, el zenit de las políticas restrictivas para el autoconsumo llegó con el Real Decreto 900/2015, que planteaba un retroceso en todo el ámbito de políticas para impulsar la generación distribuida.

Se aprobó por vía de urgencia el Real Decreto 15/2018, abriendo un nuevo panorama en el sector del autoconsumo. A continuación, se detallan los puntos más significativos de este Real Decreto, así como la evolución respecto al anterior, que restringía el avance de la generación distribuida en forma de autoconsumo.

- ***Principios Fundamentales***

- I. Se reconoce el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin cargos.
- II. Se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores para aprovechar las economías de escala.
- III. Se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica, especialmente para las instalaciones de pequeña potencia.

- ***Modalidades de Autoconsumo***

Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor.

Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes. Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

1.3. JUSTIFICACIÓN

En vista de los cambios legislativos existentes, se impone la idea de Energy Manangement System (EMS) como alternativa al sistema de gestión predominante en la mayoría de consumos particulares, que disponen de una menor eficiencia y unos costes de operación mayores.

Si bien este cambio propone una remodelación total del sistema, también añade ideas de generación basadas en fuentes de energía renovable, así como de distintos sistemas de almacenamiento energético, dotando al sistema de una mayor gestión de sus recursos.

Por otra parte, este nuevo tipo de gestión también abarca un cambio en los hábitos y las estrategias de consumo, todo ello dirigido a obtener una mayor eficiencia a su vez que se realiza un mejor aprovechamiento de la energía. Este modelo de generación descentralizada además permite reducir los costes de la energía, así como reducir las pérdidas relacionadas con el transporte eléctrico.

Una de las causas que demoran la introducción de estos nuevos sistemas es la variabilidad que presentan las energías renovables. De ahí que sea necesario disponer de herramientas para gestionar el aprovechamiento de esta energía como son la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía o el balance de energía con la red.

De la misma manera cabe destacar que este tipo de sistemas pueden funcionar de manera aislada en caso de que se produzca una caída de red. Y debido a que disponen de un sistema de almacenamiento, les permite unas mayores posibilidades de gestión, permitiendo alterar las distintas estrategias de gestión energética en función de los acontecimientos posibles.

1.4. VIABILIDAD

Se ha elaborado un prototipo basado en la plataforma de desarrollo BeagleBone Black. Esta plataforma es un “single board computer” (SBC) de bajo coste fácilmente integrable como un sistema empotrado en un equipo comercial.

Además de lo expuesto el procesador AM335x incorporado en la BeagleBone Black dispone de toda la documentación necesaria para la futura migración a otros dispositivos de elaboración propia.

Como último punto a destacar, cabe añadir que para la realización inicial del prototipo se hará uso de máquinas virtuales que posteriormente serán migradas a las BeagleBone Blacks.

Para demostrar la viabilidad económica de este proyecto, se ha realizado un estudio económico avalando la implantación de este tipo de sistemas de autogestión.

Por todo lo expuesto, el gestor energético detallado en el presente documento cumple las expectativas tecnológicas y financieras objetivo y hacen de él un desarrollo adaptado a las condiciones del presente, pero con aspiración de aplicación inmediata para la vida cotidiana del futuro.

2. PRESENTACIÓN DEL SISTEMA

El EMS (Energy Management System o Sistema de Administración de Energía) es una solución global y una herramienta eficiente en la que los datos de energía se adquieren de forma automatizada. A través de la monitorización y análisis técnico de las instalaciones proporciona informes sobre los resultados energéticos y aconseja para optimizar las prestaciones energéticas.

El funcionamiento gira en torno a tres puntos clave: cuánta energía se consume, cómo y cuándo. El EMS puede gestionar el consumo en tiempo real e identificar alternativas para mejorar la eficiencia energética de los hogares o las industrias, así como otros tipos de consumidores.

Sin embargo, todo esto no sería posible sin una Smart Grid que interconecte todos los dispositivos y permitiera una comunicación fluida entre los mismos; pudiendo monitorizar y medir el comportamiento eléctrico de cada uno de los aparatos que están conectados a la infraestructura.

Valiéndose de Internet, una Smart Grid usa herramientas informáticas y domóticas, capaces de responder automáticamente a las fluctuaciones de la producción de la energía, pero también de la demanda.

2.1. DEFINICIÓN ESQUEMA GENERAL DEL DISEÑO

Llegados a este punto, se presenta el concepto general del desarrollo del sistema EMS.

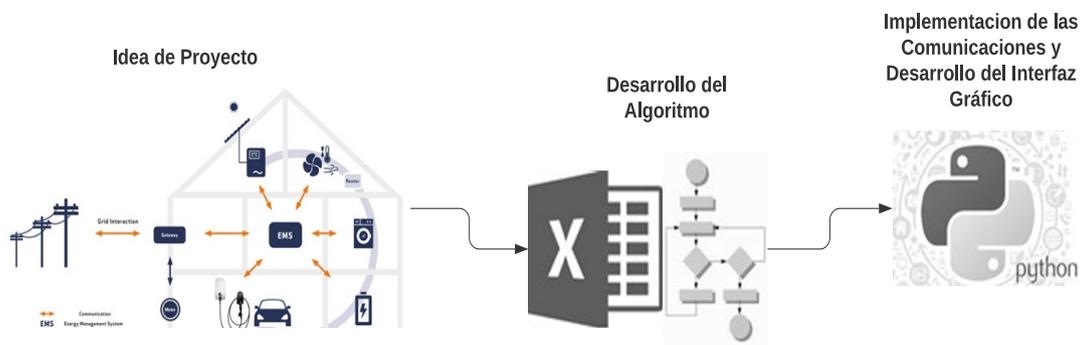


Fig. 1 – Esquema general de Diseño del Proyecto

Del esquema de la figura 1 se deduce que es necesario el desarrollo de un algoritmo capaz de generar las consignas de acción pertinentes para que el sistema puede dar servicio a un hogar o industria de la manera más eficiente. La segunda parte del proyecto engloba la implantación del EMS en un prototipo, completando las comunicaciones, generando un interfaz gráfico y sintetizando el algoritmo dentro de las posibilidades técnicas.

2.2. ESQUEMA DEL SISTEMA EMS

El sistema de prototipado tiene un comportamiento tal y como se refleja en la figura 2, que representa el diagrama de flujo de las tareas del EMS.

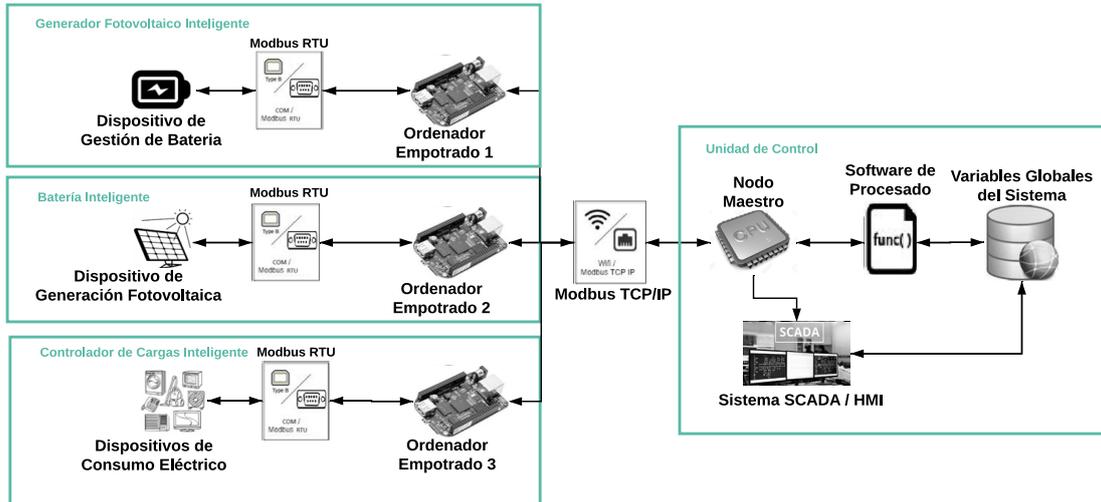


Fig. 2 – Esquema del Sistema EMS

De izquierda a derecha en la figura, el sistema es el encargado de obtener información de los consumos eléctricos existentes, así como de dar consignas de acción sobre los consumos, predecir y medir la generación Fotovoltaica y controlar la carga y descarga de la batería.

En la parte derecha, se introduce el nuevo bloque funcional. Este será conocido a partir de ahora como Unidad de Control. Este script es el encargado de, a partir de la información anterior, generar un pronóstico del funcionamiento global de la instalación con el que se mejore la eficiencia tanto técnica como económica.

Estas dos partes están interconectadas a partir de un sistema de comunicaciones desarrollado mediante el protocolo estándar Modbus.

La forma en la que el cliente final tiene acceso a estos datos es a través de un interfaz gráfico que permita configurar, interactuar y comandar el sistema energético.

2.3. COMPOSICIÓN DE LA MEMORIA DEL PRESENTE TRABAJO

El presente proyecto. consta de dos partes la primera que consiste en el desarrollo de un algoritmo EMS, capaz de determinar los costes asociados a diferentes tipos de funcionamiento impuestos por el régimen tarifario.

Y la segunda, que consiste en la implantación de este algoritmo en un prototipo a tiempo real que permita soportar las variabilidades propias del funcionamiento imperfecto de consumos, cargas y generación.

El primer punto a tratar es el desarrollo del algoritmo de gestión EMS que está dispuesto en la sección 3 y posteriormente se hace hincapié en la implantación del sistema en tiempo real en el sistema empotrado.

El diagrama de flujo presenta de una manera estructurada cómo se subdividen los capítulos de la segunda parte del proyecto.

- Sección 4: Desarrollo de la unidad de control e implementación del algoritmo de gestión.
- Sección 5: Comunicación entre nodos vía Modbus
- Sección 6: Periféricos basados en el procesador digital de señales
- Sección 7: Interfaz de usuario, visualización de los datos registrados y generados

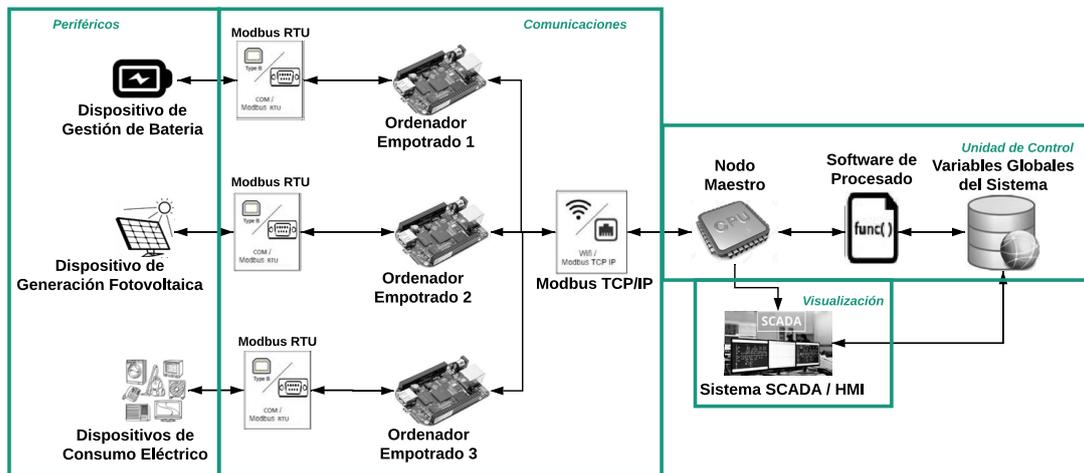


Fig. 3 – Capítulos de la memoria del Diagrama de Flujo del Sistema EMS

3. DESARROLLO DEL ALGORITMO EMS EN EXCEL

Una vez conocido el propósito del proyecto, se plantea realizar un sistema que permita generar un algoritmo para la gestión energética del EMS.

Para ello se ha decidido realizar la base de los cálculos con Excel. De esta manera se realizan los algoritmos previamente con esta herramienta, y posteriormente se implementarán en un sistema a tiempo real.

El algoritmo en su conjunto se compone de los siguientes puntos:

- Estimación de la Irradiancia incidente
- Cálculo de la Generación Fotovoltaica prevista
- Cálculo de la Generación Eléctrica prevista
- Sistema Tarifario planteados
- Perfiles de Consumo planteados
- Modelo Tarifa 2.0 A y 2.1 A
- Modelo Tarifa 2.0 DHA y 2.1 DHA
- Modelo Tarifa 2.0 DHS y 2.1 DHS
- Comparativa Económica de las Tarifas

3.1. ESTIMACIÓN DE LA IRRADIANCIA INCIDENTE

Para la estimación de la producción de energía solar fotovoltaica que produce anualmente una instalación se recurre a la base de datos de Photovoltaic Geographical Information System, de ahora en adelante PVGIS, que es de acceso público y que proporciona mapas de irradiación y asistentes para el cálculo de la energía solar aprovechable. También permite obtener información de las coordenadas geográficas para una ubicación determinada.

Para entenderlo con mayor detalle se pretende explicar el funcionamiento de las ecuaciones que rigen PVGIS para una mayor comprensión de los conceptos posteriores, relacionados con la generación fotovoltaica.

3.1.1 INCLINACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Como primer punto a explicar se plantea el ángulo de declinación (δ); éste es el formado entre el plano elíptico de la trayectoria de la Tierra alrededor del sol y el ecuador, y varía a lo largo del año.

El ángulo de inclinación óptimo de los paneles depende de este ángulo y de la latitud a la que se encuentran los paneles. Para calcularlo se emplea la siguiente expresión:

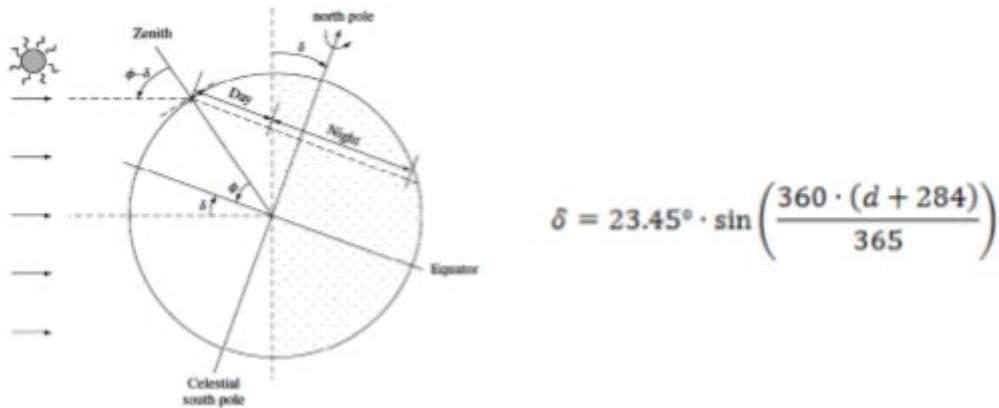


Fig. 4 – Ángulo de Declinación

3.1.2 CÁLCULO DEL PARÁMETRO AM

Otro parámetro importante es el concepto de masa de aire, de ahora en adelante AM, este parámetro modela la absorción de la radiación solar en la atmósfera en función del ángulo de entrada, es decir, la proporción de atmósfera que atraviesa la radiación en un camino vertical. Se calcula mediante la siguiente expresión:

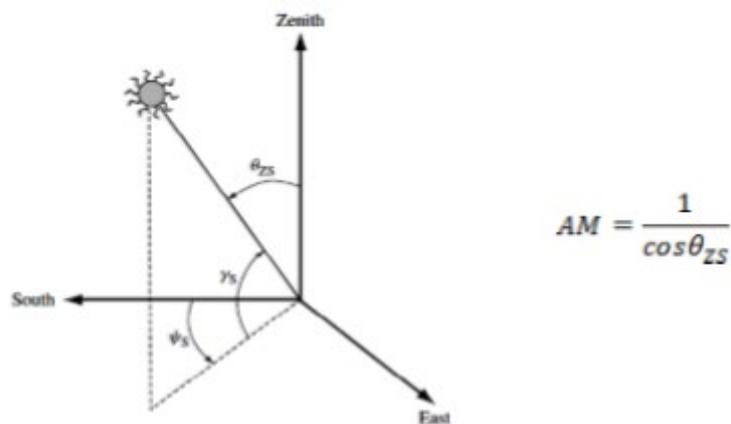


Fig. 5 – Masa de Aire

Pudiendo hallar θ_{zs} , el ángulo de elevación solar, mediante relaciones trigonométricas. Se determina la ecuación 1, donde δ es la latitud de la ubicación y ω la hora solar.

$$\theta_{zs} = \arcsin(\sin(\delta) \cdot \sin(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\phi)) \quad (1)$$

3.1.3 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN

A partir del valor del parámetro AM y la constante solar (Irradiancia Extraterrestre, I_0), se puede determinar la radiación sobre una superficie perpendicular.

$$I_{perpendicular} = I_0 * 0.7^{AM^{0.678}} \left(W/m^2 \right) \quad I_0 = 1366 \left(W/m^2 \right) \quad (2)$$

Sin embargo, el resultado de la radiación que arriba a los paneles no es simplemente la radiación directa, sino que esta también se ve aumentada por la radiación difusa, que se estima en días soleados, en torno a un 10% de la directa, con lo queda la radiación global como el 110% de la radiación directa.

$$I_{horizontal} = 1.1 * I_{perpendicular} \left(W/m^2 \right) \quad (3)$$

Al instalar los módulos fotovoltaicos ha de fijarse una inclinación (β), la latitud de la propia instalación(ϕ), y una orientación acimutal (α) salvo que se utilicen seguidores de uno o varios ejes. Esto hará que se aproveche solo una parte de la radiación perpendicular, en función del ángulo de la superficie receptora con la dirección de la radiación solar (θ_s), siendo:

$$\theta_s = \text{acos} ((\sin(\delta) \cdot \sin(\phi) \cdot \cos(\beta)) - (\text{sign}(\phi) \cdot \sin(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\alpha)) + (\cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\omega)) + (\text{sign}(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\alpha) \cdot \cos(\omega)) + (\cos(\delta) \cdot \sin(\alpha) \cdot \sin(\omega) \cdot \sin(\beta))) \quad (4)$$

Dando como irradiancia global sobre una superficie inclinada:

$$I_{Global\ Inclinado} = I_{perpendicular} * (0.1 + \cos(\theta_s)) \left(W/m^2 \right) \quad (5)$$

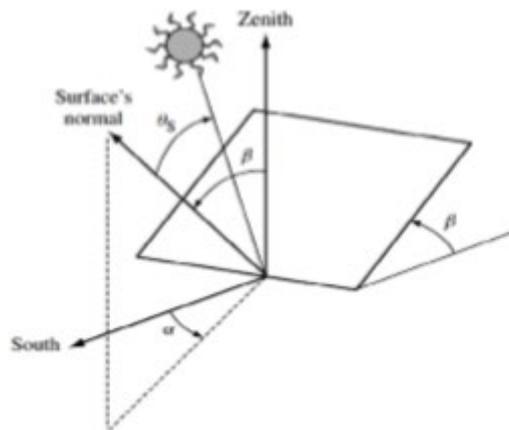


Fig. 6 – Irradiancia Global sobre una Superficie Inclinada

3.2. CÁLCULO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PREVISTA

Con esta breve introducción teórica y conociendo las características que utiliza PVGIS para la parametrización de la instalación:

- Localización de la instalación, es decir, latitud y longitud de la misma.
- Orientación de las placas fotovoltaicas, es decir, el azimut y el ángulo con respecto al plano horizontal.
- El área efectiva de las placas instaladas.
- La eficiencia de las placas instaladas.

Y suponiendo unas pérdidas asociadas a la instalación, a modo de pérdidas en el cableado, eficiencia del inversor, suciedad en los paneles fotovoltaicos, etc. Se puede realizar los cálculos pertinentes para calcular la generación existente para una instalación dada.

Como localización para la base de cálculo se ha seleccionado Valencia, en concreto las coordenadas: 39°44'30" Norte, -0°37'61" Oeste. Tomando como ángulo de inclinación de los paneles, el óptimo (36°) y un azimut de (-1°). “Los parámetros necesarios se extraen de las hojas de características de las placas; menos las pérdidas por instalación, las cuales son difíciles de caracterizar de forma exacta, por lo que se utiliza un valor estándar”). Este valor suele oscilar entre un 20% y un 30%.

Cabe destacar que la Potencia nominal del sistema FV de referencia será de 1.0 kW (silicio cristalino) pico.

La fuente del PVGIS es: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html . En esta dirección se puede hallar un interfaz semejante al que se observa en la figura 7 y del que se puede extraer cierta información relevante.

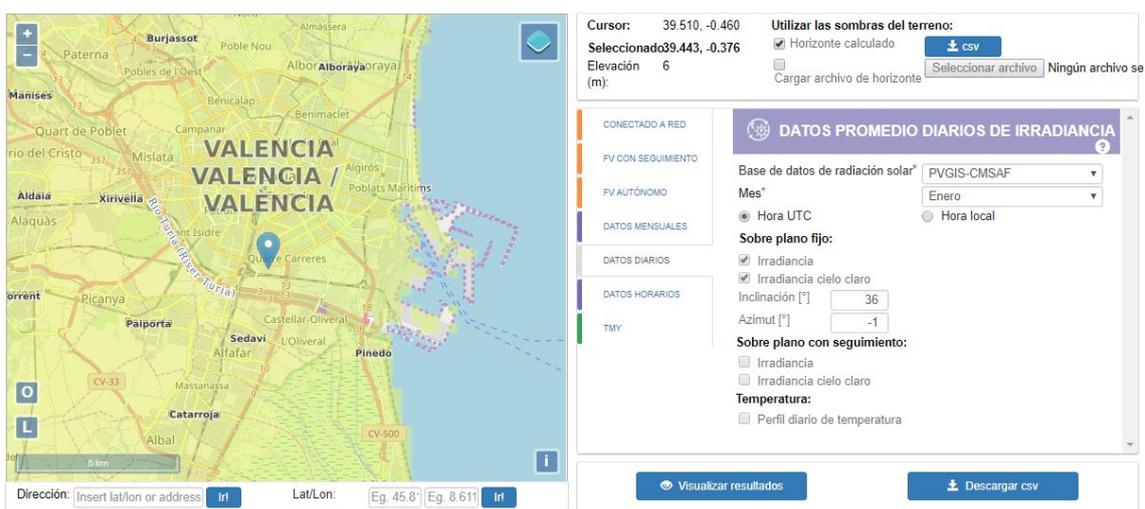


Fig. 7 – Web de PVGIS para la obtención de la radiación

Los parámetros a destacar en la búsqueda a través del PVGIS se pueden diferenciar en dos grupos, los globales de cada mes y los propios de la fluctuación en la irradiación de un día para cada mes.

- Parámetros Mensuales

Ed: Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh).

Em: Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh).

Hd: Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m²).

Hm: Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²).

- Parámetros Diarios

G: Irradiancia global sobre un plano fijo (W/m²/kWp).

Gd: Irradiancia difusa sobre un plano fijo (W/m²/kWp).

Gc: Irradiancia global cielo claro sobre un plano fijo($W/m^2/kWp$).

En base a la información obtenida se puede generar una curva que representa la Irradiancia global sobre el plano horizontal para cada uno de los meses.

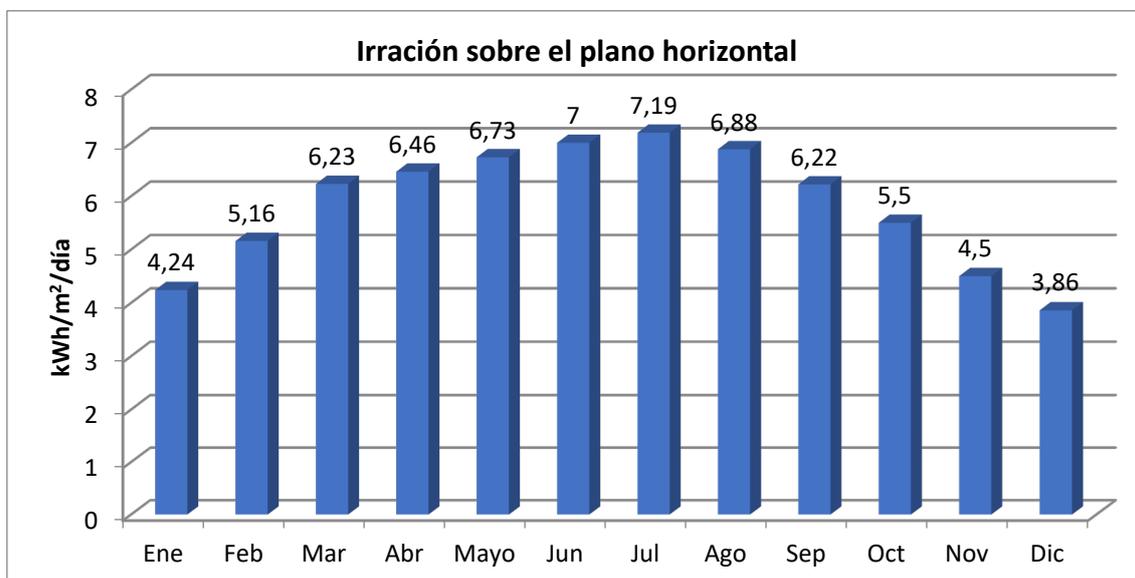


Fig. 8 – Irradiación sobre el Plano fijo en función del Mes

Por otra parte, de esta misma base de datos también se pueden extraer como información relevante la irradiación global sobre un plano fijo para cada cuarto-horario de cada uno de los meses. Pudiéndose vislumbrar las horas de amanecer y anochecer del día en cuestión (en la figura 9 se puede ver un ejemplo de una curva de irradiancia generada), ya que el fichero base es de un día tipo en los distintos meses.

