

UNIVERSIDAD DE ALMERIA

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA

**Análisis de herramientas de modelado y
diseño de sistemas de almacenamiento
eléctrico en aplicaciones fotovoltaicas**



Curso 2019/2020

Alumno/a:

Santiago Abreu Matute

Director/es:

Manuel Pérez García



TRABAJO DE FIN DE MÁSTER EN ENERGÍA SOLAR

Análisis de herramientas de modelado y diseño de sistemas de almacenamiento eléctrico en aplicaciones fotovoltaicas

Santiago Jesús Abreu Matute



Tutor: Manuel Pérez García

Resumen:

En este trabajo se analizan las capacidades para abordar el dimensionado y la simulación de sistemas de almacenamiento eléctrico de dos de los softwares de diseño de sistemas fotovoltaicos de naturaleza profesional más implantados (PVsyst y SAM). A tal fin se han identificado e intercomparado sus modelos internos de baterías y se han valorado sus opciones de su integración en los procesos dinámicos de generación solar y consumo que se dan en las instalaciones reales. A continuación se ha abordado un caso de estudio de una aplicación de autoconsumo residencial en España, basada en un perfil contrastable de demanda eléctrica con resolución horaria y un contexto de venta y compra de energía a la red eléctrica. El caso de estudio ha consistido en la generación de diferentes escenarios operacionales y en el análisis de los resultados ofrecidos por los softwares mencionados en cuanto al efecto del almacenamiento en la cobertura solar de la demanda, la rentabilidad de la inversión y el precio de la electricidad producida. **Palabras clave:** sistema de almacenamiento eléctrico, energía fotovoltaica, herramientas de diseño, PVsyst, SAM.

Universidad de Almería

junio, 2020

Dedicatoria

A toda mi familia y en especial a mis padres, por todo su apoyo, sin ellos nada de lo que he logrado hoy sería posible.

A mis amigos en Almería, que ayudaron en hacer más especial el tiempo durante mis estudios.

Agradecimientos

Se agradece a los investigadores del proyecto de investigación “Control y Gestión Óptima de Recursos Heterogéneos en Distritos Productivos Agroindustriales integrando Energías Renovables” DPI2017-85007-R, financiado por la Agencia Estatal de Investigación del Gobierno de España, su colaboración en el acceso a las referencias, fuentes y experiencias del mismo aplicables a este Trabajo Fin de Máster.

Siglas y Acrónimos

Abreviatura	Denominación original	Significado en español
AEMET	-	Agencia Española de Meteorología
BTM	Behind the Meter	Detrás del Medidor
CAPEX	Capital Expenditure	Gastos en Capital
CIEMAT	-	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
DoD	Depth of Discharge	Profundidad de Descarga
ESS	Energy Storage Systems	Sistema de Almacenamiento Energético
FTM	Front of the Meter	Frente del Medidor
FV	-	Fotovoltaico
HVAC	Heating Ventilation and Air Conditioning	Calefacción, Ventilación y Aire Acondicionado
IDEA	-	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
LCOE	Levelized Cost of Energy	Costo Nivelado de Energía
NREL	National Renewable Energy Laboratory	Laboratorio Nacional de Energías Renovables
O&M	Operations and Maintenance	Operación y Mantenimiento
OPEX	Operational Expenditures	Gastos Operativos
SCR	Self Consumption Ratio	Coefficiente de Autoconsumo
SIOS	-	Sistema de Información del Operador del Sistema
SoC	State of charge	Estado de Carga
SoW	State of Wear	Estado de Desgaste
SSR	Self Sufficiency Ratio	Coefficiente de Autosuficiencia
TFM	-	Trabajo de Fin de Máster
TMY	Typical Meteorological Year	Año Típico Meteorológico

Índice general

1	Introducción	1
	Objetivos	3
	Fases de Desarrollo	4
	Estructura del trabajo	5
2	Fundamentos del Modelado de Baterías	9
	Sistemas de Almacenamiento	9
	Baterías	11
	SoC de una Batería	15
	Ciclo de Trabajo en Baterías	16
	Performance Ratio	19
	SCR y SSR	19
	Levelized Cost of Energy	21
3	PVsyst	25
	Gestión de Carga	26
	Baterías	28
	Batería de Ion de Litio	29
	Batería de Ácido de Plomo	33
4	SAM	37
	Gestión de Carga	38
	Baterías	40
	Batería de Ion de Litio	44
	Batería de Plomo Ácido	46
5	Desarrollo	49
	Caso de estudio	49
	Perfil de carga	49
	Selección de componentes	53
	Módulo FV	53
	Baterías	54
	Inversor	55
	Misceláneos	56
	Condiciones Económicas	58
	Metodología de simulación	58
	Desarrollo de simulación	60
	Condiciones Iniciales	60

Parámetros Operativos	63
Parámetros Económicos	64
6 Análisis de Resultados	69
Parámetros Operativos	69
Distribución Energética	69
Baterías de Plomo Ácido	70
Baterías de Ion Litio	74
Perdidas y Vida Útil	77
Baterías de Plomo Ácido	77
Baterías de Ion de Litio	79
Self-Consumption Ratio	81
Parámetros Económicos	84
LCOE	84
Costo de Electricidad	87
Tarifa Optima	91
Feed-In Optimo	94
7 Conclusiones	99
8 Bibliografía	101

1. Introducción

Las energías renovables se están desarrollando a un ritmo mucho más acelerado que el que los expertos habían estimado. Este aumento se debe en parte a que los costes de la energía fotovoltaica (FV) se han reducido enormemente gracias a la existencia de un mercado extremadamente activo, especialmente en el ámbito de las grandes plantas de generación. La energía fotovoltaica además de combatir el cambio climático es una energía económicamente competitiva y ya no solo compite entre las renovables sino también con todas las tecnologías en el mix energético. Hoy día, existen numerosos ejemplos en los que la energía fotovoltaica es ya más barata que la energía generada por plantas de combustibles fósiles en términos de LCOE (Levelized Cost of Energy) [1].

Es importante destacar en este contexto que, a pesar de esta situación favorable, la reducción de costes mencionada solo ha beneficiado a aquellos proyectos dedicados a la generación eléctrica, ya que los elementos que más han reducido su precio han sido los módulos fotovoltaicos y los inversores. Sin embargo no es posible decir lo mismo de los sistemas dedicados al almacenamiento eléctrico, cuyo coste todavía lastra en gran medida su consideración en los proyectos fotovoltaicos, especialmente en los dedicados al auto-abastecimiento en aplicaciones de medio o bajo nivel en los que no es posible beneficiarse de la economía de escala de las grandes plantas de generación conectadas a las redes de distribución. Este alto coste ha generado un gran interés e inversión en proyectos para encontrar una posible solución al desarrollo baterías más eficientes y económicas así como determina que la integración en los proyectos de las mismas deba de realizarse después de un cuidadoso proceso de modelado y diseño que lleve a la mejor solución posible desde el punto de vista técnico y económico.

Lo anterior es especialmente relevante porque el sector fotovoltaico debe afrontar con soluciones rentables el hecho de que la producción eléctrica en una planta fotovoltaica se encuentra en su momento pico durante el mediodía solar y, sin embargo, la mayor demanda energética, especialmente en el caso del sector residencial, caso bajo estudio en este trabajo, se produce en las últimas horas de la tarde como se observa en la figura 1. Los sistemas de almacenamiento eléctrico son pues clave en estas circunstancias y junto con los aspectos relacionados con su tecnología y fabricación, que determinan en gran medida el coste de los mismos, resulta fundamental el estudiar, como se ha dicho, las diferentes soluciones específicas de integración que permitan realizar una selección óptima de su tamaño y cubrir la curva de demanda diaria completa y evitar cualquier otro tipo de perturbación derivada de la impredecibilidad del recurso solar como, por ejemplo, el paso de nubes.

La simulación, en ingeniería en general y en ingeniería fotovoltaica en particular,