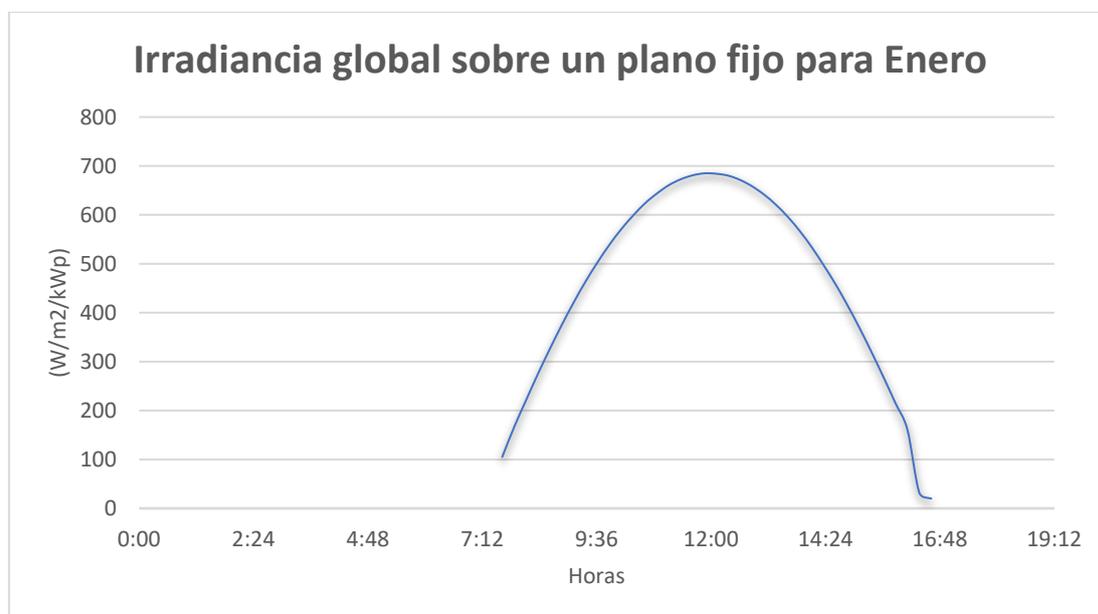


Fig. 9 – Irradiación global sobre un plano fijo para enero

3.3. CÁLCULO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA PREVISTA

Una vez obtenidos los parámetros necesarios de la base de datos del PVGIS, se procede a calcular la energía horaria producida.

Para ello previamente se debe calcular el factor PR. Este factor relaciona la producción de electricidad media diaria por el sistema dado. Con la media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado. Su cálculo se expresa en la siguiente ecuación.

$$PR \left[1/m^2 \right] = \frac{Ed[kWh]}{Hd[kWh/m^2]} \quad (6)$$

El siguiente paso para calcular la energía horaria producida. Para ello se realiza el producto de la potencia pico instalada por la irradiancia global sobre un plano fijo y el factor PR calculado previamente. Su expresión es la siguiente:

$$E_{c-h} = G \left[\frac{W}{m^2} \right] * PR \left[1/m^2 \right] * P_{pico}[kWp] \quad (7)$$

Por lo tanto, la energía horaria producida es el sumatorio de la energía de los 4 cuarto-horarios presentes en cada hora. Haciendo esta operación para cada uno de los meses se obtiene como resultado la producción horaria día medio mensual; siendo esta la fuente de información de la generación fotovoltaica para los cálculos posteriores.

Tabla 1 – Producción horaria día medio mensual

PRODUCCIÓN HORARIA DÍA MEDIO MENSUAL												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6:00	0.00	0.00	0.00	0.13	0.52	0.67	0.67	0.24	0.00	0.00	0.00	0.00
7:00	0.00	0.00	0.96	1.75	2.15	2.19	2.17	1.75	1.14	0.28	0.00	0.00
8:00	1.06	2.62	3.98	4.53	4.84	4.90	4.85	4.51	3.83	3.07	1.60	0.75
9:00	4.69	5.97	7.27	7.49	7.65	7.78	7.69	7.55	6.90	6.20	4.99	4.06
10:00	7.54	8.82	10.09	10.03	10.06	10.30	10.18	10.23	9.59	8.86	7.75	6.93
11:00	9.55	10.84	12.09	11.83	11.78	12.12	11.98	12.17	11.53	10.74	9.68	8.98
12:00	10.57	11.88	13.12	12.74	12.65	13.06	12.91	13.17	12.52	11.69	10.66	10.01
13:00	10.54	11.85	13.08	12.71	12.63	13.03	12.89	13.14	12.50	11.67	10.64	9.99
14:00	9.48	10.76	12.01	11.74	11.70	12.03	11.90	12.08	11.45	10.66	9.61	8.91
15:00	7.44	8.70	9.96	9.89	9.93	10.17	10.05	10.09	9.46	8.74	7.64	6.84
16:00	4.58	5.83	7.12	7.34	7.49	7.62	7.54	7.38	6.75	6.06	4.89	3.97
17:00	0.83	2.53	3.85	4.38	4.69	4.74	4.69	4.35	3.70	2.97	1.41	0.27
18:00	0.00	0.16	0.96	1.64	2.03	2.06	2.04	1.65	1.07	0.39	0.00	0.00
19:00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.60	0.69	0.68	0.29	0.03	0.00	0.00	0.00
20:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

21:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

De esta misma tabla se puede representar la distribución de energía generada para cada hora de cada uno de los meses, pudiéndose así observar su variabilidad.

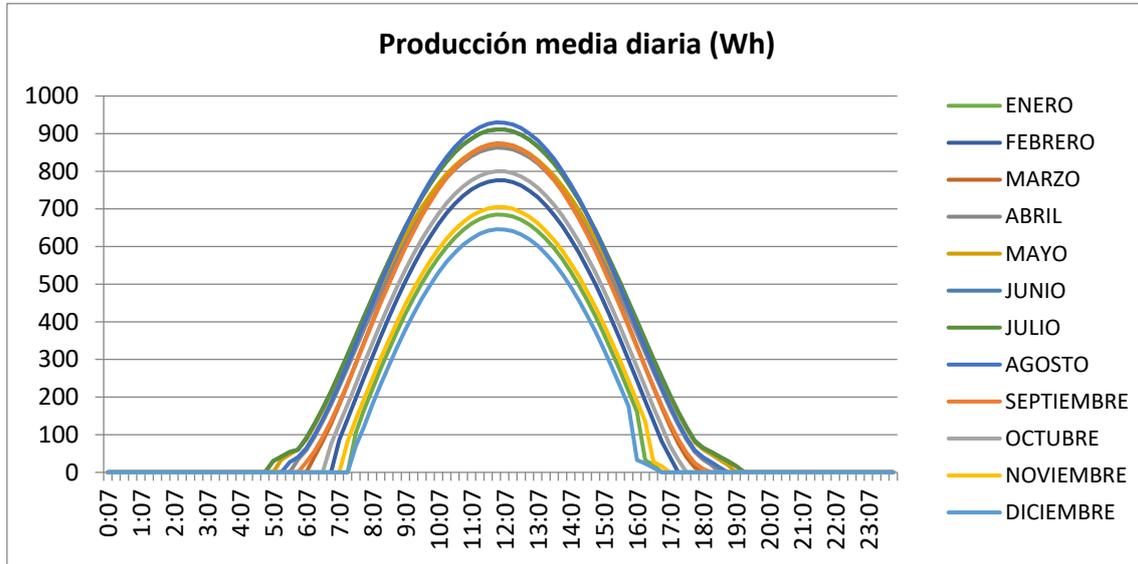


Fig. 10 – Producción media diaria (Wh)

3.4. SISTEMAS TARIFARIOS PLANTEADOS

Para abordar los diversos casos, se pretende realizar una comparación entre las diferentes situaciones que nos plantea el sistema tarifario español.

Esto se debe a que en función de la tarifa contratada las condiciones de contorno cambian, alterando los precios en función de las horas a las que se pretenda abastecerse o volcar energía en la Red.

Por ello se presentan los 6 tipos de tarifas puestas a estudio, segregándolas en los 3 tipos de discriminaciones horarias propuestas en este estudio.

- **Tarifa 2.0A y Tarifa 2.1A**
- **Tarifa 2.0 DHA y Tarifa 2.1 DHA**
- **Tarifa 2.0 DHS y Tarifa 2.1 DHS**

En la figura 11, se presenta una tabla resumen que permite vislumbrar de una manera simple los casos planteados, pudiéndose observar las diferencias entre las discriminaciones horarias.

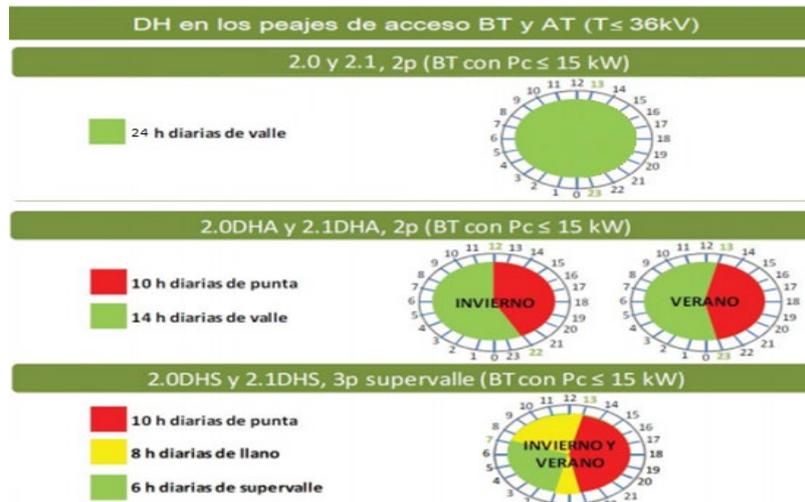


Fig. 11 – Discriminación horaria de los peajes de Acceso

3.5. PERFILES DE CONSUMO PLANTEADOS

Puesto que se requiere unas medidas de consumo para plantear las ecuaciones, se consideran dos modelos.

Uno para un consumo de hogar y otro para un consumo industrial, de modo que se estima para cada hora del año, el consumo generado por un hogar medio y el consumo generado por una industria, para que así queden totalmente descritas las tablas de consumos.

Para este estudio se asume una energía reactiva igual a 0 en todo momento. Considerando únicamente la energía y la potencia activas en dichos modelos.

Hay una gran diferencia entre una instalación industrial en la que una gran parte del consumo eléctrico se da durante las horas diurnas, y una instalación doméstica en la que el consumo más alto se da por la noche. Por ello las estrategias en cada uno de los ámbitos distara uno del otro.

Las características que presentan los consumos de un hogar tipo, se corresponden con un pico de consumo en las últimas horas del día, así como un incremento gradual del consumo desde primeras horas del día hasta alcanzar su valor máximo a media noche. A continuación, en la figura 13, se representa una gráfica donde quedan detalladas 48 h en la evolución del consumo de tipo hogar.

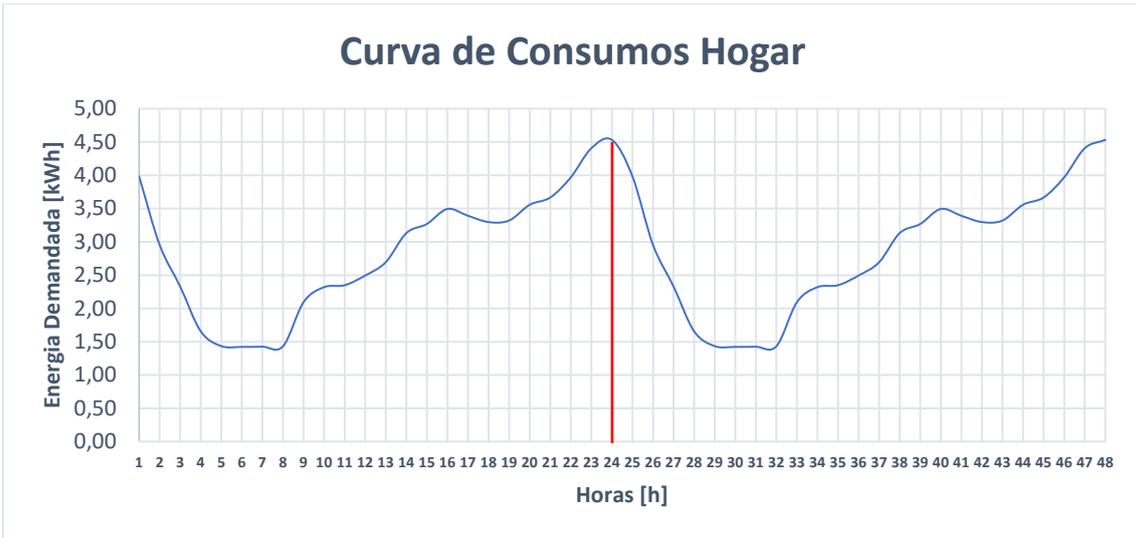


Fig. 12 – Curva de Consumos en un Hogar en 48h

Las características que presentan los consumos de una industria tipo, se corresponden por tener un consumo prolongado desde las 10h hasta las 24h. Teniendo el pico de consumo máximo a medio día. A continuación, se representa una gráfica donde quedan detalladas 48h en la evolución del consumo de tipo industria.

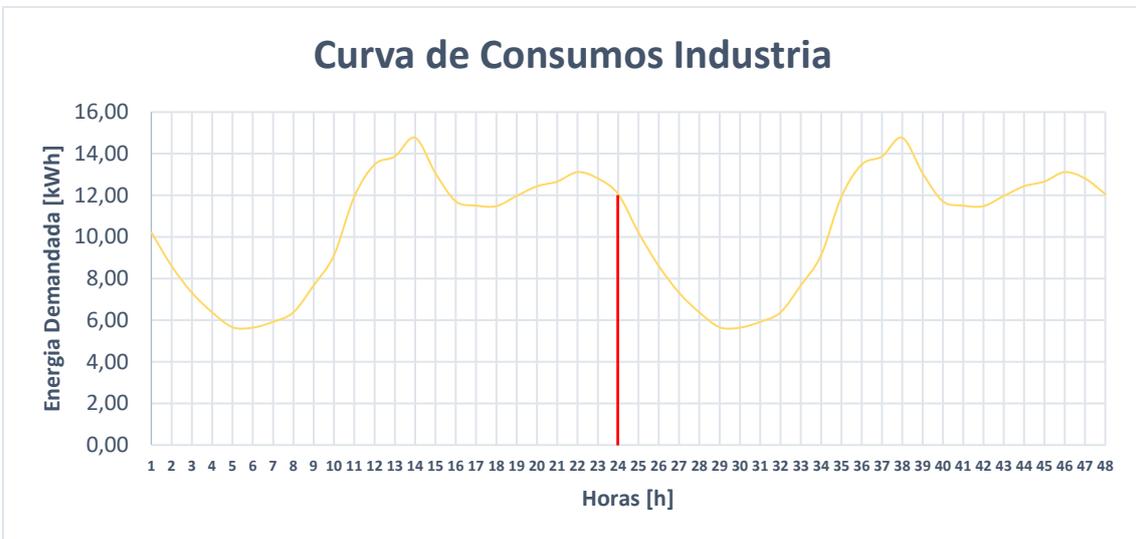


Fig. 13 – Curva de Consumos en la Industria en 48h

3.6. MODELO DE TARIFA 2.0 A Y 2.1 A

3.6.1 REGULACIÓN TARIFA 2.0 A Y 2.1 A

Este tipo de tarifas se caracterizan por no premiar ni castigar el consumo discriminado por horas, la consigna que ha de primar ha de ser la de minimizar la potencia contratada. De modo que se intenta atenuar los picos de consumo.

Como parámetros de control para la nivelación se tiene en cuenta la potencia máxima contratada, así como una estimación porcentual de las cargas que pueden ser consideradas cargas desplazables, es decir, que se pueden reorganizar en el tiempo.

A continuación, en la figura 14 se muestra un diagrama de flujo que describe el proceso de nivelación.

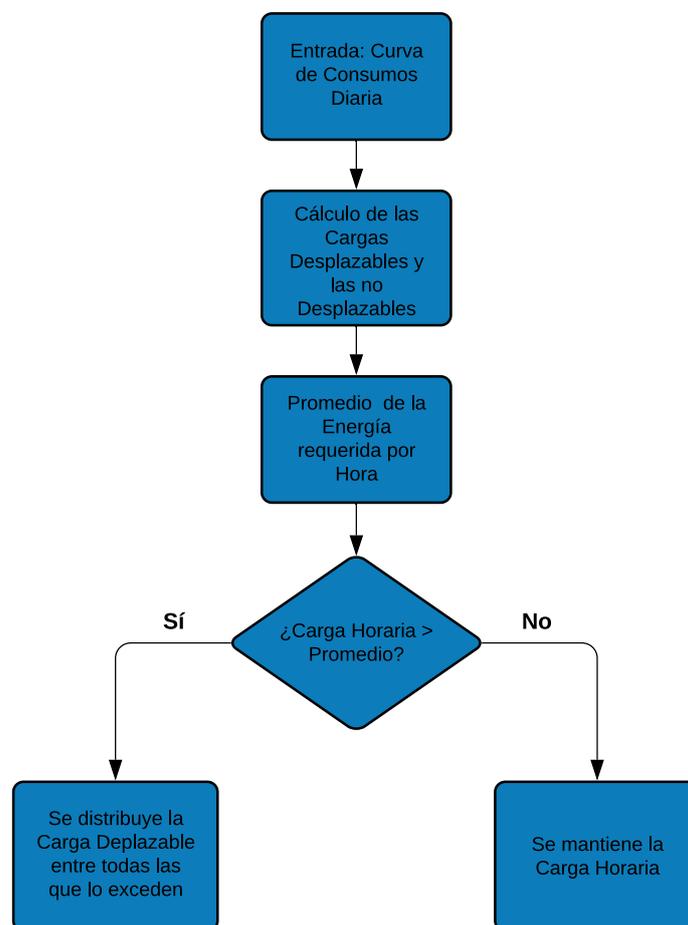


Fig. 14 – Método de Nivelación para la Tarifa 2.0 A y 2.1 A

Como primer paso se calcula la media horaria de consumos y posteriormente se procede a reubicar las cargas desplazables de las horas con mayores consumos totales a horas en que la energía global requerida sea menor. Generando una curva de demanda más suavizada.

También se comprueba que la regulación ofrece una solución coherente técnicamente. Es decir, que la energía necesaria para una determinada hora exceda siempre la energía mínima requerida por las cargas no desplazables.

Una vez obtenida la nueva curva de demanda, se procede a realizar el balance, que sirve para proporcionar información sobre el funcionamiento de la batería, así como la demanda e inyección desde la red.

3.6.2 BALANCE TARIFA 2.0 A Y 2.1 A

Como parámetros de control para el balance energético se pretende hacer uso de los siguientes factores: Potencia Contratada [kW], la cual fija el consumo máximo permitido desde la red; la Capacidad Batería Real [kWh], que viene proporcionada por el producto de la Capacidad Batería [kWh] y la Profundidad de Descarga [%]; la Potencia Pico Instalada [kW], que determina la capacidad generadora fotovoltaica de la instalación; y por último el porcentaje de Cargas Desplazables [%], que fija la cantidad de energía susceptible de ser reorganizada.

Una vez conocidos estos parámetros el sistema calcula en función de las curvas adquiridas anteriormente, la energía que requiere el sistema en todo momento. Este parámetro será conocido como Energía Requerida.

La energía producida es la referente al cálculo comentado en el punto “3.3 CÁLCULO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA PREVISTA” ajustada a la potencia pico instalada.

En el siguiente flujograma se puede observar los pasos del algoritmo.

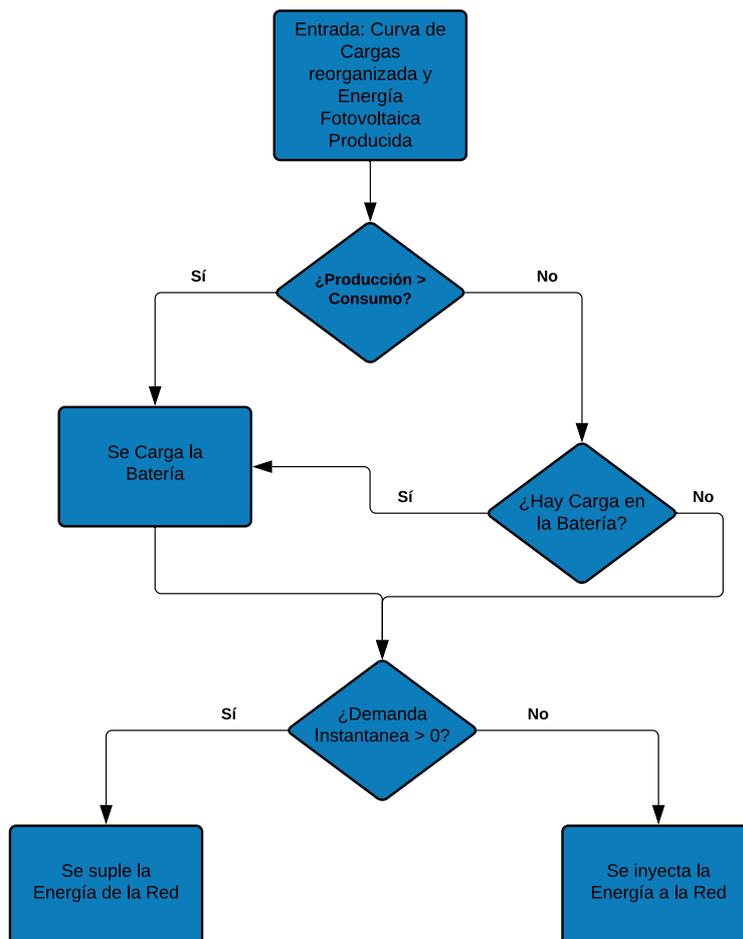


Fig. 15 – Método de Balance para la Tarifa 2.0 A y 2.1 A

A partir de la diferencia entre lo producido y lo requerido, se calcula la diferencia neta. En este punto se plantean diferentes posibilidades. Si la diferencia neta es positiva se traslada este excedente de carga a la batería, en caso contrario, si la diferencia neta es negativa se intenta suplir la demanda con la carga almacenada en la batería. En caso de que la batería no pueda abastecer la demanda instantánea se suple la energía restante desde la red. Como último punto por comentar, en caso de que la batería se encuentre en pleno estado de carga, la batería inyectaría los excedentes a la red.

Tras realizar estas operaciones para las horas de un año natural, se pueden extraer diferentes valores interesantes, como son el estado de la batería para cualquier instante, la energía requerida por el sistema desde la red, la energía inyectada por el sistema a la red, así como las consignas de carga y descarga para cada instante.

3.7. MODELO DE TARIFA 2.0 DHA Y 2.1 DHA

3.7.1 REGULACIÓN TARIFA 2.0 DHA Y 2.1 DHA

Este tipo de tarifas se caracterizan por discriminar el coste de la energía en función de la hora en la que se produzca, de manera que si se consume en el periodo *valle* el coste es menor que en periodo *punta*. Esto es debido a que se intenta primar que la demanda sea constante a todas horas. Este hecho puede parecer contradictorio; sin embargo, debido a que la topología del sistema eléctrico no permite almacenar energía en grandes cantidades de una manera eficiente, se obliga a que la energía generada sea consumida al instante. Puesto que hay horas donde la demanda se acentúa porque la amplia mayoría de los usuarios quiere hacer uso de ella, se incrementan los precios de mercado de dichas horas, estas horas son conocidas como periodo *punta*; y en consecuencia se devalúan los precios de mercado de las horas en las que hay un menor número de usuarios, estas otras horas son las conocidas como periodo *valle*.

Debido a que los precios fluctúan en función de las horas de consumo, la consigna que ha de primar debe ser la de minimizar la potencia contratada a la vez que incentivar el consumo en el denominado el periodo *valle*. Debido a esto se intenta atenuar los picos de consumo generales y minimizar el consumo en el periodo *punta*.

Como parámetros de control para la nivelación se tendrán en cuenta la potencia máxima contratada, así como una estimación porcentual de las cargas que pueden ser consideradas cargas desplazables, es decir, que se pueden reorganizar en el tiempo.

A continuación, se muestra un diagrama de flujo que describe el proceso de nivelación.

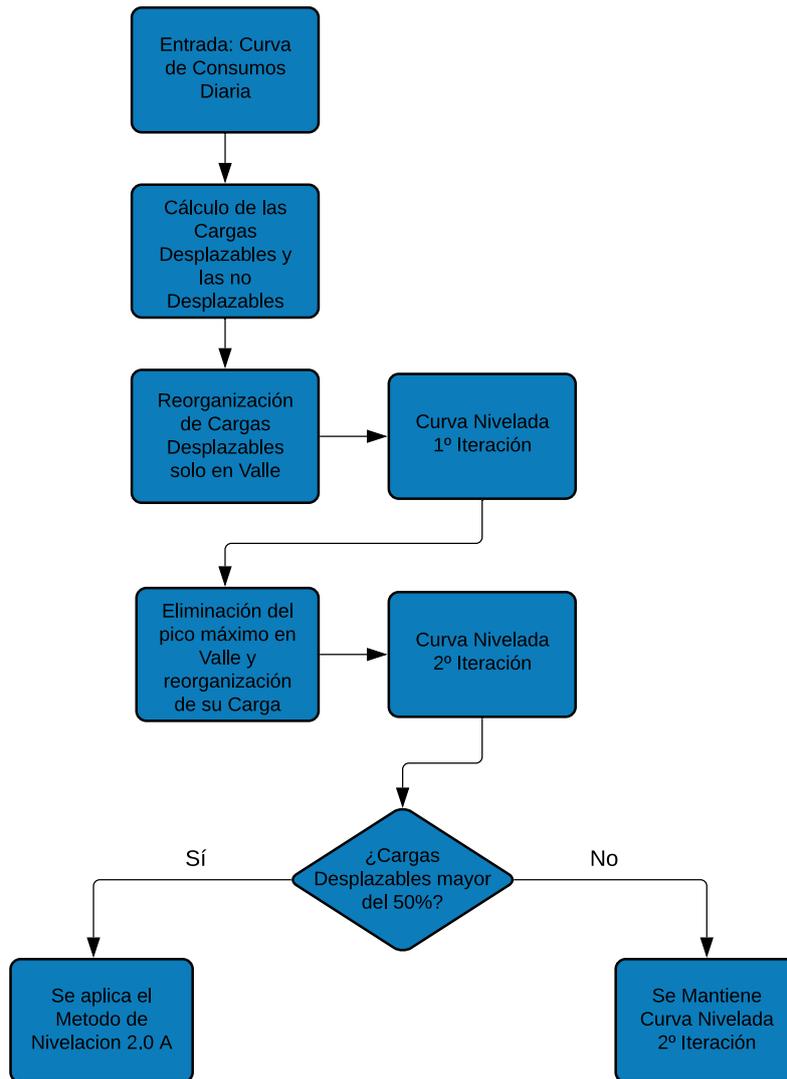


Fig. 16 – Método de Nivelación para la Tarifa 2.0 DHA y 2.1 DHA

Como se puede observar en el flujograma, el proceso de nivelación consiste en reubicar el promedio de las cargas desplazables pertenecientes al periodo *punta*, hacia el periodo *valle*. De este modo se obtiene una curva sin cargas desplazables en el periodo *punta*, a esta curva la denominamos Curva Nivelada 1º Iteración. Posteriormente se estima el pico máximo de consumo en el periodo *valle*, el cual se minimiza hasta el valor de carga no desplazable, repartiendo el volumen de sus cargas programables entre el resto de las horas del periodo *valle*, dando como resultado la Curva Nivelada 2º Iteración.