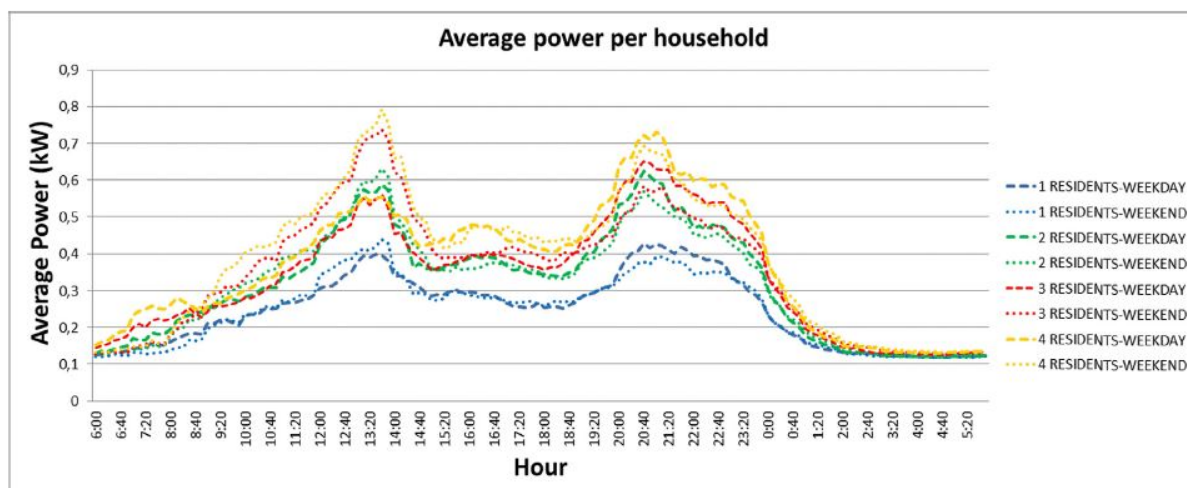


Figura 1: Consumo eléctrico promedio en España [2].

permite modelar diferentes escenarios de operación de los sistemas y tomar decisiones de diseño sustentadas en una representación realista de las condiciones de uso y de la respuesta técnica de los propios elementos que constituyen el sistema bajo estudio. Como describe en su artículo Turcotte et al.[3], para el caso del diseño de los sistemas fotovoltaicos existe un conjunto bien establecido de herramientas informáticas de simulación que pueden categorizarse en cuatro grupos: herramientas de prefactibilidad, de dimensionado, de simulación y de investigación de arquitectura abierta.

En este TFM se trabajará con herramientas que realizan conjuntamente el dimensionado y la simulación de sistemas fotovoltaicos y, de forma particular, con el objetivo de estudiar en profundidad sus opciones y capacidades relacionadas con el almacenamiento de energía eléctrica.

Los softwares de dimensionado trabajan de la siguiente manera: dado un requerimiento energético, determina el tamaño óptimo de los diferentes componentes que integran el sistema. En las herramientas de simulado, a diferencia de las anteriores, el usuario debe especificar el tamaño y naturaleza de cada componente. El software provee un análisis detallado del comportamiento del sistema [3].

Cabe destacar que cada software tiene una interfaz, variables de entrada y modelos diferentes para poder simular el sistema de almacenamiento eléctrico, partiendo de una base de datos de baterías comerciales, el tipo de batería que se desee modelar (baterías de plomo y ácido, baterías de flujo y baterías de Ion Litio) y un conjunto de parámetros que aumentan la complejidad y detalle de los cálculos a realizar, todo esto generando un procesamiento diferente en cada herramienta.

Es importante acotar que el modelado de un sistema de almacenamiento eléctrico puede tener las siguientes dificultades y es por esto la importancia de conocer los métodos de modelado existentes:

- Amplio rango de operación y estado de carga de las baterías.
- Diferentes tipos de cargas los cuales dependen de la instalación.
- Amplio rango de tamaño de baterías y energía disponible por celdas.



- Amplio rango de corrientes de carga y descarga en las baterías.
- La carga y la fuente de energía contempla un sistema bidireccional y particular para cada instalación.

Entre este tipo de parámetros podemos encontrar una diversidad de condiciones, partiendo desde cuestiones principales como capacidad a almacenar, voltaje de operación del banco de baterías, número de celdas y tiempos de descarga. Aunado a esto los modelos toman también en cuenta procesos de degradación de la batería, basándose en la tecnología de la misma, como afecta parámetros térmicos (temperatura de operación y temperatura de la habitación) el rendimiento [4]. Hasta poder definir parámetros de operación con la red, como podría ser un calendario de despacho para las baterías, pérdidas de energía en los equipos y posibles bancos de baterías de respaldo para ser remplazadas por aquellas las cuales se encuentren operando por valores inferiores a los que se establezcan en la herramienta. Debido a esto, se considera importante la selección de esta sección en los softwares para abordar su intercomparación en el presente Trabajo de Fin de Máster.

Adicionalmente, uno de los aspectos principales de este trabajo ha sido la selección del caso de estudio con el cual se realiza la simulación en las herramientas pertinentes. Debido al actual impulso oficial al autoconsumo individual y comunitario [5], el propósito de la investigación de este trabajo, es el estudio de los sistemas de almacenamiento eléctrico para aplicaciones fotovoltaicas residenciales, se consideró un modelo específico de consumo eléctrico residencial español contrastado en la literatura científica [2]. Dicho modelo permite contar, mediante procedimientos estadísticos y prácticos, con las cargas típicas en una vivienda familiar. Todo lo anteriormente planteado es necesario abordarlo de una manera óptima y económica para así poder aumentar la rentabilidad de este tipo de instalaciones y afianzar el crecimiento actual de plantas fotovoltaicas. Conocer los correctos métodos para el diseño de un sistema de almacenamiento eléctrico y que parámetros son los más adecuados al momento de abordar una instalación fotovoltaica permitirán el ajuste óptimo con respecto a las capacidades requeridas y el funcionamiento del sistema con respecto a los casos de cargas como menciona Hoppmann et al. [6].

Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es realizar una intercomparación de dos de las herramientas de dimensionamiento fotovoltaico actuales más implantadas en el mercado PVsyst y SAM, evaluando de manera específica sus capacidades en el ámbito del almacenamiento eléctrico por baterías. Para ello, el trabajo parte de un caso de estudio basado en perfiles de consumo eléctrico con una resolución horaria el cual servirá para generar distintos escenarios que permiten estudiar la respuesta de las salidas operacionales y económicas de los modelos a variaciones paramétricas de las principales entradas de los códigos de simulación.

Para poder cumplir con el objetivo principal anteriormente planteado, ha sido necesario abordar los siguientes objetivos específicos:

- Alcanzar un conocimiento amplio y suficiente de las herramientas a partir del estudio de los manuales de usuario, información técnica y procedimientos de



uso disponibles.

- Obtener, a partir del estudio de la literatura técnica y científica, un caso de estudio representativo, con información y discriminación temporal suficiente, que permita bajo la modificación y ajuste de ciertos parámetros, modelar diferentes casos y escenarios.
- Clasificar y establecer los factores más importantes para el proceso de simulación de un sistema de almacenamiento eléctrico con aplicación fotovoltaica partiendo de un caso del estudio seleccionado.
- Simular el caso práctico con cada herramienta seleccionada, variando ciertas entradas y parámetros de operación para poder conocer cómo funciona el proceso de simulación y la sensibilidad de cada software.
- Analizar los resultados obtenidos, clasificando los datos más relevantes para este estudio y permitiendo identificar los aspectos más críticos en el proceso de simulación para cada herramienta de dimensionamiento fotovoltaico.
- Presentar los resultados y las conclusiones obtenidas, permitiendo con este objetivo poder elaborar un Trabajo de Fin de Máster y un estudio que sea relevante para la comunidad interesada en aspectos de almacenamiento eléctrico para aplicaciones fotovoltaicas e implementación en herramientas de dimensionamiento.

Fases de Desarrollo

En el presente Trabajo de Fin de Máster para el correcto desenvolvimiento del estudio, se establecen las siguientes 5 fases metodológicas:

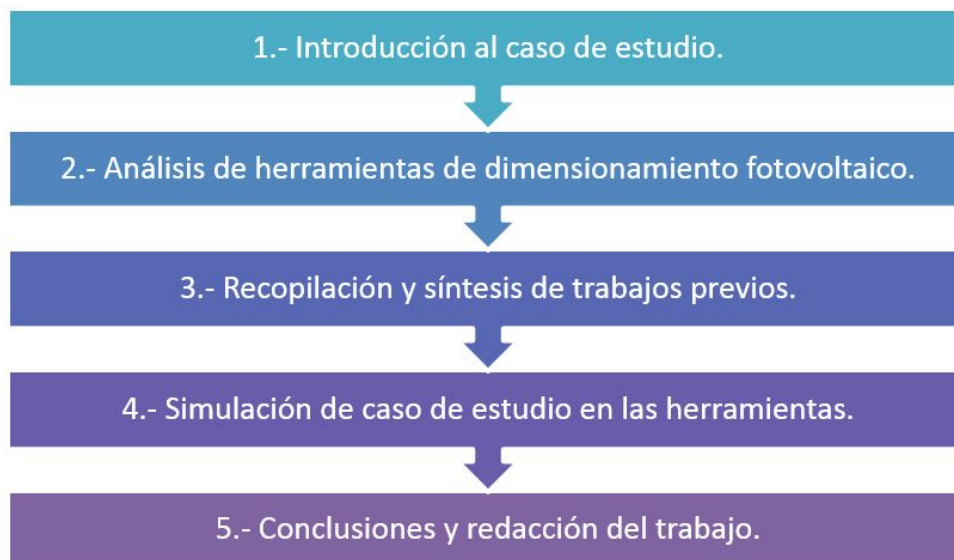


Figura 2: Fases metodológicas.