Puesto que el porcentaje de cargas desplazables puede variar de manera aleatoria, se añade una condición suplementaria, que será la encargada de no eliminar de una manera excesiva las cargas en el periodo *punta*, de modo que si el porcentaje de cargas desplazables no supera el 50%, la curva de demanda resultante será la curva nivelada 2º iteración, en cambio si este porcentaje supera el 50% esta técnica puede incurrir en un error, por lo tanto se asume que para valores de cargas programables mayor al 50%, se tomaría como curva de nivelación la resultante de la suma de las cargas no desplazables más el promedio de la suma total de cargas desplazables.

Cabe destacar que, debido al cambio de estaciones, se trabaja en dos regímenes diferentes, los meses de verano y los de invierno, como consecuencia el periodo *punta* y el periodo *valle* se alteran, produciendo cambios significativos en las curvas resultantes. Esto se ha tenido en cuenta para la realización del sistema.

3.7.2 BALANCE TARIFA 2.0 DHA Y 2.1 DHA

Como parámetros de control para el balance energético se hace uso de los siguientes factores: Potencia Contratada [kW], la cual fija el consumo máximo permitido desde la red; la Capacidad Batería Real [kWh], que viene proporcionada por el producto de la Capacidad Batería [kWh] y la Profundidad de Descarga [%]; la Potencia Pico Instalada [kW], que determina la capacidad generadora fotovoltaica de la instalación; el porcentaje de cargas desplazables [%] que fija los límites de reubicación de energía; y por último la Histéresis Batería [%] y la Carga desde la RED [%], estos dos parámetros fijan el estado medio en el que se pretende tener la carga la batería, haciendo uso de la energía proveniente del suministro eléctrico y la máxima capacidad que se permite de carga respecto a la potencia contratada en tanto por cien.

La adición de estos dos últimos parámetros se corresponde al hecho de que en este tipo de tarifas se bonifica consumir a ciertas horas del día, por lo que haciendo uso de la batería suena coherente abastecerse en estos momentos en los que el coste de la energía es menor, para suplir las cargas en el periodo *punta*, donde los costes de la energía son mayores.

Una vez conocidos estos parámetros, el sistema calcula en función de las curvas adquiridas anteriormente, la energía que requiere el sistema en todo momento. Este parámetro será tratado como Energía Requerida.

La energía producida es la referente al cálculo comentado en el punto “3.3 CÁLCULO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA PREVISTA” ajustada a la potencia pico instalada.

En el siguiente flujograma se puede observar los pasos del algoritmo:

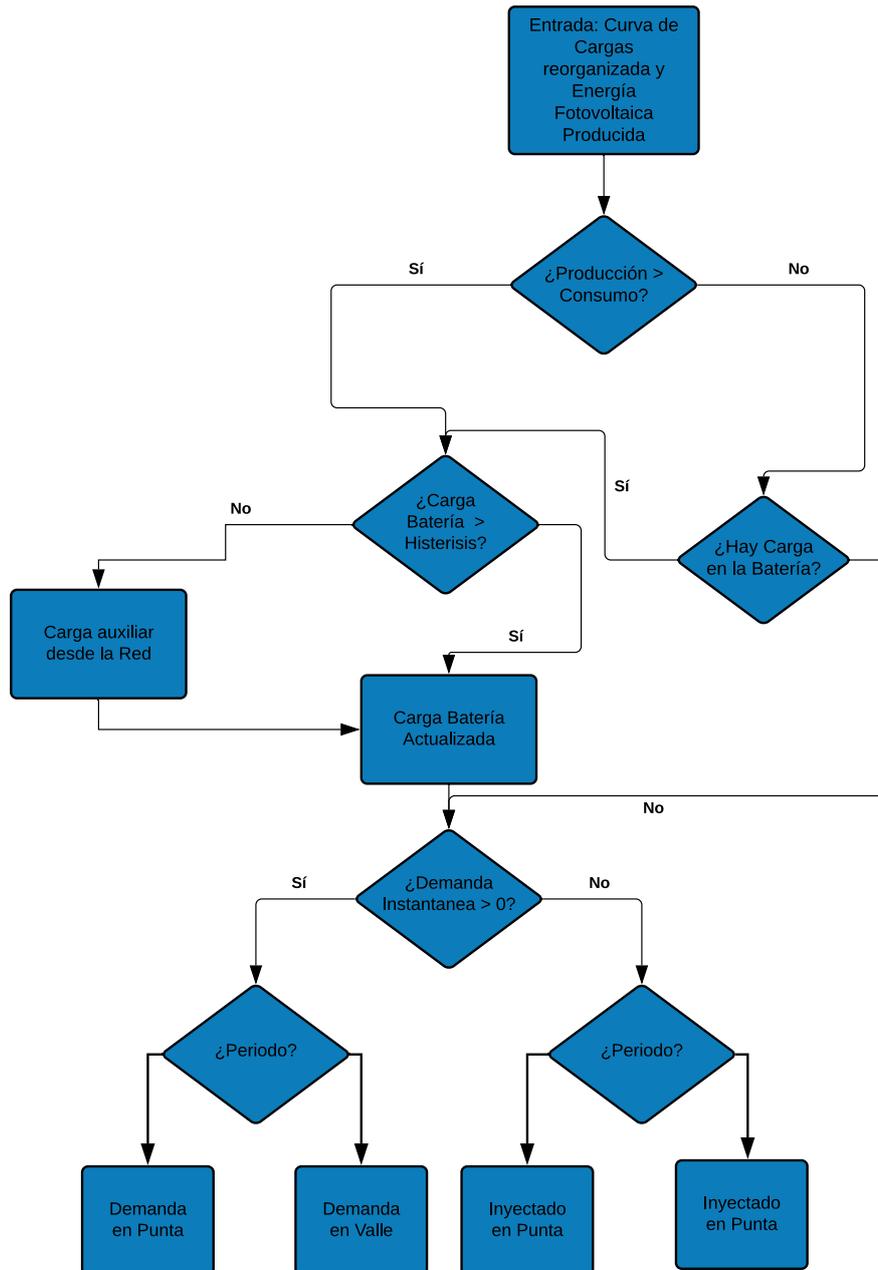


Fig. 17 – Método de Balance para la Tarifa 2.0 DHA y 2.1 DHA

A partir de la diferencia entre lo producido y lo requerido, se calcula la diferencia neta. En este punto se plantean diferentes posibilidades; si la diferencia neta es positiva se traslada este excedente de carga a la batería, en caso contrario, si la diferencia neta es negativa se intenta suplir la demanda con la carga almacenada en la batería. En caso de que la batería no pueda abastecer la demanda instantánea se sule la energía restante desde la red.

Por otra parte, tras la carga o descarga de la batería se comprueba su estado de carga, en caso de ser menor que la Histéresis y estar trabajando en un periodo *valle*, se procede a realizar una carga auxiliar desde la red hasta alcanzar el valor mínimo de la Histéresis. Como se ha mencionado esto solo se produce en periodos *valle* y cuando la carga total en la batería es menor que la dictada por la Histéresis impuesta. Además, la potencia de carga queda limitada por el factor Carga desde la red.

Como último punto por comentar, en caso de que la batería se encuentre en pleno estado de carga, la batería inyectaría los excedentes a la red.

Tras realizar estas operaciones para las horas de un año natural, se pueden extraer diferentes valores aprovechables, como son el estado de la batería para cualquier instante, la energía requerida por el sistema desde la red, la energía inyectada por el sistema a la red, así como las consignas de carga y descarga para cada instante que permitan minimizar costes.

3.8. MODELO DE TARIFA 2.0 DHS Y 2.1 DHS

3.8.1 REGULACIÓN TARIFA 2.0 DHS Y 2.1 DHS

Este tipo de tarifas se caracterizan por discriminar el coste de la energía en tres periodos, siendo estos, *punta*, *llano* y *supervalle*, si se consume en el periodo *supervalle* el coste es menor que en el periodo *llano* y mucho menor que en el período *punta*. El razonamiento es muy parecido que el de la Tarifa 2.0DHA y 2.1DHA, con el matiz de que en este sistema tarifario se bonifica aún más el consumir en horas en el que el consumo generalizado es elevadamente escaso.

Debido a que los precios fluctúan en función de las horas de consumo, la consigna que ha de primar debe ser la de minimizar la potencia contratada a la vez que se intenta incentivar el consumo en los periodos *supervalle* y *llano* en menor medida. De modo que se intentan atenuar los picos de consumo generales y se minimiza el consumo en el período *punta*.

Como parámetros de control para la nivelación se tienen en cuenta la potencia máxima contratada, así como una estimación porcentual de las cargas que pueden ser consideradas cargas desplazables, es decir, que se pueden reorganizar en el tiempo.

A continuación, se muestra un diagrama de flujo que describe el proceso de nivelación.

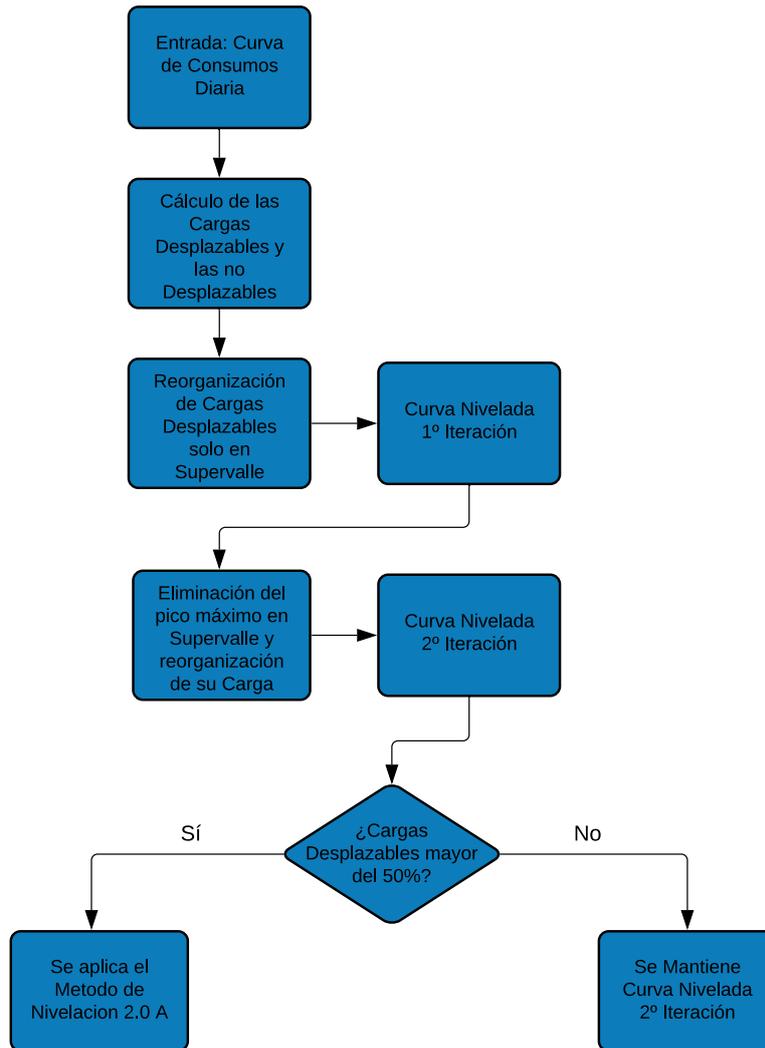


Fig. 18 – Método de Nivelación para la Tarifa 2.0 DHS y 2.1 DHS

Como se puede observar en el flujograma, el proceso de nivelación consiste en reubicar el promedio de las cargas desplazables pertenecientes al período *punta*, hacia el período *valle*. De este modo se obtiene una curva sin cargas desplazables en el período *punta*, a esta curva la denominamos Curva Nivelada 1º Iteración. Posteriormente se estima el pico máximo de consumo en el período *valle*, el cual se minimiza hasta el valor de carga no desplazable, repartiendo el volumen de sus cargas programables entre el resto del período *valle*, dando como resultado la Curva Nivelada 2º Iteración.

Puesto que el porcentaje de cargas desplazables puede variar de manera aleatoria, se añade una condición suplementaria, que es la encargada de no eliminar de una manera excesiva las cargas en el período *punta*, de modo que si el porcentaje de cargas desplazables no supera el 50%, la curva de demanda resultante será la curva nivelada 2º iteración, en cambio si este porcentaje supera el 50% esta técnica puede incurrir en un error, por lo tanto se asume que para valores de cargas programables mayor al 50%, se tomaría como curva de nivelación la resultante de la suma de las cargas no desplazables más el promedio de la suma total de cargas desplazables.

3.8.2 BALANCE TARIFA 2.0 DHS Y 2.1 DHS

Como parámetros de control para el balance energético se pretende hacer uso de los siguientes factores: Potencia Contratada [kW], la cual fija el consumo máximo permitido desde la red; la Capacidad Batería Real [kWh], que viene proporcionada por el producto de la Capacidad Batería [kWh] y la Profundidad de Descarga [%]; la Potencia Pico Instalada [kW], que determina la capacidad generadora fotovoltaica de la instalación; el porcentaje de cargas desplazables [%] que fija los límites de reubicación de energía; y por último la Histéresis Batería [%] y la Carga desde la RED [%], estos dos parámetros fijan el estado medio en el que se pretende tener la carga la batería, haciendo uso de la energía proveniente del suministro eléctrico y la máxima capacidad que se permite de carga respecto a la potencia contratada en tanto por cien.

La adición de estos dos últimos parámetros se corresponde al hecho de que en este tipo de tarifas se bonifica consumir a ciertas horas del día, por lo que haciendo uso de la batería suena coherente abastecerse en estos momentos en los que el coste de la energía es menor, para suplir las cargas en el período *punta*, donde los costes de la energía son mayores.

Una vez conocidos estos parámetros el sistema calcula en función de las curvas adquiridas anteriormente, la energía que requiere el sistema en todo momento. Este parámetro será conocido como Energía Requerida.

La energía producida es la referente al cálculo comentado en el punto “3.3 CÁLCULO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA PREVISTA” ajustada a la potencia pico instalada.

En el siguiente flujograma se puede observar los pasos del algoritmo:

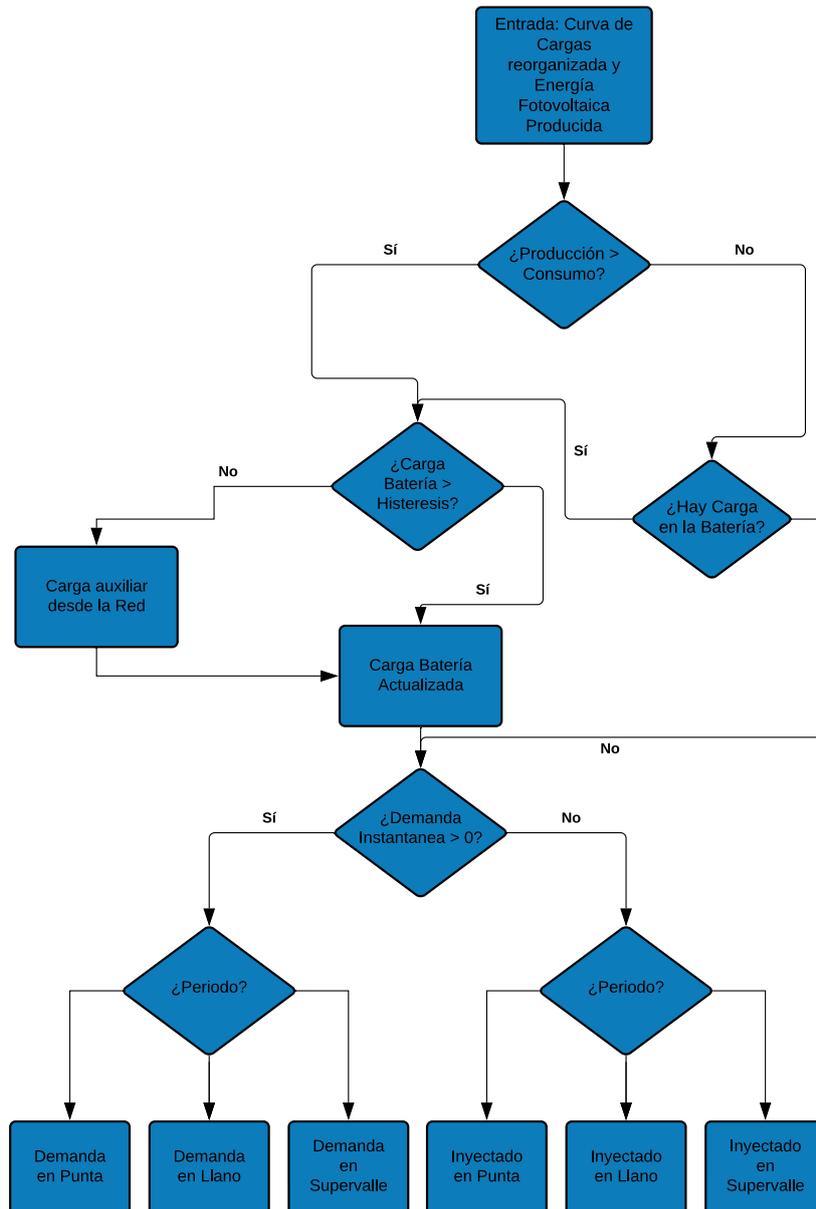


Fig. 19 – Método de Balance para la Tarifa 2.0 DHS y 2.1 DHS

A partir de la diferencia entre lo producido y lo requerido, se calcula la diferencia neta. En este punto se plantean diferentes posibilidades, si la diferencia neta es positiva se traslada este excedente de carga a la batería, en caso contrario, si la diferencia neta es negativa se intenta suplir la demanda con la carga almacenada en la batería. En caso de que la batería no pueda abastecer la demanda instantánea se supe la energía restante desde la red.

Por otra parte, tras la carga o descarga de la batería se comprueba su estado de carga, en caso de ser menor que la Histéresis y estar trabajando en un período *supervalle*, se procede a realizar una carga auxiliar desde la red hasta alcanzar el valor mínimo de la Histéresis. Como se ha mencionado esto solo se produce en periodos *supervalle* y cuando la carga total en la batería es menor que la dictada por la Histéresis impuesta. Además, la potencia de carga queda limitada por el factor Carga desde la red.

Como último punto por comentar, en caso de que la batería se encuentre en pleno estado de carga, se inyectarían los excedentes a la red.

Tras realizar estas operaciones para las horas de un año natural, se pueden extraer diferentes valores útiles, como son el estado de la batería para cualquier instante, la energía requerida por el sistema desde la red, la energía inyectada por el sistema a la red, así como las consignas de carga y descarga para cada instante que permitan minimizar costes.

3.9 COMPARATIVA ECONÓMICA TARIFARIA

Una vez realizado el estudio que engloba diferentes tipos de tarifas, se decide desarrollar una herramienta que pueda cuantificar de una manera óptima, la tarifa más adecuada para cada uno de los casos planteados.

Para la elección de la tarifa más adecuada, se han tomado dos criterios, el criterio económico y el término de la potencia. Este último término de potencia determina qué tarifas son aptas para su implantación, pues se puede dar el supuesto de que la más económica no sea válida desde el punto de vista de la potencia.

Para el desarrollo de esta herramienta es necesario previamente haber calculado los balances anuales de funcionamiento con las diferentes tarifas. Al realizar esto se obtiene información sobre el consumo de energía proveniente de la red, así como la inyección de energía a red, siendo ambos discriminados para los diferentes tipos de periodos (*punta, valle, llano, supervalle*).

Una vez conocidos estos movimientos de energía, y según el tipo de tarifa se aplican los precios correspondientes, recogidos en las ordenanzas y reales decretos según sean pertinentes. A continuación, se adjunta una figura que detalla en función de la tarifa, la regulación pertinente.

Tabla 2 – Tarifas Eléctricas planteadas

Tarifas	Potencia [kW]	Regulación
2.0A	$P \leq 10$	ORDEN ITC-2794-2007
2.0 DHA	$P \leq 10$	ORDEN ITC-2794-2007
2.1A	$10 < P \leq 15$	ORDEN ITC-2794-2007
2.1 DHA	$10 < P \leq 15$	ORDEN ITC-2794-2007
2.0DHS	$P \leq 10$	RD 647/2011
2.1DHS	$10 < P \leq 15$	RD 647/2011

Esta regulación, además de fijar los límites de potencia, aporta información sobre el coste de la energía y del término de potencia. Añadiendo los costes indirectos referentes a los impuestos, se puede determinar los costes derivados del funcionamiento de la instalación. Para facilitar su comprensión se adjunta la figura 20, donde se detallan los gastos incurridos para el desarrollo de la comparativa económica tarifaria.

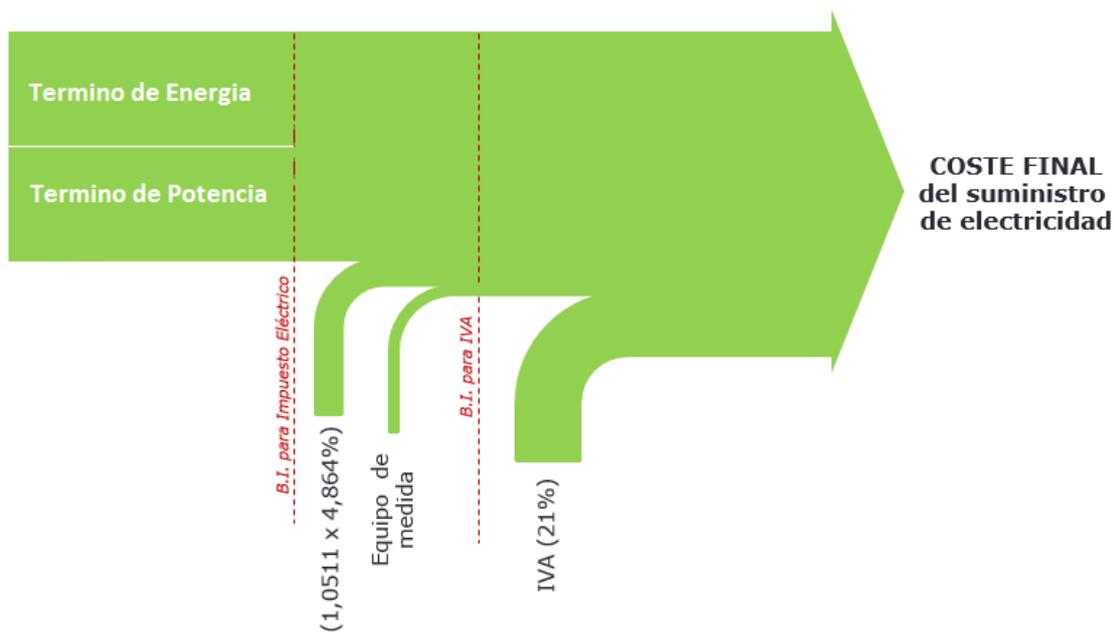


Fig. 20 – Facturación Tarifa Eléctrica

A modo de resumen se ha sintetizado el resultado que se obtiene al aplicar cada uno de los balances para cada tarifa y calcular los costes derivados del funcionamiento. Para comprender su uso, se ha planteado este estudio para cada uno de los dos perfiles de consumos planteados en la sección “3.5. PERFILES DE CONSUMO PLANTEADOS” de este mismo documento. Dando como resultado las dos tablas situadas a continuación.

Tabla 3 – Resumen Tarifario Industria

INDUSTRIA

	Cómputo GLOBAL [€]	
Tarifa 2.0A	-4070.52	No Apto
Tarifa 2.1A	-5203.18	Apto
Tarifa 2.0 DHA	-2468.39	No Apto
Tarifa 2.1 DHA	-2941.76	Apto
Tarifa 2.0 DHS	-1923.99	No Apto
Tarifa 2.1 DHS	-2287.14	Apto

Una vez ejecutada la herramienta los resultados obtenidos determinan la opción más económica para el tipo de instalación planteada. Siendo la tarifa 2.1 DHS en el caso de la industria, puesto que ofrece el menor coste de funcionamiento.

Tabla 4 – Resumen Tarifario Hogar

HOGAR

	Cómputo GLOBAL [€]	
Tarifa 2.0A	-490.12	No Apto
Tarifa 2.1 ^a	-538.50	Apto
Tarifa 2.0 DHA	-64.66	No Apto
Tarifa 2.1 DHA	-51.33	Apto
Tarifa 2.0 DHS	-681.25	No Apto
Tarifa 2.1 DHS	-531.88	Apto

En contraste los resultados obtenidos para el tipo de consumo hogar dejan de relieve que la tarifa más adecuada es la Tarifa 2.1 DHA, puesto que ofrece el menor coste de funcionamiento.

Esta herramienta será utilizada para el desarrollo del estudio económico planteado en el proyecto; pudiendo determinar los costes de ejecución en función de la regulación aplicada.

4. UNIDAD DE CONTROL

En este capítulo se muestra el desarrollo de la “Unidad de Control”. Este elemento es el encargado de hacer de enlace entre los procesos de cálculo de predicciones, la implementación gráfica y, por último, el proceso de comunicaciones.

Los algoritmos de control se han programado en Python, que es un lenguaje de programación interpretado cuya filosofía hace hincapié en la legibilidad de su código. Es un lenguaje interpretado, dinámico, multiplataforma y con licencia de código abierto.

Por otra parte, dispone de una gran variedad de bibliotecas que permiten implementar gran cantidad de aplicaciones diferentes. Sumado a esto, también dispone de un gran soporte de la comunidad de desarrolladores, con ejemplos y soluciones prácticas a problemas existentes. Estos dos puntos han sido clave a la hora de seleccionar este lenguaje de programación como piedra angular del proyecto.

Cabe destacar que el desarrollo de todo el proyecto ha sido realizado en un entorno de desarrollo integrado (IDE), Pycharm que permite cargar los scripts a máquinas remotas a través de SSH lo que confiere una gran versatilidad para trabajar con varios dispositivos simultáneamente.

Por otra parte, puesto que esta Unidad de Control ha de controlar los procesos de cálculo de predicciones, la implementación gráfica y los procesos de comunicaciones, se hace necesario implementar tres hilos bien diferenciados que permitan trabajar con cada uno de los procesos de forma separada. Evitando de esta manera colisiones entre los diferentes fragmentos de código interactuando de una manera separada dentro de la concurrencia propia que forma parte del mismo script.

Cabe destacar que los datos que se emplean para el algoritmo de gestión están íntimamente ligados a los datos recibidos tanto por las comunicaciones como por las modificaciones dispuestas dentro de la interfaz gráfica de usuario. Su nexo común es la memoria del sistema, que actúa como buffer común entre los diferentes procesos.

Cualquiera de los 3 hilos tiene la potestad para modificar variables que alteren el funcionamiento del sistema. A continuación, se muestra cómo están interrelacionados cada uno de los hilos en ejecución.

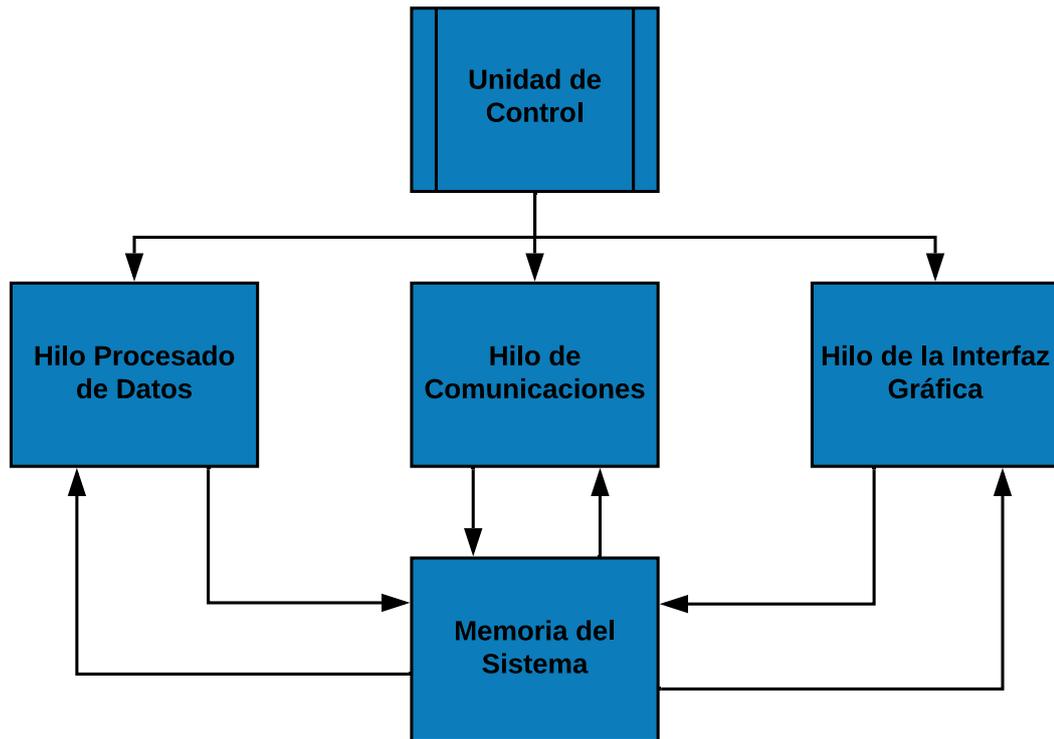


Fig. 21 – Hilos de ejecución de la Unidad de Control

Los hilos de comunicaciones y de la interfaz gráfica, serán desarrollados en secciones posteriores, aumentando la cantidad de información relacionada con cada uno de estos hilos.

4.1. FUNCIONAMIENTO DE LA UNIDAD DE CONTROL

La jerarquía con la que se desarrolla la Unidad de Control ha de permitir que los tres hilos de ejecución trabajen de una manera conjunta.

Para ello, se pretende hacer uso de la memoria del sistema como enlace entre los tres hilos de manera que estos puedan intercambiar los valores de dicha memoria para conseguir funcionar como si fueran uno solo.

La secuencia de desarrollo es la siguiente se lanza el script, importando las bibliotecas y declarando los registros de memoria a utilizar. Posteriormente se inicializan las variables globales del sistema y se lanzan los tres hilos de ejecución.

Para facilitar su comprensión se van a describir los tres hilos de ejecución por separados, teniendo la consideración de que actúan de manera conjunta.

A continuación, en la figura 22, se describe de una manera gráfica cómo se ha considerado que se ejecute el hilo de procesado de datos.

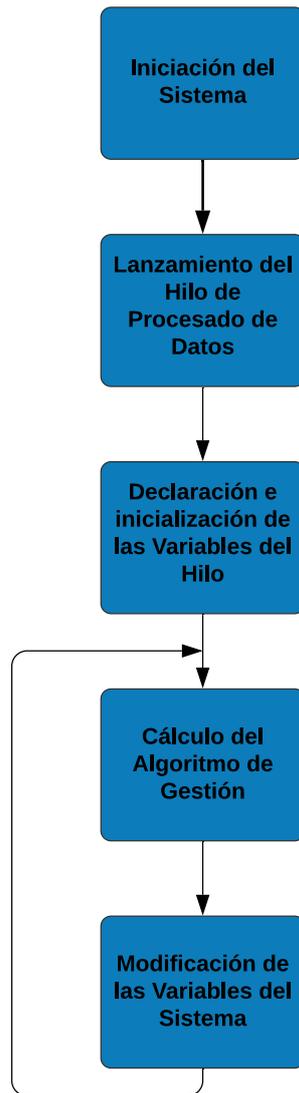


Fig. 22 – Funcionamiento del Hilo de Procesado de Datos

Una vez ejecutado este hilo, el script lanza de manera recursiva el algoritmo de gestión; este calcula los resultados esperados, y las consignas de funcionamiento para dichos resultados. Escribiendo los resultados en las variables del sistema.

Posteriormente estos parámetros son enviados mediante las comunicaciones a los periféricos que fueran oportunos. Cabe señalar que este proceso se produce cíclicamente para generar una gestión integral y a tiempo real, calculando el algoritmo de gestión y reenviando las consignas de un modo recurrente. El encargado de enviar estos datos es el hilo de comunicaciones, este queda detallado en la figura número 23.

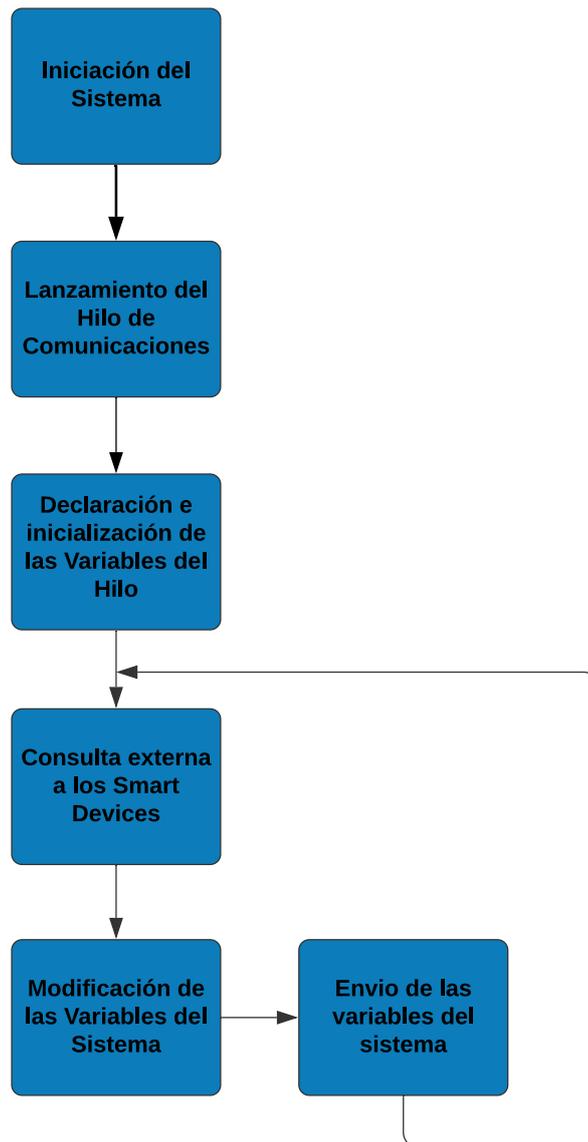


Fig. 23 – Funcionamiento del Hilo de Comunicaciones

Este hilo de ejecución se encarga de trasladar las variables del sistema a los periféricos a través de los SBC; al igual que de leer los cambios significativos producidos en los mismos, recibiendo las medidas en tiempo real y actualizando las predicciones esperadas para una mayor fiabilidad del sistema.

A la vez que el hilo de comunicaciones y procesado de datos, también se lanza el hilo de la interfaz gráfica, este hilo queda descrito en la figura 24.

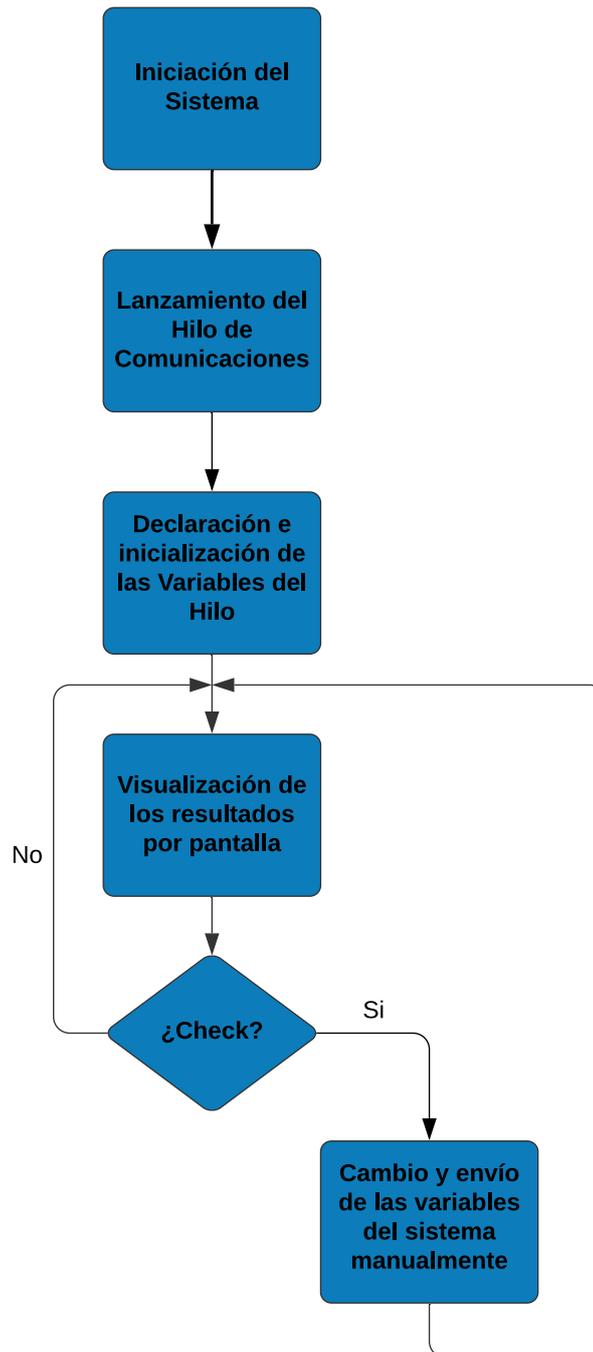


Fig. 24 – Funcionamiento del Hilo de la Interfaz Gráfica

Este hilo da al usuario la capacidad de observar los resultados predictivos y las medidas tomadas de los diferentes elementos existentes en la red, permitiendo al usuario también modificar alguna de estas características del sistema a modo de visualizar cuál sería el funcionamiento del sistema en caso de mejorar o deteriorar alguna de las características existentes en el sistema. Una vez se procediera a la confirmación vía botón “check”, se modificaría la memoria del sistema con los datos introducidos manualmente en la interfaz gráfica, y posteriormente se renviarían estos datos a los periféricos para hacer efectivo el cambio.

4.2. ALGORITMO DE GESTIÓN

El primer punto en el que vamos a hacer hincapié será en el cálculo predictivo del funcionamiento del sistema. Para ello se hace uso de la herramienta desarrollada en el capítulo anterior “3. DESARROLLO DEL ALGORITMO EMS EN EXCEL”.

Sin embargo, el algoritmo desarrollado en Excel tenía un carácter genérico, tratando diferentes tipos de tarifas e intentando generalizar la solución ante diferentes posibilidades de funcionamiento.

Por ello se realiza la implementación del sistema EMS con un caso en particular. El modelo de cálculo elegido ha sido el sistema tarifario Modelo Tarifa 2.0 DHA y 2.1 DHA, cuyas características se trataron en capítulos anteriores. Sin embargo, sí que cabe destacar que se ha implementado el algoritmo idénticamente al planteado para la herramienta de cálculo de Excel, pero esta vez adaptando el funcionamiento en el lenguaje de programación Python.

5. COMUNICACIÓN ENTRE NODOS

Como se ha visto con anterioridad, el sistema consta de elementos que emulan diferentes procesos en una instalación de autoconsumo, sin embargo, toda esta información se ha de englobar y tratar de manera aislada. Es por ello que existe la necesidad de que cada uno de estos elementos se comuniquen con el fin de tratar los datos.

5.1. ESQUEMA FUNCIONAL

Se ha desarrollado un sistema dotado de dispositivos inteligentes que son los encargados de simular una red de elementos generadores, consumidores y de almacenamiento de energía. Conectados mediante un canal de comunicación.

Como requisitos indispensables, estas comunicaciones son bidireccionales, ya que los dispositivos pueden tanto enviar datos como recibir órdenes de control.

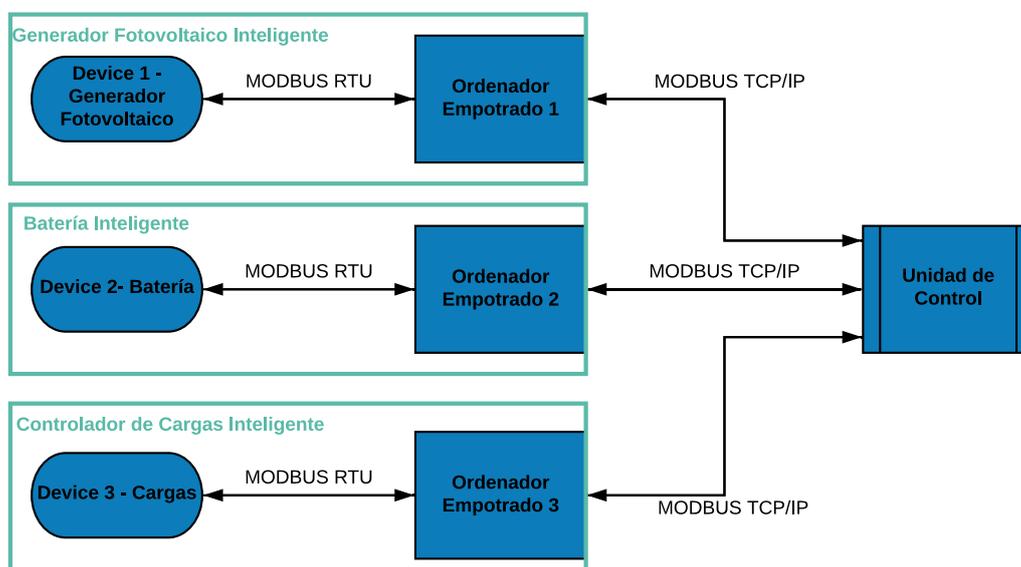


Fig. 25 – Esquema funcional de las comunicaciones

A raíz de la figura 25 se puede observar el protocolo de comunicaciones en que se encuentra dispuesta la red; los medios de transporte de la información serán de dos modos:

- Para la interconexión entre los periféricos y los ordenadores empotrados se asume que el protocolo de comunicaciones será por Modbus RTU, y como medio se utiliza la comunicación serie.
- Por otra parte, la comunicación entre la unidad de control y los dispositivos inteligentes se realiza mediante el protocolo Modbus TCP/IP, y como medio físico se ha supuesto que, tanto la tecnología Wi-Fi como la comunicación mediante Ethernet son tecnologías aptas para este tipo de sistema. No obstante, al tratarse del desarrollo de un prototipo se elige la opción de Ethernet ya que esta proporciona mayor fiabilidad en las comunicaciones.

5.2. PROTOCOLO MODBUS

El protocolo Modbus fue creado en 1979 por la empresa Modicon (hoy en día Schneider Electric), para trabajar de manera conjunta con los controladores lógicos programables (PLCs). Sin embargo, debido a su versatilidad se ha extendido a una amplia gama de sectores, como son los sistemas de control, la domótica, etc.

Modbus es un protocolo de solicitud-respuesta implementado usando una relación maestro-esclavo. En una relación maestro-esclavo, la comunicación siempre se produce en pares, un dispositivo debe iniciar una solicitud y luego esperar una respuesta y el dispositivo de inicio (el maestro) es responsable de iniciar cada interacción. El número máximo de estaciones previsto es de 63 esclavos más una estación maestra. A modo ejemplificativo se puede observar la figura siguiente:

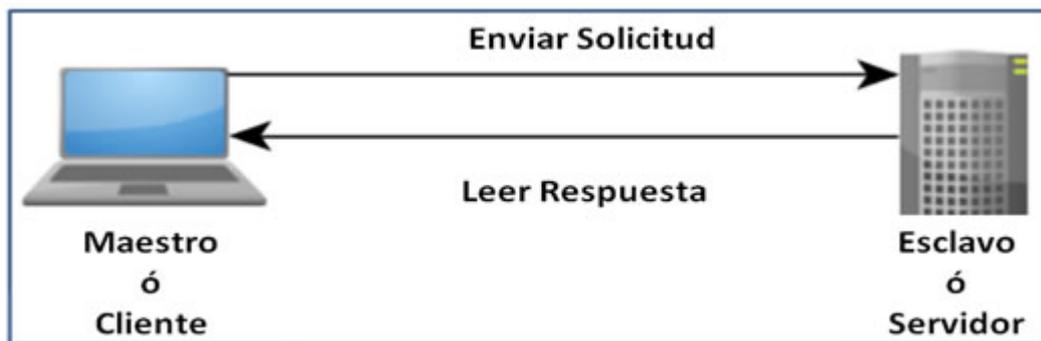


Fig. 26 – Relación de Red Maestro – Esclavo

Modbus se engloba dentro del modelo OSI en los niveles 1,2,7, que son los referentes a la capa física, capa de enlace y capa de aplicación. El resto de las capas no tienen cabida dentro del protocolo Modbus.

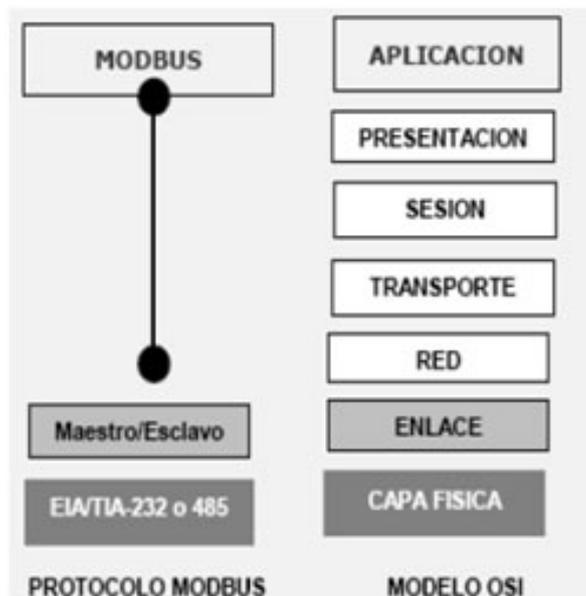


Fig. 27 – Niveles de Protocolo MODBUS

La capa física está formada por un bus diferencial, las más comunes son RS485, RS422, Bucle de corriente y fibra óptica.

Además, al solo necesitar la implementación de la capa física y el enlace en el modelo OSI, permite la libre implementación de la capa de aplicaciones. Este hecho permite hacerlo extensible al protocolo TCP/IP, generando una combinación de ambos, como es el Modbus TCP/IP.

La codificación de datos dentro de la trama puede hacerse en modo ASCII o según el estándar RTU (Remote Transmission Unit). En cualquiera de los dos casos, cada mensaje obedece a una trama que contiene cuatro campos principales, según se muestra en la figura 28.

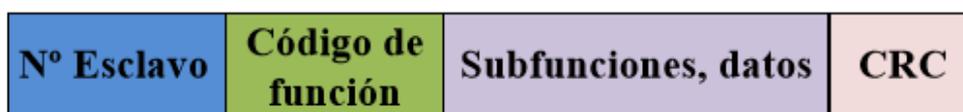


Fig. 28 – Trama de datos MODBUS RTU

Estructura trama Modbus RTU:

- N° Esclavo: el identificador del esclavo al que se le realiza la petición y el que responde.
- Código de función: es el tipo de petición que realiza el cliente al servidor, ya sea una orden de lectura/escritura en registros u órdenes de control.
- Subfunciones/datos: dirección de la palabra, número de octetos leídos...
- CRC: 2 bytes finales para la comprobación cíclica redundante (Cyclic Redundancy Check), es decir, para la detección de errores.

En cuanto al modelo de datos de Modbus, este distingue entre entradas y salidas analógicas, y registros de entrada y de retención. La siguiente tabla muestra los tipos de objetos con los que permite trabajar el protocolo Modbus.

Tabla 5 – Tipos de objetos Modbus

Tipo de objeto	Acceso	Tamaño
Discrete input	Solo Lectura	1 bit
Coil	Lectura/Escritura	1 bit
Input register	Solo Lectura	8 bits
Holding register	Lectura/Escritura	8 bits

5.3. MODBUS RTU

Estándar de comunicación multipunto, que lleva el nombre del comité que lo convirtió en estándar en 1983. Es la implementación más común disponible para Modbus. Se utiliza en la comunicación serie y hace uso de una representación binaria compacta de los datos para el protocolo de comunicación.

La comunicación es semiduplex, de forma que un equipo puede enviar y recibir, pero no a la vez. El cableado básico consiste en un par de hilos de cobre trenzados sobre el que se transmite una señal diferencial para enviar los bits de datos, que es bastante inmune a las interferencias y admite largas distancias. Además del par trenzado para datos, pueden usarse líneas de 0V y 5V para alimentar dispositivos del bus. Los bits se transmiten mediante una trama asíncrona.

El formato RTU sigue a los comandos/datos con una suma de comprobación de redundancia cíclica (CRC) como un mecanismo de comprobación de errores para garantizar la fiabilidad de los datos. Un mensaje Modbus RTU debe transmitirse continuamente sin vacilaciones entre caracteres. Los mensajes Modbus son entramados (separados) por períodos inactivos (silenciosos).

5.4. MODBUS TCP/IP

Modbus TCP/IP es una variante o extensión del protocolo Modbus que permite utilizarlo sobre la capa de transporte TCP/IP. De este modo, Modbus-TCP se puede utilizar en Internet.

Las ventajas para los instaladores o empresas de automatización son innumerables, entre las que se pueden destacar:

- Realizar reparaciones o mantenimiento remoto desde la oficina utilizando un PC, reduciendo así los costes y mejorando el servicio al cliente.
- El ingeniero de mantenimiento puede entrar al sistema de control de la planta desde su casa, evitando desplazamientos.
- Permite realizar la gestión de sistemas distribuidos geográficamente mediante el empleo de las tecnologías de Internet/Intranet actualmente disponibles.

Modbus TCP/IP se ha convertido en un estándar industrial de facto debido a su simplicidad, bajo coste, necesidades mínimas en cuanto a componentes de hardware, y sobre todo a que se trata de un protocolo abierto. La integración en una red Ethernet hace que el uso de este protocolo tenga una buena integración en sistemas complejos donde se manejen SCADAs (Supervisory Control And Data Acquisition).

El protocolo Modbus TCP simplemente encapsula una trama Modbus en un segmento TCP. TCP por su parte proporciona un servicio orientado a conexión fiable, lo que significa que toda consulta espera una respuesta. A modo orientativo, se puede observar el encapsulamiento de una trama Modbus en una trama TCP en la figura 29.