1. Recolección de datos de entrada y análisis de condiciones técnicas de un caso práctico, el cual permita su estudio bajo ciertos parámetros establecidos en este trabajo, permitiendo así poder implementar dicho caso en las herramientas de dimensionamiento fotovoltaico a comparar. Es importante poder señalar cuales son las variables base en el caso práctico, de esta forma se podrá realizar un análisis completo y con condiciones reales en el estudio.
2. Investigación respecto a las herramientas de dimensionamiento fotovoltaico actuales en el mercado para así luego realizar la selección de las que se consideren pertinentes para este trabajo. Realizar la lectura de los manuales e información técnica referente a las herramientas elegidas, pudiendo así determinar los aspectos más importantes respecto a la sección de almacenamiento eléctrico, la cual será estudiada en este trabajo.
3. Análisis de proyectos previos en los cuales se haya utilizado las herramientas de dimensionamiento fotovoltaico escogidas para el estudio. Aunado a esto, analizar posibles estudios relacionados con el almacenamiento eléctrico para aplicaciones fotovoltaicas y así poder tener una base teórica con la cual abordar las siguientes fases del proyecto. Por último, será oportuno la elaboración de una metodología a implementar para la simulación del caso de estudio y la intercomparación de los resultados obtenidos.
4. Simulación del caso práctico mediante las herramientas de dimensionamiento seleccionadas, aplicando variaciones en diversos factores que sean de interés para el estudio. Una vez, realizado este apartado se procederá a la recolección de los resultados por cada herramienta para su posterior clasificación y síntesis. Logrando tener una base de resultados relevantes se procederá al posterior análisis de los mismos.
5. Redacción del Trabajo de Fin de Máster, elaborando las conclusiones basadas en los resultados obtenidos mediante la simulación del caso de estudio en cada herramienta y realizando la intercomparación en función de ciertos parámetros que se hayan considerado pertinentes, logrando así poder publicar los resultados del estudio.

Estructura del trabajo

El presente Trabajo de Fin de Máster va a contar con una estructura la cual permita mostrar el objetivo general y los objetivos específicos planteados al inicio del estudio, las fases metodológicas y delimitaciones en cuanto al contenido que se planea abarcar, el trabajo contara en un primer capítulo una introducción al problema, en el cual se pueda entender el interés en realizar esta investigación planteada y la situación actual con respecto a este tema.

En un segundo capítulo se abordarán los aspectos teóricos más importantes para el correcto desarrollo de la investigación en un marco teórico, abordando modelos, aspectos teóricos y técnicos con respecto al almacenamiento eléctrico por medio de baterías para aplicaciones fotovoltaicas, una descripción de las herramientas computacionales que se



utilizaran y ciertos aspectos de interés como pueden ser su operación, parámetros manipulables y procesos de cálculo en dichos softwares, todo lo previamente mencionado para el desarrollo del trabajo.

Se encontrará luego en la estructura del trabajo un tercer capítulo con toda la metodología planteada para el correcto desarrollo de las simulaciones, parámetros de simulación y recolección de resultados, la obtención y procesamiento de bases de datos y perfiles de consumo para determinar los casos de estudios a implementar para así plasmar lo más relevante en la simulación y desarrollo de la investigación. Todo esto para su posterior análisis de los resultados obtenidos y en un último capítulo poder expresar las conclusiones que se hayan encontrado.

Por concluir, se especificará la bibliografía más relevante y utilizada durante el desarrollo del mismo, así como los anexos que se consideren de interés para el lector. Todo esto siguiendo la normativa estipulada por la Universidad de Almería para el desarrollo y publicación de un Trabajo de Fin de Máster.

Para el correcto desenvolvimiento del TFM se contará con una planificación de las actividades más importantes, las cuales permitirán cumplir con los plazos de tiempo acordados y obtener los mejores resultados en la investigación. A continuación, se muestra en la figura ?? la planificación con las actividades a desarrollar.

Para finalizar, es de suma relevancia destacar cuáles serán los límites en los cuales se abordará este trabajo. Se cuenta con un plazo de aproximadamente 4 meses para la elaboración del TFM, es debido a esto y a la gran versatilidad que permiten las herramientas de dimensionamiento fotovoltaico previamente mencionadas, el trabajo solo se centrará en la intercomparación de la sección de diseño y simulación de almacenamiento eléctrico en estos softwares, de esta forma se logrará enfocar el estudio a un aspecto que es de suma importancia para el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos actualmente y analizar con detalle todos los parámetros y factores que le afectan.