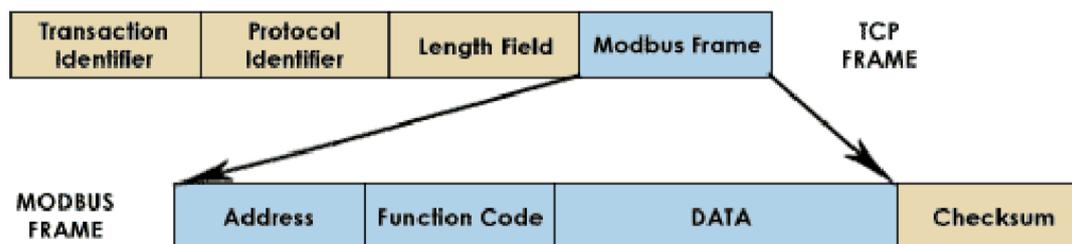


Fig. 29 – Encapsulamiento de la trama MODBUS en TCP

El empleo del protocolo abierto Modbus con TCP proporciona una solución para la gestión desde unos pocos a decenas de miles de nodos. Cada esclavo se identifica con una IP, tal y como el resto de los dispositivos integrados en la red Ethernet a la que están conectados.

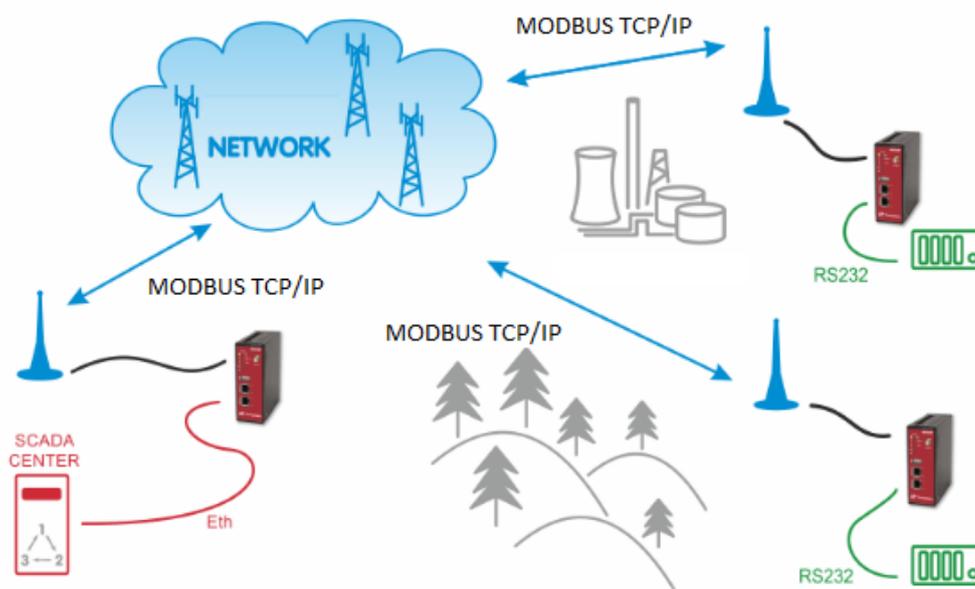


Fig. 30 – Sistema complejo con comunicación vía MODBUS RTU y MODBUS TCP

5.5. MÁQUINAS VIRTUALES

Para generar el sistema inteligente, se han dispuesto nodos externos a la Unidad de Control que permitan su autogestión, es decir, dispositivos que deberán disponer de comunicaciones, capacidad de procesamiento de datos y memoria.

Se ha decidido comenzar el desarrollo desplegando una red de máquinas virtuales en VirtualBox que emulan los dispositivos empotrados reales de la red. El rol de estas máquinas virtuales es de servidor intermedio entre los nodos de los dispositivos inteligentes y el nodo de Unidad de Control.

El sistema operativo de las VMs es Linux, ya que permite la migración a plataformas SBC de bajo coste, adecuadas para implementar sistemas empotrados, como Beagle Bone Black de

Texas Instruments. Los SBC permiten gran funcionalidad en el desarrollo de proyectos en los que se necesiten implementar protocolos de comunicación variados. Los recursos de CPU, almacenamiento y memoria asignados a las máquinas virtuales es similar a los SBC de bajo coste.

En la figura 31 se muestra la disposición de las máquinas virtuales dentro del propio hardware del sistema operativo anfitrión.

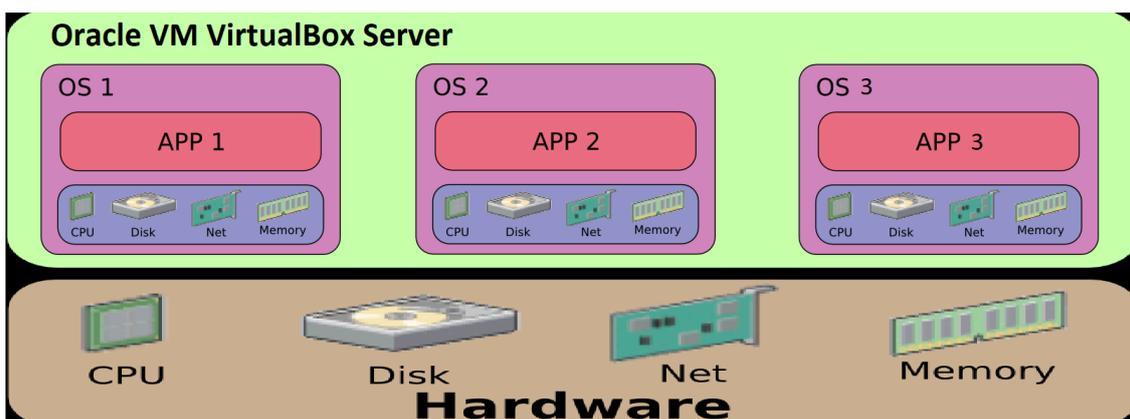


Fig. 31 – Esquema Funcionamiento Oracle VM VirtualBox

5.6. COMUNICACIÓN ENTRE LA UNIDAD DE CONTROL Y LOS NODOS, VÍA MODBUS TCP/IP

Como se ha mencionado con anterioridad, el sistema de comunicaciones se encontrará diferenciado en dos tramos. Este punto se centrará en el tramo comprendido entre la Unidad de Control y los nodos inteligentes.

Este tramo de comunicaciones consiste en la implantación de un protocolo de comunicaciones Modbus TCP/IP, en el cual, la Unidad de Control tiene el papel de cliente único de las comunicaciones, y a su vez, cada uno de los nodos actúa como un Servidor.

Este servidor se inicializa con una IPv4 y un puerto aleatorio en cada una de los susodichos nodos, cada uno de estos servidores permanece a la escucha permanentemente, por otra parte, el cliente es el encargado de demandar a los nodos, si se requiere una lectura o una escritura de datos. Éstos deberán responder a la petición generada por el cliente, quedando nuevamente en escucha.

De manera ejemplificativa, se pueden observar los diagramas de flujo del proceso desde el punto de vista de la Unidad de Control ejecutando los clientes y el comportamiento de uno de los clientes ejerciendo su papel.

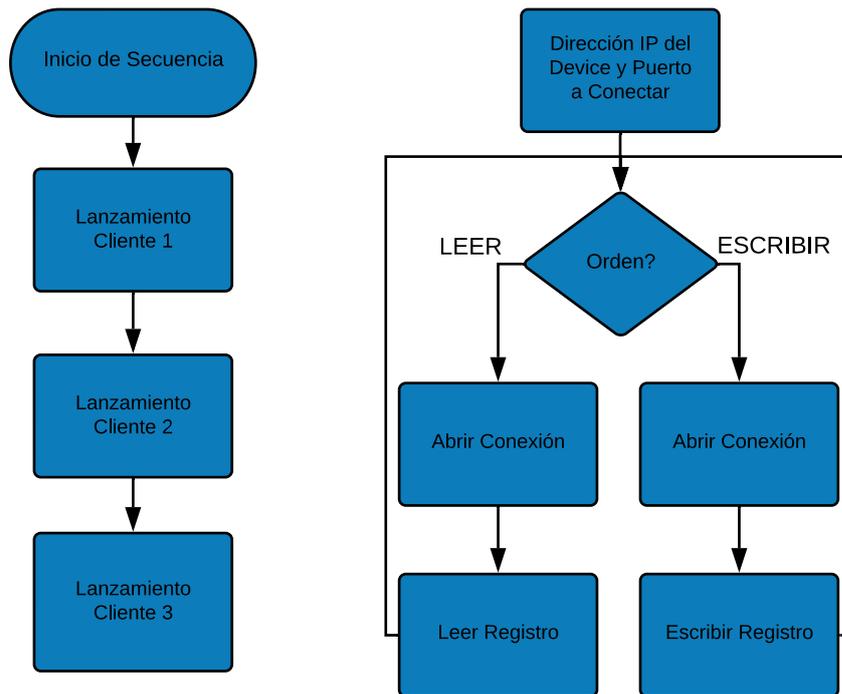


Fig. 32 – Flujograma comunicación Modbus TCP/IP de la Unidad de Control

Las instrucciones que reciben cada uno de los ordenadores empotrados por Modbus TCP/IP son enviadas a sus periféricos a través de MODBUS RTU. Las respuestas de los periféricos son enviadas mediante MODBUS RTU a los ordenadores empotrados para más tarde ser convertidas a Modbus TCP/IP y enviadas a la unidad de control.

A continuación, en la figura 33 se puede apreciar el algoritmo de manera más esquemática, con el que cada servidor opera.

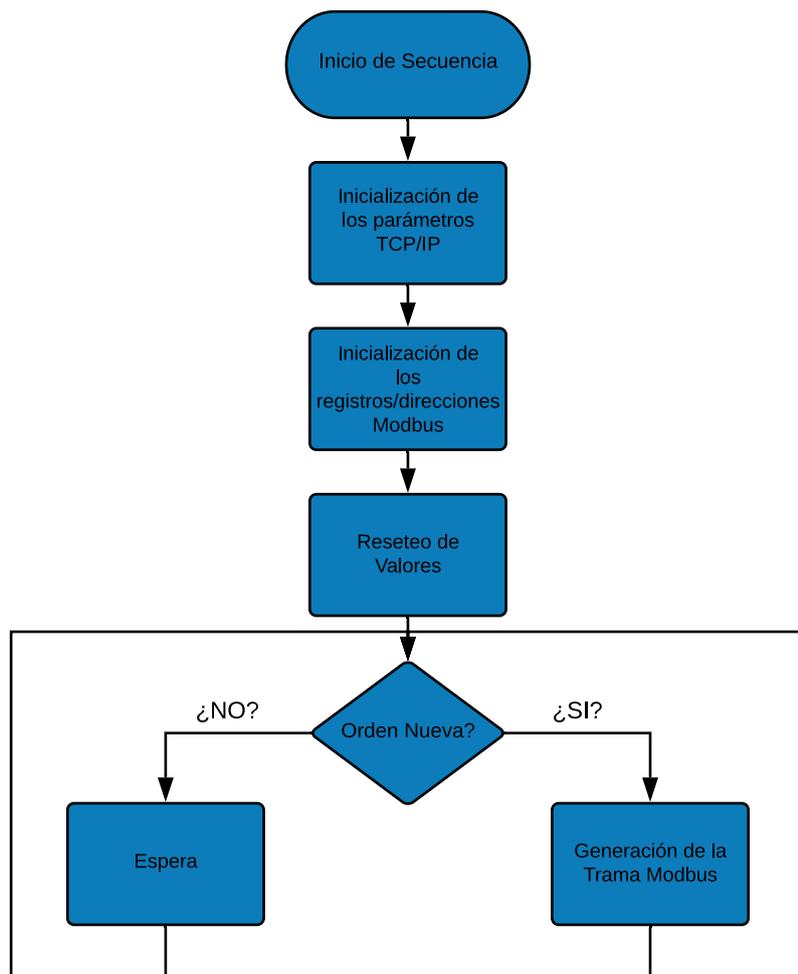


Fig. 33 – Flujograma comunicación Modbus TCP/IP de un Servidor

Cabe añadir que el desarrollo de estas comunicaciones se ha implementado en Python 3.7, haciendo uso de la biblioteca uModbus.

5.7. COMUNICACIÓN PUERTO SERIE ENTRE LOS SBC Y LOS PERIFÉRICOS, VÍA MODBUS RTU

En este apartado, se pretende explicar el tramo de comunicaciones comprendido dentro de los dispositivos inteligentes (el generador fotovoltaico más el SBC, la batería más el SBC y el gestor de cargas más SBC), que actuarán como elementos de medida y de control.

Este tramo de comunicaciones consiste en la implantación de un protocolo de comunicaciones MODBUS RTU, en el cual, cada uno de los SBC tiene el papel de maestro de las comunicaciones y a su vez cada uno de los periféricos es su esclavo. De manera que cada esclavo (generador fotovoltaico, batería y gestor de cargas) es un periférico externo con un puerto UART asignado, que únicamente responde a su maestro.

Puesto que los periféricos se componen de un dispositivo donde se encuentra alojado un servidor Modbus RTU, es necesario programar cada una de los SBC para que realice la función de cliente RTU. La programación se realizará de forma remota mediante la herramienta alojada en Pycharm, esta herramienta consiste en lanzar mediante acceso remoto a un servidor (SSH), el código generado en el dispositivo maestro.

En lo relacionado con las características de la comunicación, esta se realiza por puerto UART y se tiene que configurar el canal de modo que la velocidad sea de 9600 baudios, con un tamaño de mensaje de 8 bytes, sin paridad en el número total de bits y con un bit de stop para señalar el final del mensaje.

Una vez configurado el canal simplemente se realiza un bucle cíclico que sea el encargado de leer los registros periódicamente cada segundo, y comprobar si se ha producido algún cambio que deba suponer una acción de gestión por parte de la Unidad de Control.

A partir de este punto, se va a explicar el funcionamiento de la comunicación RTU mediante un flujograma donde quede detallado el funcionamiento del cliente del protocolo Modbus RTU alojado en los SBC, cuya función es la de facilitar la comprensión del algoritmo por parte del lector.

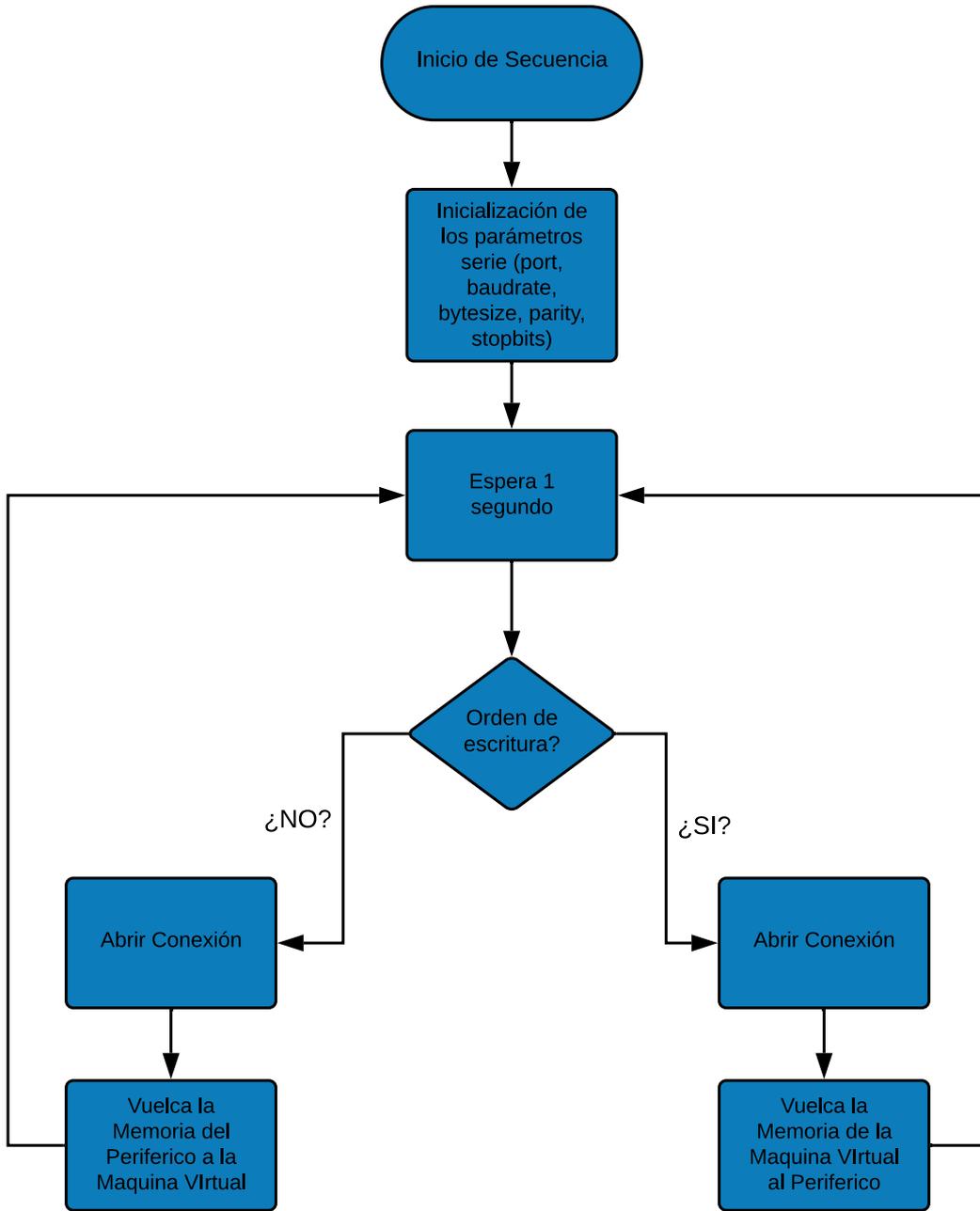


Fig. 34 – Flujograma comunicación Modbus RTU de un Maestro

6. PERIFÉRICOS BASADOS EN EL PROCESADOR DIGITAL DE SEÑALES

Puesto que el presente proyecto es un trabajo académico, se consideró oportuno simular los periféricos externos necesarios para la implementación de la red. Para a modo de prueba, comprobar el correcto funcionamiento.

Valorando que en futuros desarrollos se requería un procesado de señales analógicas en tiempo real, y tras valorar las posibilidades técnicas presentes en el laboratorio, se ha decidido hacer uso de un procesador digital de señales, de ahora en adelante DSP, a modo de periféricos para la implantación de la batería, el generador fotovoltaico y las cargas existentes en la red.

Estos DSPs forman parte de productos industriales y han sido ampliamente empleados por los desarrolladores para proyectos donde se requiera controladores de alto rendimiento.

6.1 DSP TEXAS INSTRUMENTS – TMS320F28335

Se seleccionó un modelo de DSP existente en el laboratorio en el que se pudieran programar las funcionalidades necesarias para el desarrollo del sistema. El modelo elegido fue Texas Instruments - TMS320F28335.

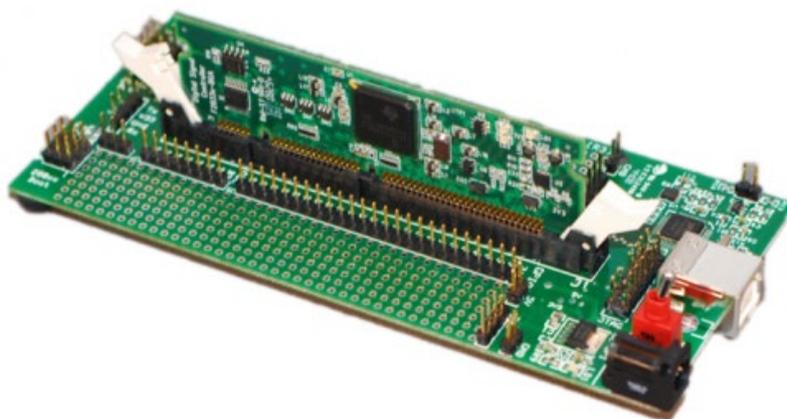


Fig. 35 – DSP TMS320F28335

Las especificaciones del TMS320F28335 son las recogidas en la siguiente tabla:

Tabla 6 – Especificación DSP TMS320F28335

Procesador	Velocidad del Procesador	150MHz
	CPU core	32 bit- C28x
Memoria	FLASH	256K
	SRAM	34K

Uso General	I/O pins	88
	Standar	USB
Conectividad	Serial Peripheral Interface (SPI)	1
	Serial Communications Interface (SCI)(UART)	3
	Inter-Integrated Circuit (I2C)	1
	Multichannel Buffered Serial Port	2

Con el fin de generar un dispositivo que permita emular los elementos descritos con anterioridad con este DSP, se desarrolló por parte del tutor responsable, un algoritmo que implementase el protocolo Modbus RTU en modo esclavo; poseyendo cada uno de los esclavos unos registros, que emulan datos necesarios para el funcionamiento del sistema.

Para su implementación se ha utilizado el Code Composer Studio (CCStudio o CCS). Este es un entorno de desarrollo integrado (IDE) para desarrollar aplicaciones para procesadores integrados de Texas Instruments.

6.2 IMPLEMENTACIÓN DE LA GESTIÓN DE CARGAS ELÉCTRICAS

El primer periférico del que se va a hablar es el gestor de cargas. Este elemento es el encargado de medir el consumo eléctrico de cada carga eléctrica existente en la red dispuesta en el hogar o la industria, este proceso es cíclico, por lo que se repite cada cierto periodo de tiempo.

Además de lo anterior, el sistema de gestión de cargas debe suministrar información sobre el tipo de consumo de la instalación, discriminando las cargas que puedan considerarse desplazables de las que no. Las cargas desplazables se pueden entender como cargas no críticas, es decir, cargas que puedan reubicarse en cualquier otro momento del día, por ejemplo, en una instalación de tipo hogar, podríamos estar hablando de un calentador de agua eléctrico, una lavadora, un lavavajillas, etc. Por otra parte, las cargas restantes se considerarán cargas críticas o no desplazables, esto indica que no pueden reubicarse. Algún ejemplo de este tipo de cargas podrían ser los aparatos multimedia, iluminación, el horno, la placa de inducción, ...

6.2.1 ESTRATEGIAS DE PEAK CLIPPING

A su vez, una vez conocida toda esta información y enviada a la unidad de control, se pretende realizar estrategias de “peak Clipping”. Este tipo de estrategias, consisten en el traslado del consumo de energía eléctrica en respuesta a una señal de precio o incentivo; de modo que se

pueda suavizar la curva de consumo para minimizar la potencia demandada y homogeneizar el estado de la curva de consumo.

En la ejecución de este proceso se realizan tres formas de ajuste de carga. Las estrategias de gestión de demanda implementadas se presentan a continuación.

Peak Clipping (Recorte de pico): Este proceso se centra en la reducción del consumo de electricidad durante los períodos pico. El efecto pretendido consiste en la reducción tanto de la demanda máxima como de la potencia máxima demandada.

Valley Filling (Llenado del periodo valle): Este proceso fomenta el uso de la energía eléctrica mediante la adición de cargas durante los períodos de menor demanda del sistema eléctrico.

Load Shifting (Desplazamiento de carga): Este método se basa en la conjunción de los dos anteriores, es decir, el traslado de carga desde el periodo pico hacia los periodos de menor actividad, para cumplir con la estrategia de Recorte de pico y de Llenado del periodo *valle*. El efecto neto obtenido es una disminución de la demanda máxima, lo que repercute en una bajada de la potencia máxima demandada, pero no en un cambio en el consumo total de energía requerido. Esto lo convierte en uno de los métodos más simples pero eficaces de la gestión de cargas, consiguiendo reducir la carga durante el periodo de demanda máxima al trasladar el uso de aparatos y equipos a periodos fuera de pico, es decir, en periodos *valle*. En esta alternativa no se conmutan cargas, solo se cambian y reprograman, por lo tanto, la demanda total no se ve afectada.

6.2.2 TRATAMIENTO DE DATOS DEL CONSUMO

Para mejorar la fidelidad de la curva de consumos se ponderan las nuevas medidas obtenidas con la curva de consumo histórico, con el objetivo de obtener una curva de consumo actualizado más semejante con el consumo real existente en la instalación. Esta información permite desarrollar un perfil de consumos predictivo para todo el día.

A modo de ejemplo se puede visualizar la figura 36, en la que se aprecia el tratamiento que se realiza con la información obtenida de la medición del consumo energético.

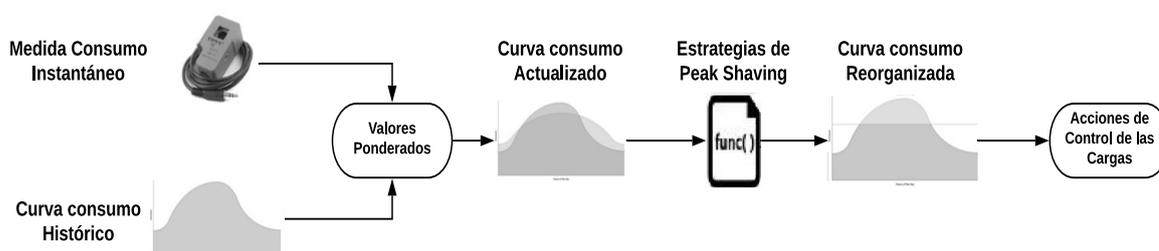


Fig. 36 – Diagrama del Tratamiento de Datos del Consumo

Una vez conocido el funcionamiento deseado por parte del gestor de cargas, se decide programar uno de los dispositivos Texas Instruments -TMS320F28335 para que asuma este

papel. Para ello se generan unos registros donde se encapsularán todos los datos pertinentes para su funcionamiento.

El dispositivo de gestión de carga se encarga de procesar las siguientes entradas y salidas:

- Elemento de Marcha: Habilita el funcionamiento de la batería
- Estado de Error: Notifica un error
- ID: Identificación del Dispositivo
- Energía Demandada: Energía Total Demanda Inicial [kWh]
- Energía Demandada Desplazable No Regulada: Parte de la energía total desplazable [kWh]
- Energía Demandada No Desplazable No Regulada: Parte de la energía total no desplazable [kWh]
- Energía Demandada Desplazable Regulada: Parte de la energía total desplazable reorganizada [kWh]
- Energía Demandada No Desplazable Regulada: Parte de la energía total no desplazable reorganizada [kWh]

Con estas salidas se dota al sistema de acciones de control, permitiendo que el sistema pueda conectar y desconectar cargas en función de la nueva curva de consumo reorganizada.

6.3 GESTIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

El gestor de generación fotovoltaica tiene como objetivo suministrar energía a la instalación de manera limpia y aislada de la red. Por ello se considera que este sistema es el encargado de aportar una cantidad de energía determinada, que puede variar en función del momento del día.

Para ello se considera que se conoce la generación existente para un lugar y un momento dado, esta información se obtiene gracias a la ayuda de una herramienta mencionada con anterioridad denominada PVGIS.

Esta información se conjuga con los datos de medida de producción instantánea generando una predicción de la producción corregida.

Para ejemplificar la información aportada, se adjunta un diagrama en la parte inferior que ilustra la operación llevada a cabo por este dispositivo.

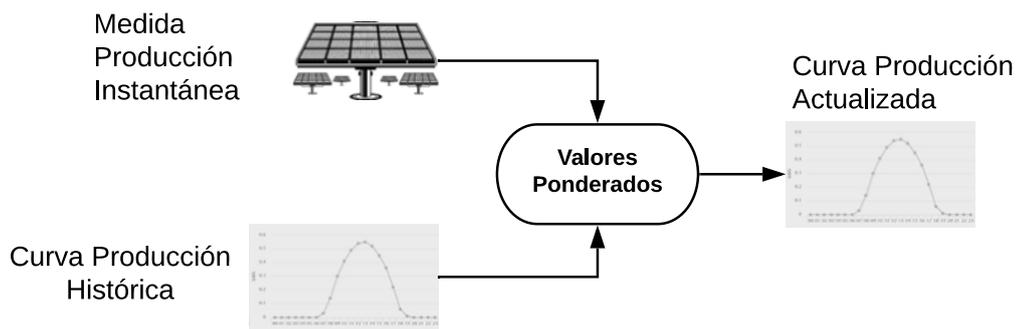


Fig. 37 – Diagrama del Tratamiento de Datos de la Generación Fotovoltaica

Una vez conocido el funcionamiento deseado por parte del gestor del generador fotovoltaico, se decide programar uno de los dispositivos Texas Instruments -TMS320F28335 para que asuma este papel. Para ello se generan unos registros donde se encapsularán todos los datos pertinentes para su funcionamiento.

El dispositivo de gestión del generador fotovoltaico se encarga de procesar las siguientes entradas y salidas:

- Elemento de Marcha: Habilita el funcionamiento del Generador Fotovoltaico
- Estado de Error: Notifica un error
- ID: Identificación del dispositivo
- Potencia Pico Instalada: Potencia pico instalada en la instalación [kW]
- Energía Instantánea Producida: Energía producida por el generador fotovoltaico para un instante dado [kWh]

6.4 GESTOR DE LA BATERÍA (BMS)

El sistema de gestión de baterías es el encargado de almacenar y suministrar energía siempre que el sistema de control lo considere oportuno, con el máximo nivel de eficiencia intentando minimizar las pérdidas energéticas y los costes asociados.

Para ello la batería almacena los excesos producidos, formados por la diferencia entre la producción fotovoltaica y los consumos presentes en la red. También debe almacenar energía procedente de la red, en los instantes en que la batería se encuentra por debajo del estado medio de carga programado y el coste de la energía tenga un menor coste debido a la discriminación horaria.

Por otra parte, la batería deberá descargarse en los momentos en los que la producción sea menor que los consumos presentes en la red.

Se puede observar el ciclo de carga y descarga en la figura 38.

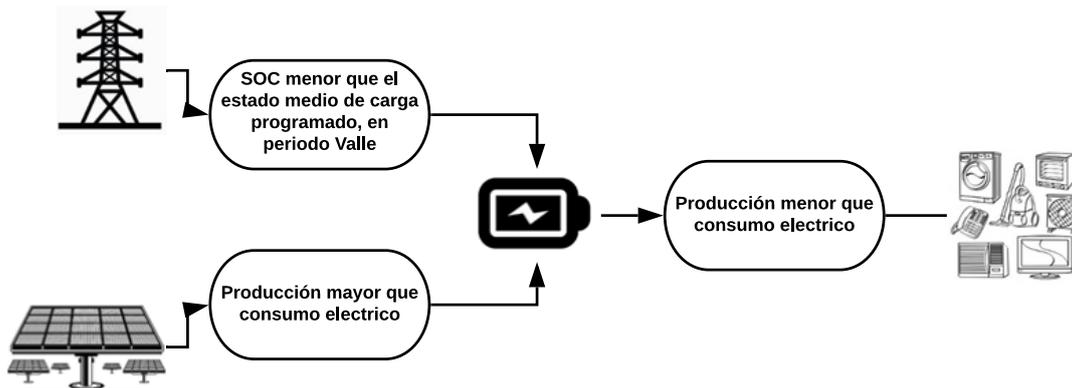


Fig. 38 – Diagrama del Tratamiento de Datos de la Batería

Una vez conocido el funcionamiento deseado por parte del gestor del generador fotovoltaico, se decide programar uno de los dispositivos Texas Instruments -TMS320F28335 para que asuma este papel. Para ello se generan unos registros donde se encapsularán todos los datos pertinentes para su funcionamiento.

El dispositivo de gestión del generador fotovoltaico se encarga de procesar las siguientes entradas y salidas:

- Elemento de Marcha: Habilita el funcionamiento de la batería
- Estado de Error: Notifica un error
- ID: Identificación del dispositivo
- Modo Carga/Descarga: Controla si las baterías entregan o almacenan energía
- Capacidad Batería: Valor de la capacidad nominal de la batería [kWh]
- Profundidad de Descarga: Porcentaje de batería habilitado para su uso [%]
- SOC: Estado de carga actual [%]
- Intercambio Energía Horaria: Cómputo de la energía desplazada por la batería y por hora [kWh]

Con estos parámetros el dispositivo ha de ser capaz de reconocer su estado de carga actual, así como de computar los movimientos de energía presentes en la batería.

7. INTERFAZ DE USUARIO, VISUALIZACIÓN DE LOS DATOS REGISTRADOS Y GENERADOS

Es este capítulo se va a abordar el desarrollo de una interfaz hombre-máquina o HMI, es decir, un panel de control diseñado para conseguir una comunicación interactiva entre operador y el proceso, con la función de transmitir órdenes, visualizar gráficamente los resultados y obtener una situación del proceso en tiempo real.

El HMI se decidió programarlo en Python para englobar los tres procesos existentes (Comunicaciones, Unidad de Control e Interfaz) dentro del mismo lenguaje de programación, evitando así posibles problemas de compatibilidad con otros tipos de softwares.

Para el desarrollo de la interfaz gráfica en base a Python, se hace uso de la biblioteca Tkinter. Esta biblioteca es la GUI (graphical user interface) estándar de facto de Python. Esta hace de puente entre el lenguaje Python y la librería estándar TCL/TK.

La estructura de ventana de Tkinter, se corresponde con un bloque central que es conocido como “Raíz”. Sobre esta Raíz se construirán diferentes “Frames”, que actuarán como organizador o aglutinados de elementos. Dentro de estos Frames se podrían abrir diferentes elementos, a estos elementos se les conoce como “widgets”, que forman el contenido del interfaz, véase botones de menú desplegable, casillas de verificación, botones de radio, cuadros de texto, gráficas, ... Estos widgets estarán vinculados a diferentes variables del sistema, permitiendo modificar dichas variables, y que a su vez esas variables puedan modificar simultáneamente esos widgets.

A modo orientativo se puede apreciar en la figura 39 como quedarían estructurados los elementos dentro de la ventana gráfica.

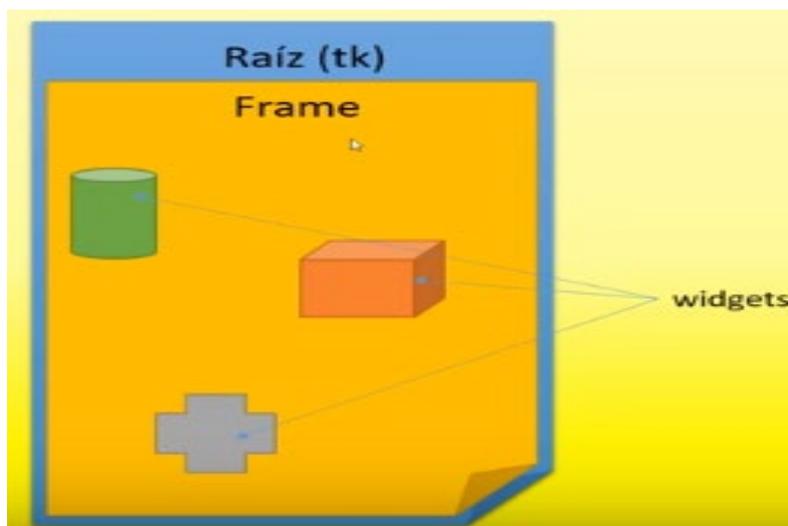


Fig. 39 – Ventana biblioteca Tkinter

Una vez conocido la estructura de funcionamiento de la biblioteca Tkinter, se pretende enumerar las cuatro ventanas de las que se compone la interfaz gráfica diseñada.

7.1 VENTANA PRINCIPAL DE DATOS

La ventana principal de datos se compone de dos bloques, en ellos se ha desarrollado una opción para la gestión manual de las condiciones de contorno y por la otra parte mostrar balances de la potencia y energía resultantes de la operación del sistema.

Dentro del bloque de la parte izquierda, que corresponde con la introducción de los datos, se diferencian tres frames donde se observan diferentes parámetros. Cada una de estas condiciones de contorno responde a una variable global del sistema de modo que el acceso a estas mismas variables puede efectuarse por software ó de forma manual a través de los cuadros de texto de color amarillo.

El hecho de poder modificar estas variables por parte del usuario de manera manual responde a dar la opción al usuario de estudiar qué posibles cambios se producirían en el funcionamiento del sistema, si se modificasen algunas de las condiciones de contorno.

El primer frame, se compone de la potencia pico instalada, parámetro que fija la potencia de generación fotovoltaica prevista para las condiciones estándar, la potencia instalada, que fija la potencia contratada al proveedor; y, por último, el límite de carga de la batería desde la red. Este último parámetro limita qué ancho de la potencia instalada se puede utilizar para cargar la batería desde la red.

El segundo frame, se compone de la capacidad de la batería, que determina la cantidad de energía que se puede almacenar en la batería; la profundidad de descarga, que limita el porcentaje útil de la batería para alargar los ciclos de vida de la misma; la capacidad real de la batería, que no es de la más que el producto capacidad de la batería y la profundidad de descarga; y la carga media en la batería, parámetro que fija la capacidad que se desea mantener de manera mínima en la batería. Este hecho es importante, pues delimitará los instantes en que se carga la batería desde la red.

El tercer frame, se compone del porcentaje de cargas desplazables, variable que vendrá impuesta por el gestor de cargas de manera usual; a pesar de ello se decidió dar la opción al usuario de poder modificarla de manera manual en caso de que fuera requerido.

En la figura 40 se puede observar la composición de los tres frames comentados con anterioridad.



Fig. 40 – Bloque izquierdo -Ventana Principal Datos

Por otra parte, el bloque de la derecha se compone de dos frames. Estos muestran datos de salida, que previamente han sido calculados por la unidad de control con las condiciones de contorno dadas.

En el primer frame se puede observar, la energía total requerida por día, que refleja el sumatorio de la energía demandada para 24h vista; la energía total producida por día, que recoge el sumatorio de la energía fotovoltaica producida para 24h vista; y, por último, la diferencia neta, que muestra la diferencia entre las dos magnitudes mencionadas anteriormente.

El segundo frame también está compuesto por tres parámetros: la potencia máxima demandada a la red, que aporta información importante sobre el pico máximo de consumo; la demanda abastecida por la red, parámetro que informa sobre qué porcentaje de la energía consumida en el día proviene de la red respecto el consumo total; y, por último, el porcentaje de la demanda abastecida por el autoconsumo respecto del consumo total, que informa sobre qué porcentaje de la energía proviene de fuentes renovables.

A continuación, se muestra la figura 41 donde se puede visualizar este bloque.

Tarifa 2.0 DHA y 2.1 DHA

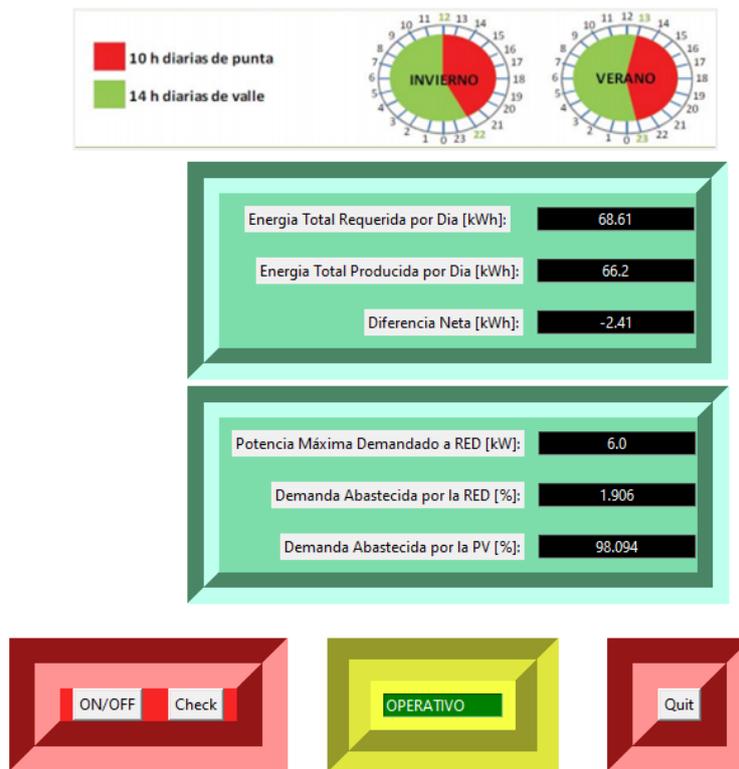


Fig. 41 – Bloque derecho -Ventana Principal Datos

Cabe mencionar que, en la parte inferior izquierda, se alojan en el mismo frame los botones de “ON/OFF” a modo de botón de marcha y paro del sistema, y el botón “Check” que tiene la función de llamar al programa para que capture las condiciones de contorno introducidas manualmente y recalculé el funcionamiento esperado.

También se aprecia un poco más a la derecha un frame donde se informa sobre el estado actual del sistema, avisando de errores ocurridos en el funcionamiento.

Por último, se ha introducido el botón “Quit” que permite cerrar el interfaz gráfico de una manera segura, finalizando la ejecución del programa.

Tras haber visto la composición de ambos bloques, para su mejor comprensión se muestra en la figura 42 la apariencia de la página completa.

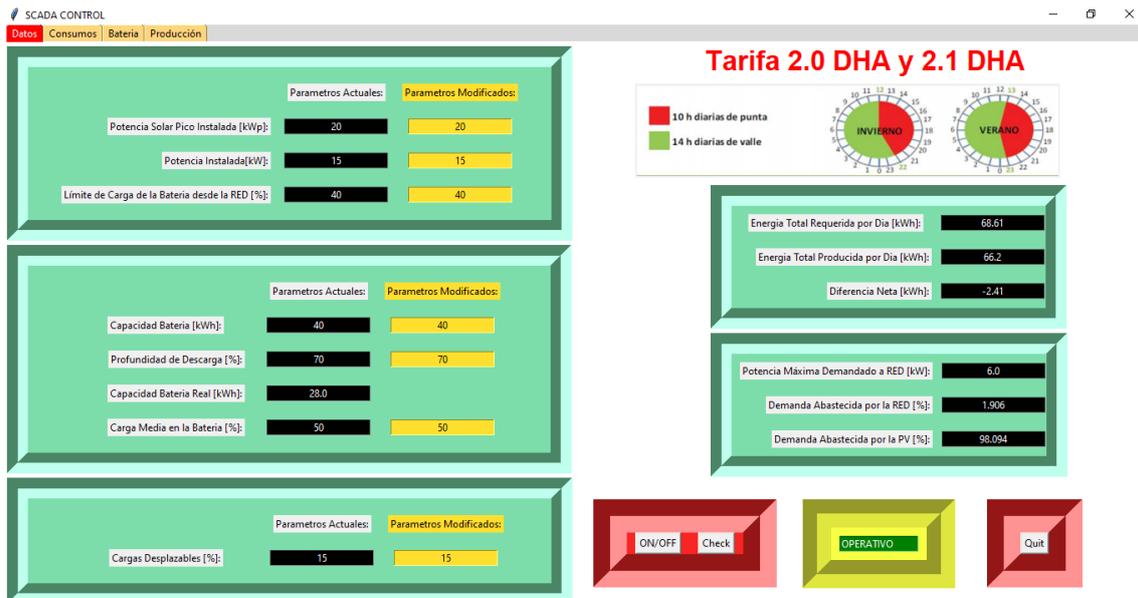


Fig. 42 – Ventana Principal de Datos

7.2 VENTANA DE CONSUMOS

La siguiente ventana informa sobre el tratamiento que sufren los consumos al ejecutarse el algoritmo de nivelación de curvas de consumo. Como se ha decidido que el caso a implementar sea el de la Tarifa 2.0 DHA y 2.1 DHA, el algoritmo será el pertinente para este caso, comentado en el punto “3.7.1 REGULACIÓN TARIFA 2.0 DHA Y 2.1 DHA”.

Al igual que la ventana anterior, esta se divide en dos bloques funcionales, un frame en la parte izquierda de la raíz, donde se aprecia una curva de consumos previa a la ejecución del balance, esta corresponde al pronóstico histórico esperado para la instalación en el susodicho día. Y, por otra parte, en la parte izquierda se muestra otro frame, que contiene una gráfica en la que ya se ha aplicado el método de nivelación consecuente con el porcentaje de cargas desplazables, dando como resultado, una curva más suavizada.

A continuación, en la figura 43 se muestra la apariencia de la ventana referente a los consumos.

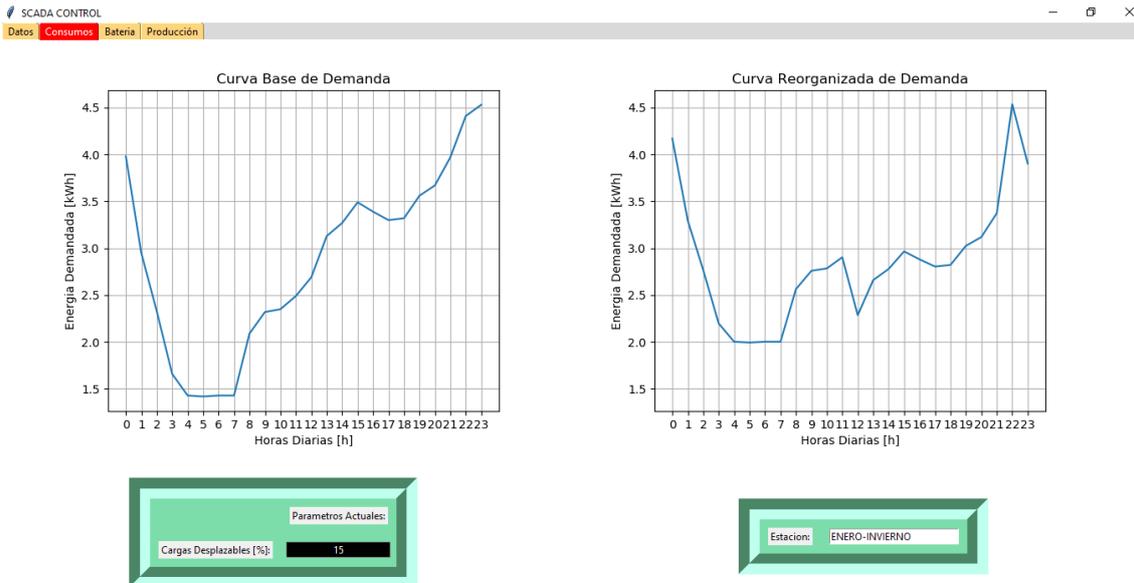


Fig. 43 – Ventana de Consumos

Cabe destacar que esta ventana también contiene un frame en la parte inferior izquierda, donde se informa sobre el porcentaje de cargas desplazables mencionado con anterioridad. Y otro frame en la parte inferior derecha, donde se informa sobre el mes actual, parámetro necesario, ya que la curva de consumos históricos es independiente para cada mes y también se informa sobre la estación a la que pertenece, parámetro importante ya que en la tarifa 2.0 DHA y 2.1 DHA hay una alteración de las horas *valle* y las horas pico en función de la estación.

7.3 VENTANA DE LA BATERÍA

En esta ventana se intenta aunar información importante sobre el funcionamiento de la batería. Para su mejor comprensión, se mencionan los elementos presentes en la venta por separado.

Para empezar, se van a comentar las dos gráficas existentes en la parte superior de la ventana. En la figura de la parte izquierda se presenta el estado de la batería (SOC), este parámetro informa sobre el porcentaje de carga existente en la batería para un determinado momento; y se compone de dos líneas, una que informa del estado de la batería tras contabilizar la demanda y la producción fotovoltaica, y otra línea que además de lo anterior, tiene en cuenta el ajuste realizado al absorber energía de la red para cargar la batería.

Por contraste, la figura de la parte derecha informa sobre los momentos en los que se inyecta energía en la red, es decir, cuando la batería está a plena carga y la generación supera al consumo, momento en el que se inyecta el sobrante. Además, en la misma gráfica también se informa sobre los momentos en los que se recurre a la red para abastecer a la instalación.

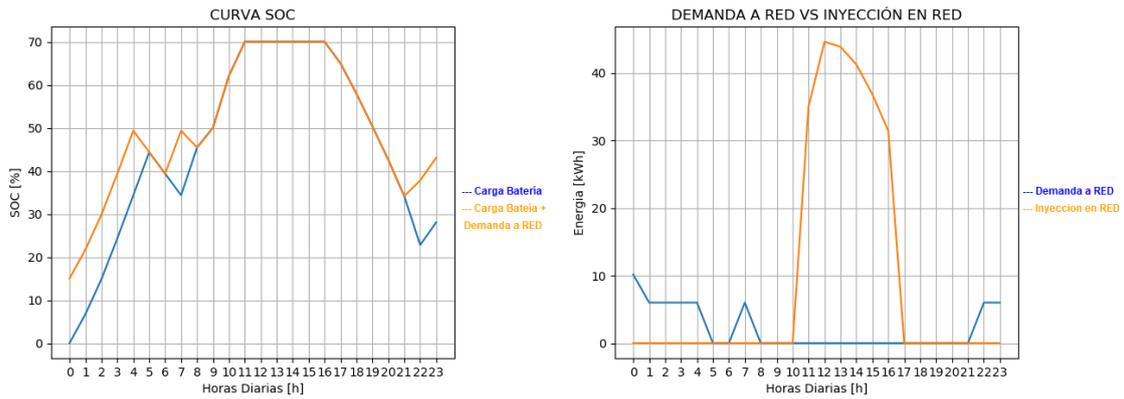


Fig. 44 – Gráficas de la Batería

Por otra parte, en la parte inferior de las gráficas se pueden apreciar dos frames significativos, el de la parte izquierda que se compone de tres parámetros que informan sobre la demanda de energía que se produce desde la red en el periodo *valle*, en el periodo *punta* y en el cómputo global para un determinado margen de tiempo de 24h.

En contraste, el frame situado en la parte derecha, que también se compone de tres parámetros, arroja información sobre la energía inyectada en la red en el periodo *valle*, en el periodo *punta* y en el cómputo global para un determinado margen de tiempo de 24h.

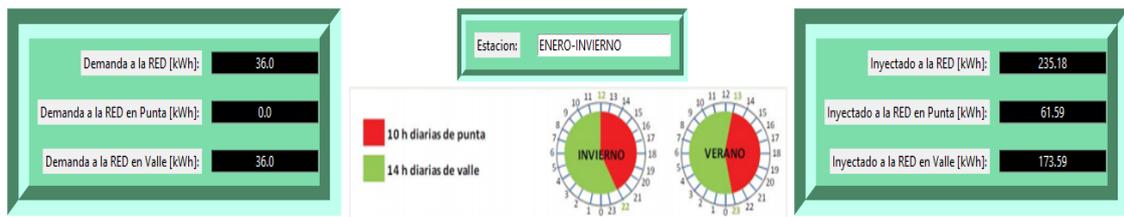


Fig. 45 – Demanda e Inyección en Red

Cabe añadir, que igual que en la ventana anterior se informa de la estación y el mes presentes en el momento del funcionamiento.

El formato que mostraría la ventana completa de batería sería el que se muestra en la figura 46.

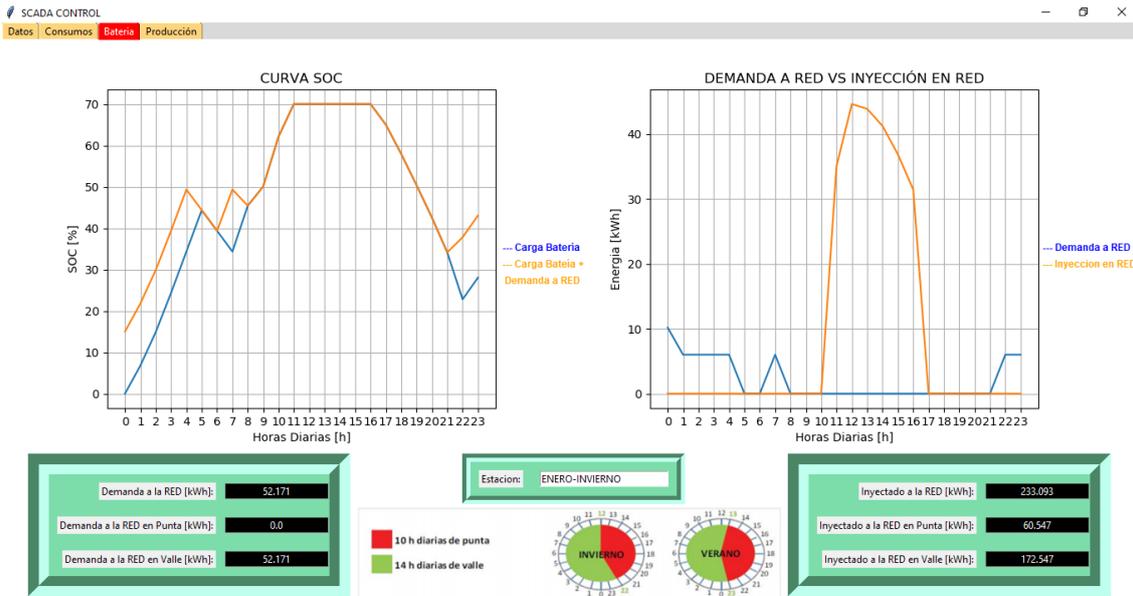


Fig. 46 – Ventana de Batería

7.4 VENTANA DE PRODUCCIÓN

En la ventana de producción se confronta la producción existente con la demanda. Para ello, se presenta la evolución temporal de la producción de energía fotovoltaica de la vivienda, así como la energía consumida dentro del mismo periodo.

En la figura 47, se puede apreciar los detalles de dicha gráfica, donde los valores de producción y consumo son conocidos para cada una de las horas del día.

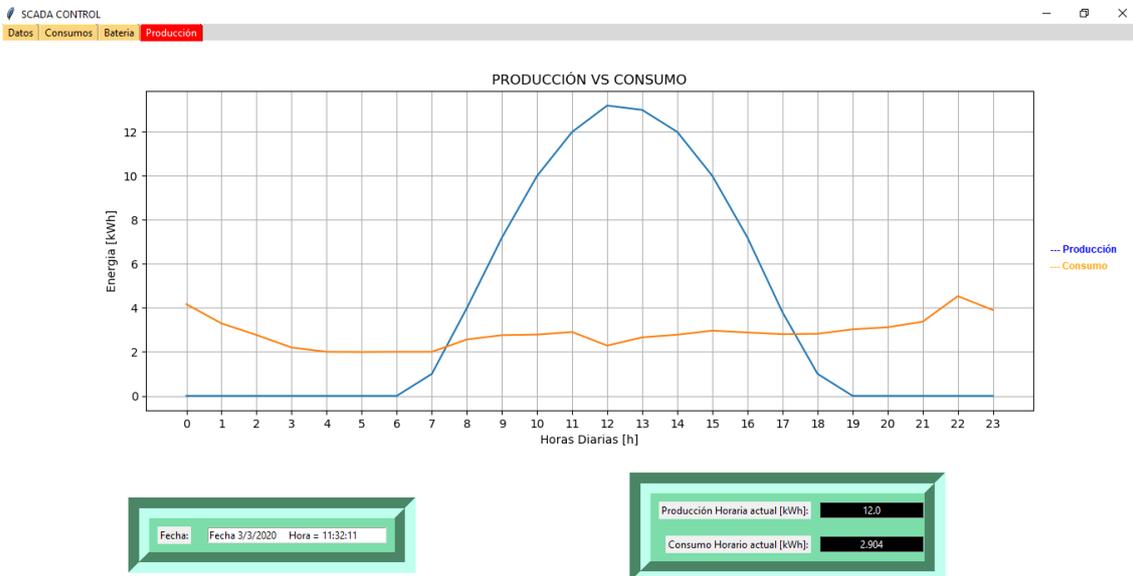


Fig. 47 – Ventana de Producción

Obteniendo de esta gráfica una constancia de la energía consumida y generada, se adjunta en la parte inferior dos frames que recogen los datos de producción y consumo para la fecha y hora a tiempo real.

8. RESULTADOS OBTENIDOS

Para la validación del sistema se han realizado una serie de escenarios con diferentes consignas de funcionamiento. En cada uno de los escenarios se altera la tipología de la instalación, para poder observar el comportamiento del sistema ante diferentes tipos de situaciones.

Entre las posibles situaciones planteadas se pretende ensayar el comportamiento del sistema ante posibles fallos en las baterías o en la producción fotovoltaica.

8.1 ESCENARIOS PLANTEADOS

Como parámetros compartidos entre los diferentes escenarios, se supondrá la misma ubicación planteada en el punto “ 3.2. CÁLCULO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PREVISTA”.

El término de potencia instalada se fija en 5,5kW, siendo este parámetro coherente con el tipo de tarifa ensayada. La profundidad de descarga se toma como valor constante e igual al 70% de la batería, siendo este un valor coherente con la tecnología presente hoy día. En cuanto al Límite de Carga de la Batería desde la RED se asume que se puede disponer del 100% de la capacidad de potencia contratada.

Se toma únicamente la curva de consumos para un hogar medio, planteada en el punto “3.5. PERFILES DE CONSUMO PLANTEADOS”.

Teniendo en cuenta todas estas premisas se realiza una tabla donde se detallan las condiciones de los diferentes escenarios a ensayar.

Tabla 7 – Datos base de los Escenarios

Escenarios	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Potencia Pico Instalada [kWp]	10	5	0
Capacidad Batería [kWh]	20	0	10
Carga Media Batería [%]	30	0	50
Cargas Desplazables [%]	15	35	65

Una vez planteadas las características de los diferentes escenarios; se procede a ejecutar los escenarios a modo de ejemplificar el comportamiento del sistema ante diferentes casuísticas.

8.2 ESCENARIO 1

En este escenario se describe el funcionamiento del EMS una potencia pico instalada de 10 kWp y un porcentaje de cargas desplazables de 20%, siendo este un valor coherente con tipos de consumos existentes en un hogar.

Por otra parte, se ha supuesto una capacidad de batería de 20 kW, para poder maniobrar con la energía excedente y de este modo abaratar los costes de funcionamiento.

Posteriormente se ha procedido a calcular el comportamiento diario de los consumos y la producción.

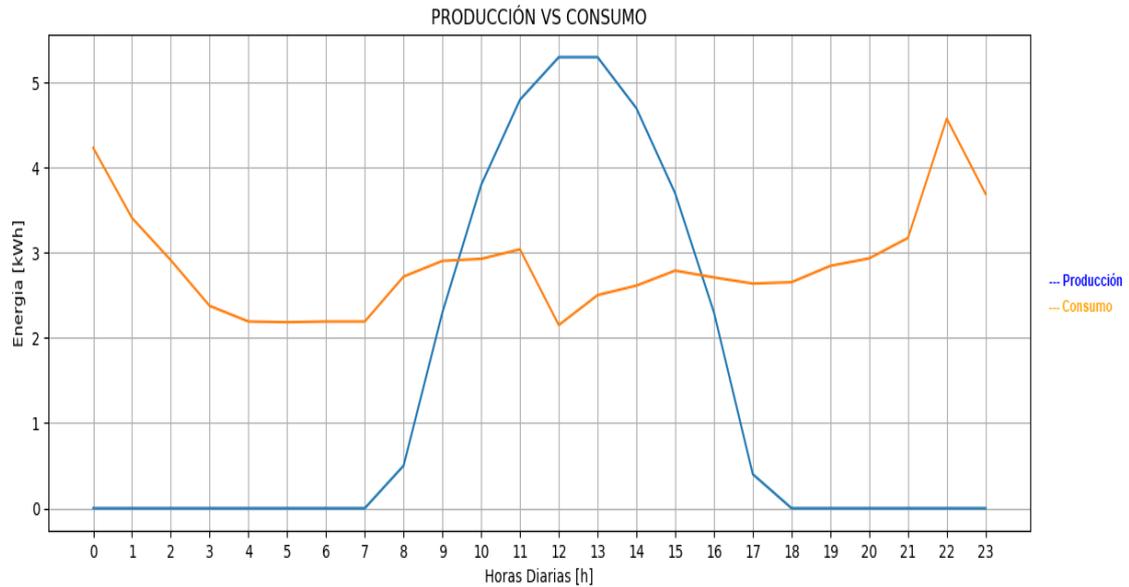


Fig. 48 – Producción vs Consumo, Escenario 1

La curva de consumos que se observa es el resultado del proceso de nivelación con un 20% de cargas programables, teniendo está menores consumos en el período *punta*.

Para observar el comportamiento del sistema se adjunta la siguiente gráfica donde se detalla la comparativa entre el consumo de la red y la inyección en red.

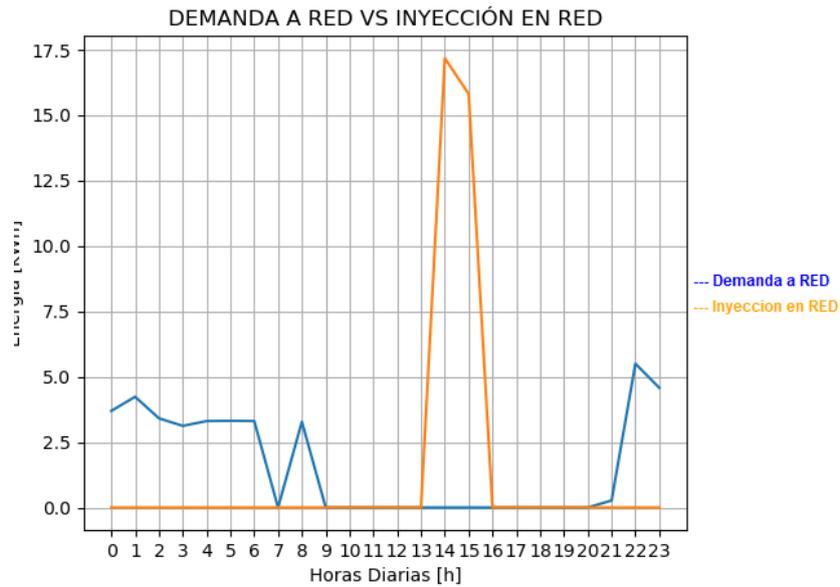


Fig. 49 – Demanda vs Inyección, Escenario 1

Como se puede observar de las 13 a las 16 horas se produce una inyección a la red debido a que la batería se encuentra a plena carga, por lo que se procede a inyectar la energía sobrante tras abastecer las cargas existentes para esa determinada hora.

También se aprecia que, en determinados momentos, el sistema es incapaz de autoabastecerse con la energía fotovoltaica, por lo que debe recurrir a la red para rellenar esos vacíos de energía.

Una vez conocidos los movimientos de energía, se adjunta una gráfica que permite clarificar el comportamiento en la batería durante el funcionamiento del sistema.

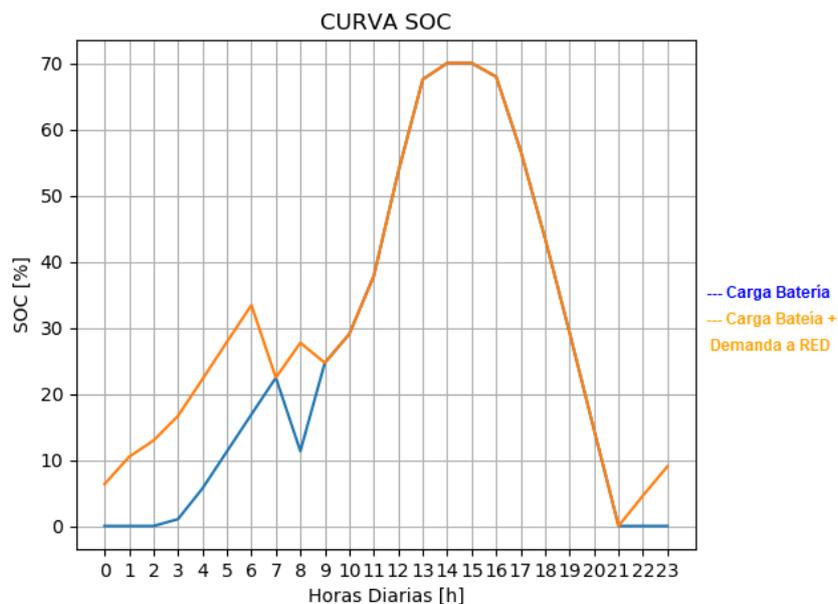


Fig. 50 – Curva SOC, Escenario 1

Como se puede observar, la batería se carga inicialmente con energía procedente de la red hasta alcanzar el valor de carga medio en el batería establecido en un 30%. Tras cumplir este requerimiento, la batería ya no recurre a la red para su carga, sin embargo, al coincidir con las horas de mayor producción fotovoltaica, la batería continúa cargándose, momento en el que las dos líneas representadas coinciden.

Del mismo modo al cargarse completamente la batería el sistema redirige la energía sobrante a la red.

8.3 ESCENARIO 2

En este escenario se describe el funcionamiento del EMS ante un fallo en las baterías. Para ello se ha suprimido la capacidad de almacenaje de la batería por software, y se ha procedido a calcular el comportamiento diario.

En la gráfica siguiente se describe la producción para un día de enero con una potencia pico instalada de 5 kWp, comparada con el consumo previsto para ese mismo día suponiendo que el 45% de las cargas son desplazables.

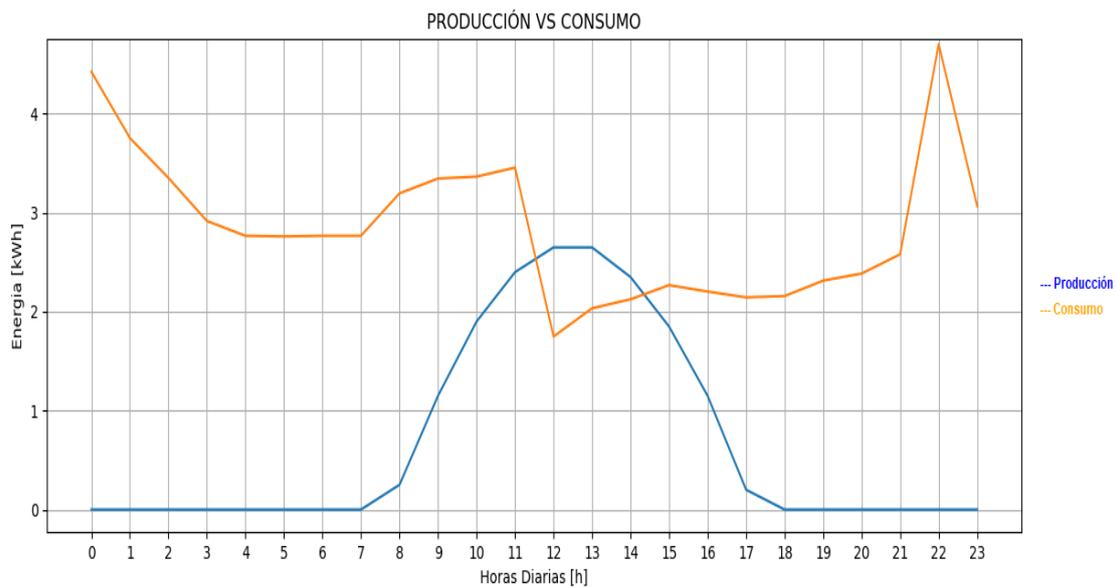


Fig. 51 – Producción vs Consumo, Escenario 2

Como se observa desde las 11 a las 15 horas, la producción es mayor al consumo, por lo que es coherente que, debido a la falta de capacidad de almacenaje, la energía sobrante se inyecte a la red. Por otra parte, el resto del día la producción se encuentra por debajo del umbral mínimo necesario para abastecer la demanda, por lo que se recurrirá a la red para solventar esta demanda insatisfecha.

Esto se aprecia con mayor claridad en la figura 52, donde quedan detallados los movimientos de energía.

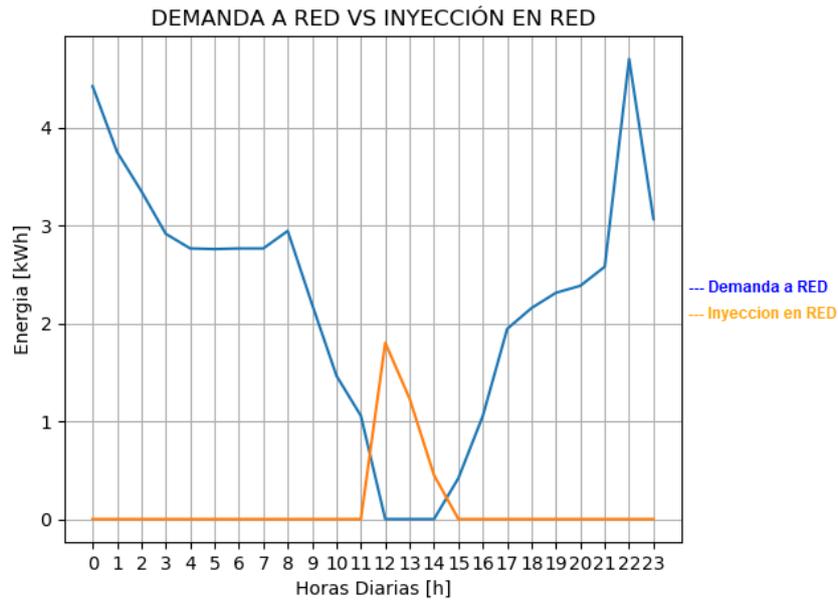


Fig. 52 – Demanda vs Inyección, Escenario 2

Como es lógico la batería no tiene ningún papel en esta situación, por lo que se mantiene fuera de uso.

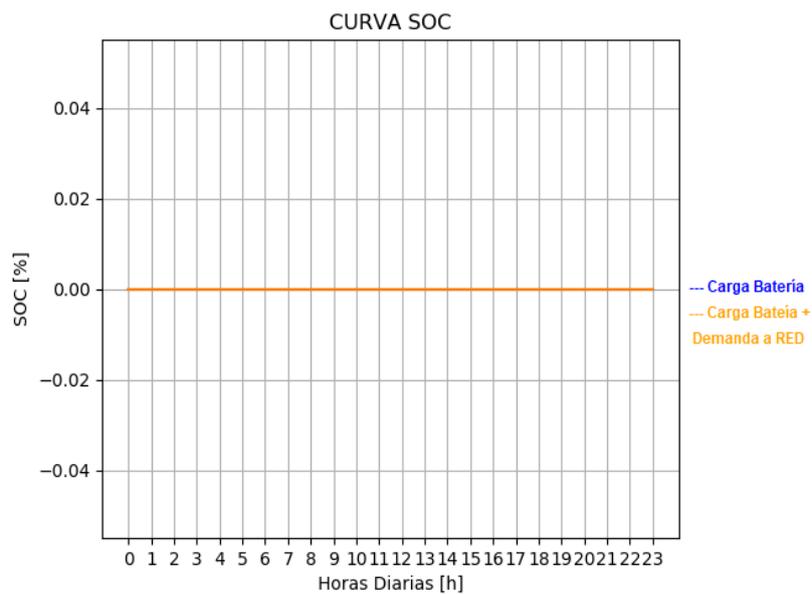


Fig. 53 – Curva SOC, Escenario 2

8.4 ESCENARIO 3

En este escenario se describe el funcionamiento del EMS ante un fallo en los paneles fotovoltaicos, ya sea debido a un error de funcionamiento de los mismos, o debido a una situación climática que supusiese generación nula en los paneles fotovoltaicos.

Para simular esta situación, se ha supuesto una potencia pico instalada igual a 0, por lo que la generación será nula, y se ha procedido a calcular el comportamiento diario.

Posteriormente, en la gráfica obtenida se observa la falta de generación debida a la condición impuesta para inhabilitar los paneles fotovoltaicos, comparada con el consumo previsto para ese mismo día, suponiendo que el 65% de las cargas son desplazables. Este factor de cargas desplazables suaviza de manera más acusada los consumos esperados.

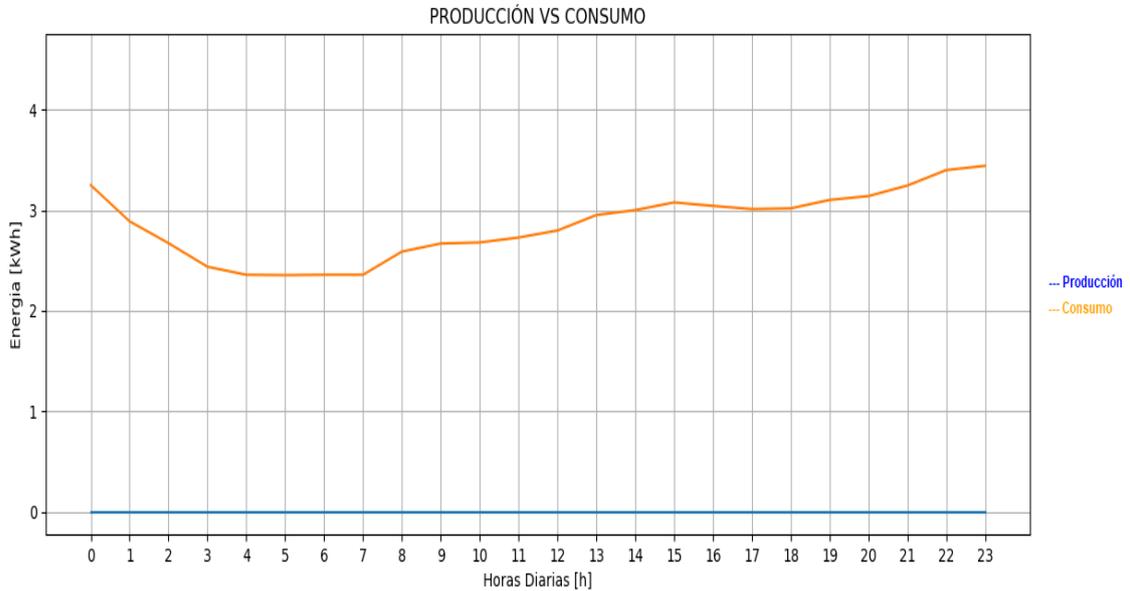


Fig. 54 – Producción vs Consumo, Escenario 3

A vista de los resultados, se observa que los consumos son siempre superiores a la capacidad de generación, por lo que se deberá recurrir a la red para abastecer esta demanda. Esto se aprecia con mayor detalle en la gráfica siguiente.

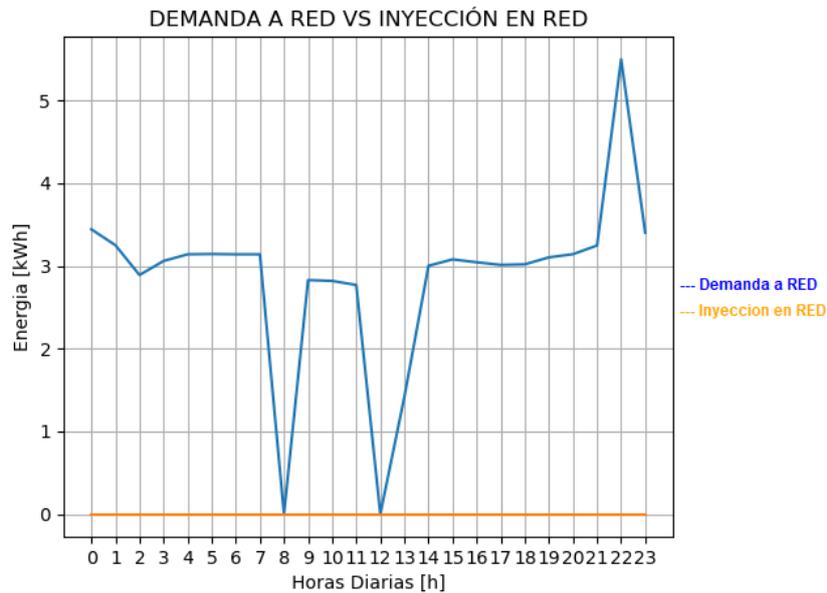


Fig. 55 – Demanda vs Inyección, Escenario 3

Como se observa, la inyección en la red es completamente nula durante todas las horas del día, y la demanda a red variará en función de los consumos y la cantidad de energía disponible en las baterías.

Esta energía, vendrá suministrada por la red, puesto que la generación fotovoltaica es nula; de modo que en las horas *valle* el sistema tiende a que la batería esté un estado de carga igual al 50%. Este valor obliga al sistema a tener la carga de la batería a la mitad, demandando valores de energía superiores a los necesarios para satisfacer las cargas, permitiendo cargar la batería.

Todo esto se aprecia mucho mejor en la gráfica 56, donde se detalla la evolución del SOC de la batería, antes y después de cada ciclo de carga desde la red.

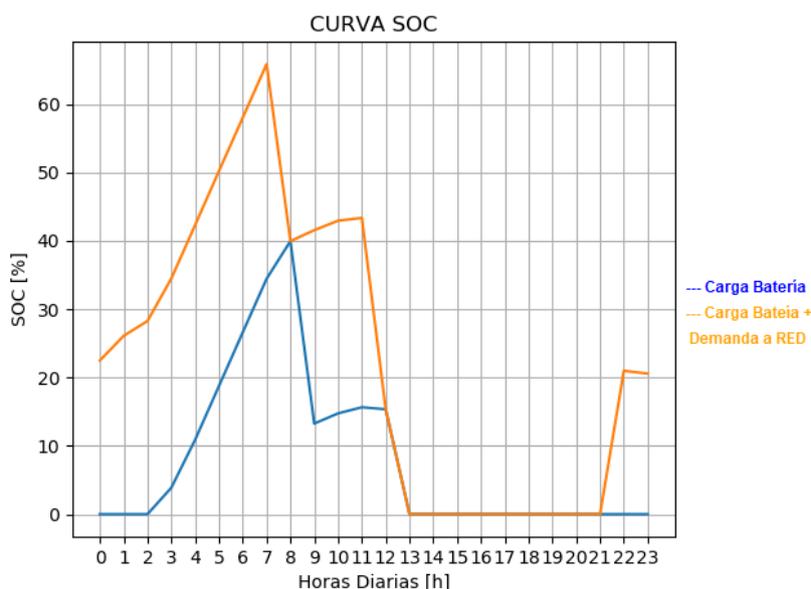


Fig. 56 – Curva SOC, Escenario 3

Como se ha podido observar, la línea referente a “Carga Batería +Demanda RED” es sensiblemente mayor que la “Carga Batería”, esto se debe a que incluye el ajuste corregido de la batería debido a la carga desde la red.

8.5 RESULTADOS OBTENIDOS

De estos mismos escenarios, se pueden extraer diferentes parámetros relevantes que certifican el correcto funcionamiento del sistema.

Tabla 8 – Resultados Obtenidos

		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Energía Total [kWh]	Demandada	68.61	68.61	68.61
	Producida	33.1	16.55	0
Demanda a la Red [kWh]	Período <i>Punta</i>	1.32	12.85	26.07
	Período <i>Valle</i>	40.24	40.94	42.53
Inyección a Red [kWh]	Período <i>Punta</i>	6.06	1.74	0
	Período <i>Valle</i>	62.06	1.74	0

Demanda Abastecida [%]	Red	60.59	78.41	100
	PV	48.24	24.12	0

Se observa cómo la demanda permanece constante para todos los escenarios planteados, algo lógico debido a que la carga no varían, simplemente se reorganizan.

Por otra parte, la inyección de energía en la red varía en función de la potencia instalada y la capacidad de la batería; al igual que la demanda, la cual se tiende a minimizar en el período *punta* en los tres escenarios.

Como último punto a comentar, cabe añadir que la Demanda Abastecida supera en ciertos casos el 100 %, esto es debido a que el flujo de energía se ve incrementado al intentar almacenarla de forma permanente en la batería, forzando al sistema a cargar la batería con la energía proveniente de la red, repercutiendo así en un trasiego mayor de energía circulante en el sistema, dando como resultado movimientos de energía mayores al requerido.

8.6 REQUISITOS DEL SISTEMA

Para la correcta implantación del EMS se pretende describir los recursos físicos mínimos empleados por el sistema durante su funcionamiento.

Para ello, se lanzarán los servidores y el cliente, y se medirán los recursos utilizados por cada uno de estos elementos por separado. Tras hacer esto se extraen los siguientes datos relevantes.

Tabla 9 – Requerimientos del Sistema

	Dispositivo	CPU	Memoria	RED
Recursos	BeagleBone Black	1 GHz	512 MB	100 MB
	Máquina Virtual	1,2 GHz	2048 MB	1000 MB
Uso	Unidad de Control	432 MHz	827,01 MB	0,16 MB
	Dispositivo Inteligente	24 MHz	120,86 MB	0,1 MB

A vista de los resultados se aprecia que los recursos empleados por los dispositivos inteligentes no son muy elevados en comparación con los recursos dispuestos en las máquinas virtuales. Así mismo la BeagleBone Black brinda estos recursos de manera holgada avalando la implementación. Por otra parte, la unidad de control requiere de mayor capacidad de memoria y procesador, por lo que se deberá tener en cuenta para futuras migraciones a otros dispositivos.

9. CONCLUSIONES

A lo largo del documento, se ha presentado una herramienta matemática que permite administrar la energía, tomando esta herramienta como base, se ha desarrollado un gestor energético en tiempo real basado en plataformas de código abierto y de acceso universal. Esta herramienta simula de una manera factible el comportamiento esperado ante un tipo de tarifa 2.0 DHA y 2.1 DHA.

Con ese fin:

- Se ha desarrollado un sistema de gestión energética con almacenamiento energético, generación fotovoltaica y cargas eléctricas programables.
- La herramienta desarrollada permite adaptar sus parámetros de entrada en función de las características de la instalación.
- Se ha abordado la gestión ante diferentes tipos de tarifas.
- Se han desarrollado las comunicaciones mediante protocolos estandarizados en la industria, facilitando su futura implementación.
- Los algoritmos de gestión han sido programados en Python, un lenguaje de código abierto facilitando su implantación en diferentes plataformas.
- El gestor energético ha sido desarrollado para ser implementado en BeagleBone Black.
- El interfaz gráfico muestra todos los elementos existentes en una instalación, pudiéndose visualizar su comportamiento en forma de gráficas.
- Se ha simulado el comportamiento del sistema ante diferentes tipos de instalaciones.
- Se ha complementado la comparativa tarifaria, con una herramienta para el cálculo de los costes asociados a cada una de ellas.
- Se ha desarrollado un estudio económico que avala el desarrollo e implementación del sistema.

En futuras mejoras, se puede desarrollar la herramienta de gestión en Python, para el resto de las tarifas planteadas en el estudio. Además, también se puede alojar el almacenamiento de datos y la visualización de la interfaz gráfica en un servidor en la red, pudiendo acceder telemáticamente desde cualquier dispositivo con conexión a la red.

Como posibles campos de investigación futura, se podrían mejorar la integración del sistema EMS para poder gestionar la demanda de energía de forma colectiva. En este contexto aparece el concepto de “Virtual Power Plant”, que se corresponde con un grupo de instalaciones generadoras y consumidoras distribuidas, que son gestionadas por un único sistema de control único dotando al sistema eléctrico de una mayor eficiencia, lo que repercute en un beneficio global para la sociedad.

Por último, se puede destacar que estos tipos de sistemas tendrán un gran porvenir en los futuros años, siendo la optimización de la gestión energética un nuevo paradigma que cambiará la concepción actual sobre la utilización de la energía.

10. ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA

Para determinar la viabilidad del proyecto, se ha desarrollado un método para discernir el ahorro generado por la implantación del sistema; para posteriormente hallar el coste de venta por el que se debería vender el sistema a terceros.

10.1 AHORRO VINCULADO AL SISTEMA

Para determinar el ahorro producido por la implantación del sistema EMS, se decidió estudiar el comportamiento en varios clientes tipo hogar con la Tarifa 2.0DHA. Para ello se plantearon escenarios con diferentes configuraciones. Entre los escenarios propuestos se encuentran también los tratados en el punto “8.1 ESCENARIOS PLANTEADOS”.

Los casos llevados a estudio son los siguientes:

Tabla 10 – Casos Presupuestos

Casos	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 8	Escenario 9	Escenario 10
Potencia Instalada [kW]	3,3	3,3	4,4	5,5	5,5	5,5	6,6	7,7	8,8	9,9
Potencia Pico Instalada [kWp]	4	2	1	10	5	0	3	15	8	12
Capacidad Batería [kWh]	20	10	5	20	0	10	5	30	35	15
Carga Media Batería [%]	30	40	50	30	0	50	30	40	50	60
Cargas Desplazables [%]	10	30	50	15	35	65	80	5	40	15

Una vez conocidos los casos a realizar, se calcularon los costes derivados del funcionamiento teniendo el sistema EMS implantado. Por otra parte, se calcularon los costes derivados del funcionamiento de los mismos casos, pero sin ningún tipo de regulación, es decir, demandando e inyectando en la red cuando fuese necesario.

Este cálculo se ha automatizado en el fichero Excel, de este modo se determina el ahorro medio producido por las diferentes configuraciones de la instalación, sin tener en cuenta el coste derivado del término de potencia, ya que este, se asume de igual valor tanto con regulación o sin regulación.

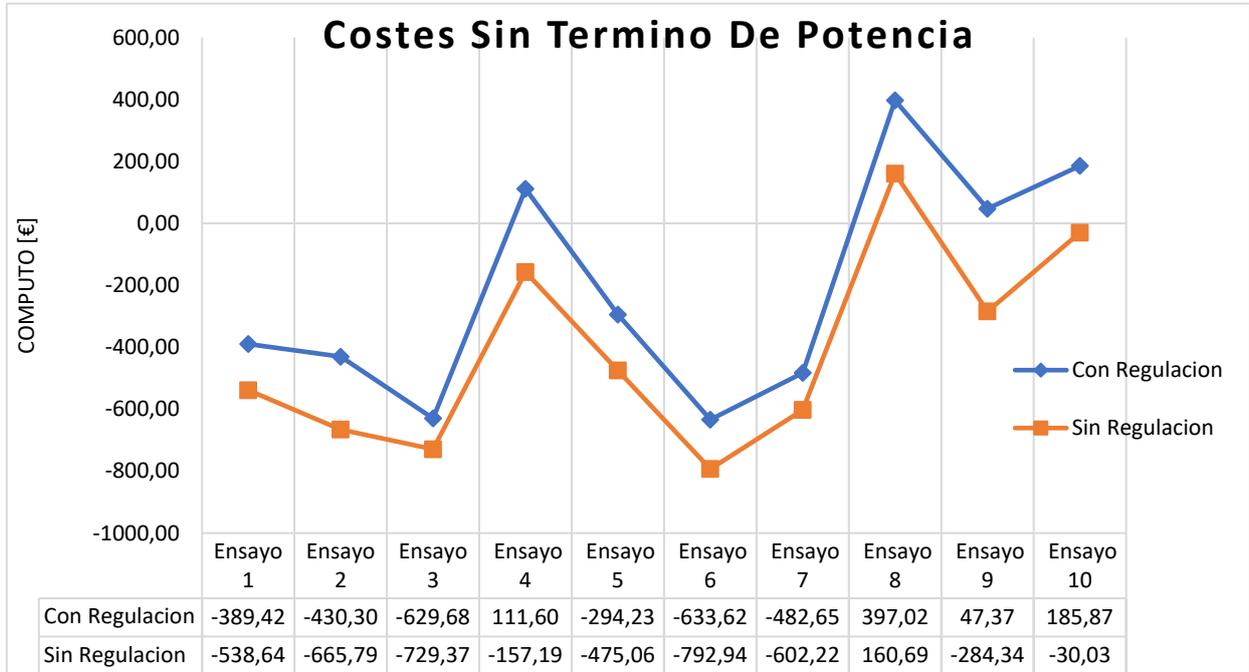


Fig. 57 – Costes Derivados del Funcionamiento

De los resultados anteriores se puede determinar la diferencia neta entre la implantación o no del sistema. Y de esta extrapolar la media aritmética para los 10 casos propuestos, lo que arroja información sobre el ahorro medio que supondría la implantación del sistema.

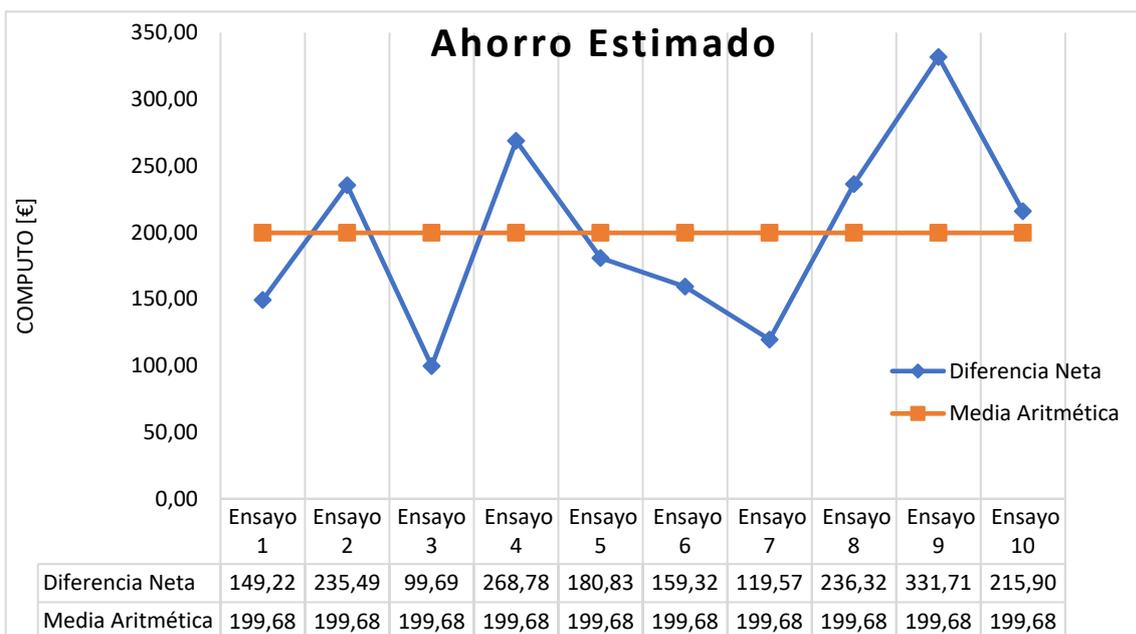


Fig. 58 – Ahorro Estimado

Tras haber realizado los cálculos pertinentes se ha determinado que el ahorro medio para cada usuario que implemente el sistema es de 199,68€, este dato respaldará el precio de venta del proyecto.

Para determinar estimativamente el coste final del mismo se tomará como premisa que el coste de la adquisición se ha de amortizar en 5 años, por lo que, conociendo el ahorro anual medio de la implantación, se obtiene un precio de venta de 998,40€ por usuario.

10.2 COSTE DE DESARROLLO DEL PROYECTO

En este apartado se pretende conocer el coste del desarrollo del proyecto para validar el precio de venta, esto se determinará a raíz del presupuesto. Este queda descrito en el “DOCUMENTO II: PRESUPUESTO”, lugar donde se detallan cada una de sus partidas.

El resumen del presupuesto es el siguiente:

Tabla 11 – Resumen Presupuesto

COSTE TOTAL	
Denominación	Coste
Software Utilizado	155,39 €
Materiales	973,79 €
Mano de Obra	21.750,00 €
Costes Indirectos	915,16 €
Beneficio Industrial	1.427,66 €
Total previo al IVA	25.222,00 €
IVA	5.296,62 €
Total	30.518,63 €

Por lo tanto, el precio de venta del sistema EMS se establecerá con esta suma. De esta manera, el proyecto se considera rentable para el proyectista, percibiendo éste su salario, más el beneficio industrial, estableciendo la suma total a percibir en 16.427,66 €.

Finalmente, con estos datos se ha obtenido la gráfica 59 en la que se aprecia el flujo de caja dispuesto para la duración del proyecto.

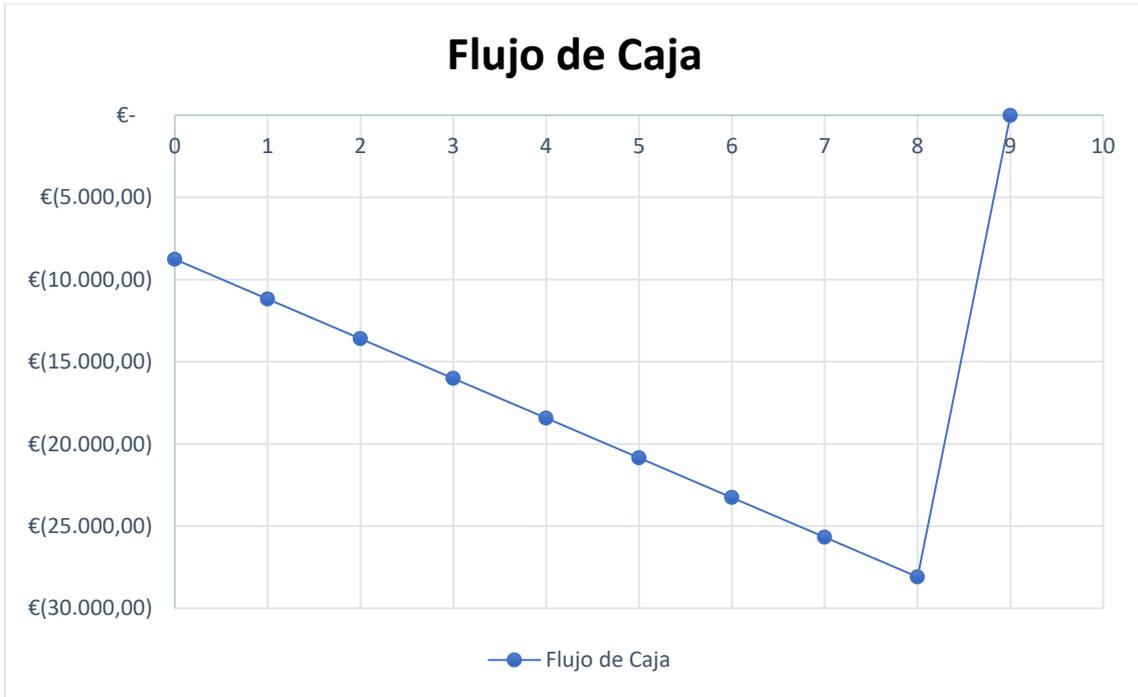


Fig. 59 – Flujo de Caja

A vista del flujo de caja, el proyecto queda amortizado en un periodo de 9 meses, lo cual permite verificar la viabilidad económica del desarrollo del mismo.

11. BIBLIOGRAFÍA

1. Energy Management Systems Sranford. (2011) [online] Recuperado de: https://web.stanford.edu/class/archive/ee/ee392n/ee392n.1116/Lectures/EE392n_Lecture5GE.pdf [Consultado 29 Dic. 2019]
2. Wikipedia Python. (s.f.) [online] Recuperado de: <https://es.wikipedia.org/wiki/Python> [Consultado 29 Dic. 2019]
3. Virtual Machine (s.f.) [online] Recuperado de: <https://www.ibm.com/cloud/learn/virtual-machines> [Consultado 29 Dic. 2019]
4. Interfaz Gráfica de Usuario Linux (s.f.) [online] Recuperado de: <https://www.enmimaquinafunciona.com/pregunta/27119/como-quitar-la-interfaz-grafica-de-usuario> [Consultado 29 Dic. 2019]
5. Server SSH (s.f.) [online] Recuperado de: <https://www.redeszone.net/gnu-linux/servidor-ssh-en-ubuntu/> [Consultado 29 Dic. 2019]
6. Producción fotovoltaica. Base de datos PVGIS. Asignatura Sistemas Electrónicos de Generación de la Energía. UPV (2018) [online] Recuperado de: <https://www.upv.es/> [Consultado 29 Dic. 2019]
7. Modbus (20) [online] Recuperado de: <http://www.modbus.org/specs.php> [Consultado 29 Dic. 2019]
8. Protocolo Modbus. Asignatura Instrumentación en Red y Comunicaciones. UPV (2019) [online] Recuperado de: <https://www.upv.es/> [Consultado 02 Ene. 2020]
9. Comunicación en el entorno industrial. Asignatura Instrumentación en Red y Comunicaciones. UPV (2019) [online] Recuperado de: <https://www.upv.es/> [Consultado 02 Ene. 2020]
10. [PYCHARM]. (2011, Julio 7). Remote Development via SSH [Archivo de vídeo]. Recuperado de: <https://www.youtube.com/watch?v=kuowBMqM1Ow&t=314s>
11. Legislación Renovables (2018) [online] Recuperado de: <https://okdiario.com/economia/error-calculo-zapatero-renovables-que-ribera-debe-tener-cuenta-2420036> [Consultado 29 Dic. 2019]
12. [LINUX]. (2011, Julio 7). Descarga Biblioteca Pip [Archivo de vídeo]. Recuperado de: <https://www.youtube.com/watch?v=U93tVa6rwpA>
13. RD 15/2018. (2018) [online] Recuperado de: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593> [Consultado Dic. 2019]
14. [PVGIS]. (2019, Septiembre 1). PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM. Recuperado de: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html
15. El Mercado Ibérico de Electricidad. Base de datos PVGIS. Asignatura Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica (2018) [online] Recuperado de: <https://www.upv.es/> [Consultado 29 Dic. 2019]
16. ORDEN ITC-2794-2007 (2007) [online] Recuperado de: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-17078> [Consultado Dic. 2019]

17. Real Decreto 647/2011 (2011) [online] Recuperado de: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-8910> [Consultado Dic. 2020]
18. Wikipedia Virtual_machine. (s.f.) [online] Recuperado de: https://en.wikipedia.org/wiki/Virtual_machine [Consultado 29 Dic. 2019]
19. F28335 Texas Instruments. (2019, Abril 19) [online] Recuperado de: <http://www.ti.com/lit/ds/symlink/tms320f28333.pdf> [Consultado 29 Dic. 2019]
20. [PYTHON]. (2019, Dic 18). Curso Python. Interfaces gráficas [Archivo de vídeo]. Recuperado de: <https://www.youtube.com/watch?v=hTUJC8HsC2I&t=530s>
21. Virtual Power Plants. [online] Recuperado de: <https://www.imnovation-hub.com/es/energia/que-es-una-virtual-power-plant/> [Consultado 29 Dic. 2019]

DOCUMENTO II: PRESUPUESTO

Índice

1. INTRODUCCIÓN.....	2
2. SOFTWARE UTILIZADO	2
3. MATERIALES.....	3
4. MANO DE OBRA	3
5. COSTE TOTAL	4

Índice de Tablas

Tabla 12 – Software Utilizado.....	2
Tabla 13 – Materiales	3
Tabla 14 – Mano de Obra.....	3
Tabla 15 – Viabilidad Económica	4

1. INTRODUCCIÓN

Una vez planteado todos los aspectos teóricos del proyecto, se realiza un desglose económico en el que se reflejan el conjunto de herramientas, materiales y recursos humanos utilizados para el desarrollo del proyecto descrito.

2. SOFTWARE UTILIZADO

En el siguiente apartado se han descrito los elementos software utilizados durante el desarrollo del proyecto. Tanto para el apartado de comunicaciones como para el diseño. Se han considerado los programas de software libre, aunque no contribuyan al incremento del presupuesto.

Tabla 12 – Software Utilizado

SOFTWARE UTILIZADO					
Concepto	Vigencia (años)	Uso (meses)	Coficiente	Coste Unitario	Importe Total
Licencia Office	5	9	0,15	60,90 €	9,14 €
Licencia Pycharm	1	9	0,75	195,00 €	146,25 €
Python 3.72	-	9	-	-	-
Ubuntu Lite 18.02	-	9	-	-	-
Oracle VM VirtualBox	-	9	-	-	-
Putty	-	9	-	-	-
Bases de datos PVGIS	-	9	-	-	-
Total					155,39 €

3. MATERIALES

En este apartado de materiales, se recogen todos los elementos necesarios para el tratamiento de datos, así como elemento de interconexión entre los dispositivos.

Tabla 13 – Materiales

MATERIALES			
Denominación	Unidades (ud.)	Precio Unitario (€)	Coste (€)
Ordenador personal	1	500 €	500 €
Ordenador corporativo	1	350 €	350 €
FT232RL FTDI USB a serial TTL	2	3,95 €	7,90 €
Texas Instruments TMS320F28335	3	138 €	414 €
Cable USB 2.0 USB A USB B M/M	3	1,25 €	3,75 €
Total			155,39 €

4. MANO DE OBRA

El apartado de mano de obra recoge los recursos humanos necesarios para el desarrollo de cada uno de los puntos de los que se compone el presente proyecto. Se ha considerado tanto el trabajo del autor del presente proyecto como el trabajo externalizado para la programación. Los trabajos se han dividido en el desarrollo de la gestión energética de la EMS, la elaboración de las comunicaciones y el desarrollo del interfaz gráfico.

Tabla 14 – Mano de Obra

MANO DE OBRA			
Denominación	Precio Unitario	Tiempo Empleado	Coste
Programador Python	35 €/h	150 h	5.250 €
Desarrollador del Interfaz EMS	30 €/h	50 h	1.500 €
Titulado Ingeniero Superior Industrial	50 €/h	300 h	15.000 €
Total			21.750 €

5. COSTE TOTAL

Una vez conocidas todas las partidas se realiza el cómputo global de todos los costes, para determinar el coste final del proyecto. Se considerarán unos costes indirectos debido a elementos auxiliares del 4% del coste total.

Por otra parte, se considerará un beneficio industrial igual al 6% del coste total del proyecto.

Tabla 15 – Viabilidad Económica

COSTE TOTAL	
Denominación	Coste
Software Utilizado	155,39 €
Materiales	973,79 €
Mano de Obra	21.750,00 €
Costes Indirectos	915,16 €
Beneficio Industrial	1.427,66 €
Total antes de IVA	25.222,00 €
IVA	5.296,62 €
Total	30.518,63 €

Aplicando los porcentajes reglamentarios, se obtiene un Presupuesto Total del Proyecto de TREINTA MIL QUINIENTOS DIECIOCHO EUROS CON SESENTA Y TRES CÉNTIMOS (30.518,63 €).

DOCUMENTO III: ANEXOS

Índice

1.	CONFIGURACIÓN PYCHARM	2
2.	CONFIGURACIÓN DE LA MÁQUINA VIRTUAL	2

1. CONFIGURACIÓN PYCHARM

- Selección de Intérprete
 - I. Settings
 - II. Project Interpreter
 - III. Python 3.7
- Descargar bibliotecas Python (no incluidas) en Pycharm
 - I. Settings
 - II. Project Interpreter
 - III. Plus
 - IV. Matplotlib → Install Package
 - V. Umodbus → Install Package
 - VI. Umodbus-Extended → Install Package
- Información sobre la IP
 - I. Windows + r
 - II. CMD
 - III. Ipconfig
 - IV. Dirección IPv4

2. CONFIGURACIÓN DE LA MÁQUINA VIRTUAL

- Parámetros Oracle VM VirtualBox
 - I. Sistema Operativo → Linux - Ubuntu
 - II. Memoria RAM → 512 Mb
 - III. Tamaño del disco → 15 Gb
 - IV. Tarjeta de Red → Adaptador solo-anfitrión
- Eliminar la GUI manteniendo solo el núcleo del sistema operativo.
 - I. `sudo apt-get remove ubuntu-desktop`
 - II. `sudo apt-get autoremove`
- Información sobre la IP
 - I. `sudo apt install net-tools`
 - II. `sudo ifconfig`
 - III. Dirección inet

- Configurar el servidor SSH
 - I. `sudo apt-get install openssh-server`
 - II. `sudo /etc/init.d/ssh start`
- Permisos para los Puertos Series
 - I. `sudo adduser mv1 dialout`
- Visualizar Puertos Series Existentes en Linux
 - I. `dmesg | grep tty`
- Descargar bibliotecas Python (no incluidas) en Linux
 - I. `sudo pip install modbus_tk`
 - II. `sudo pip install umodbus`
 - III. `sudo pip install umodbus extended`
- Conocer Requerimientos del Sistema
 - I. `sudo top`
 - II. `sudo netstat`