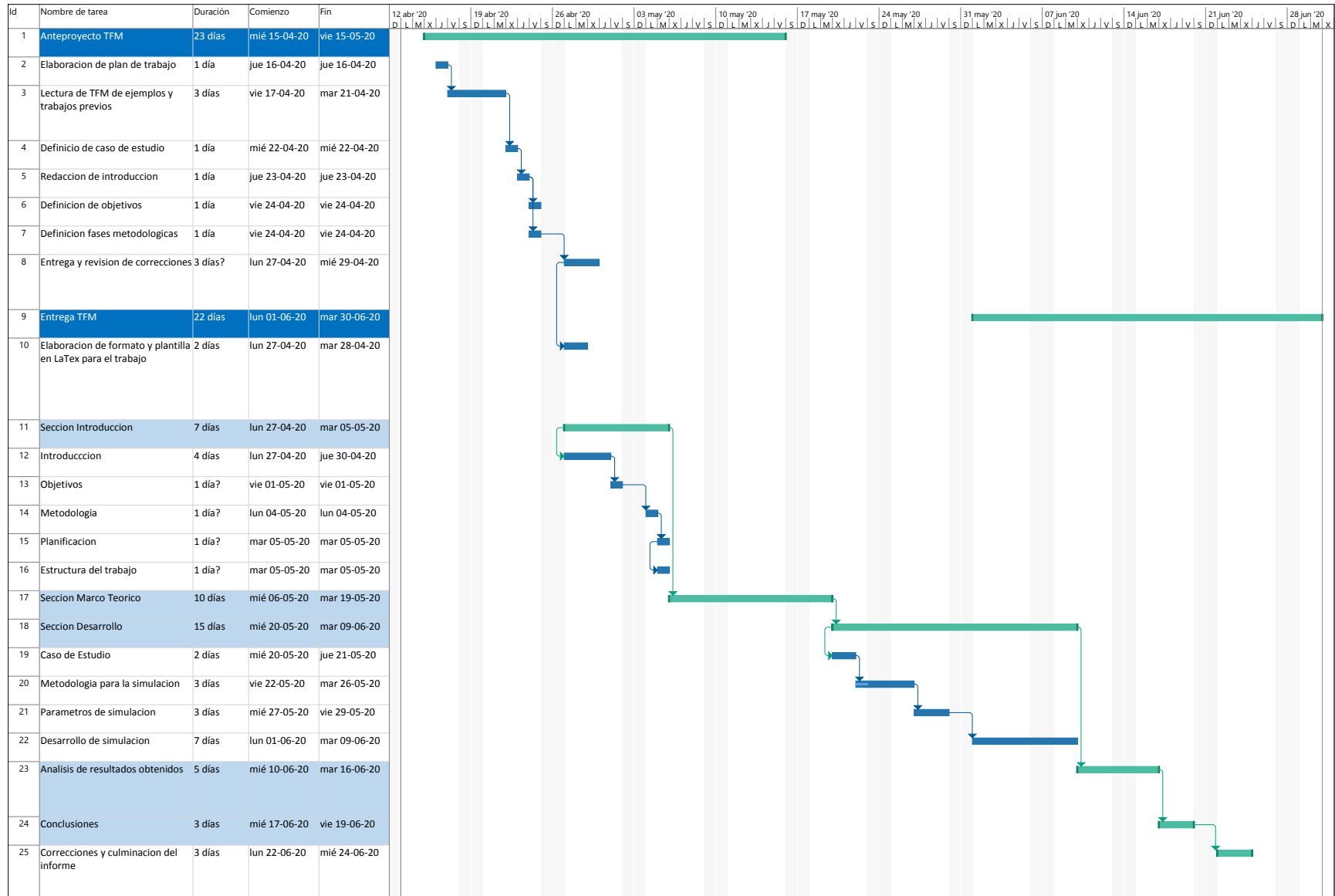


Figura 3: Planificación del Trabajo de Fin de Máster.

2. Fundamentos del Modelado de Baterías

La implementación de sistemas de almacenamiento de energía por baterías en instalaciones fotovoltaicas está siendo más común cada año y es de esperarse que con la disminución de costos y avances tecnológicos, dicha practica se haga más frecuente. Esto puede deberse a un conjunto de factores y necesidades del usuario como serian:

- El mínimo consumo de energía proveniente de la red.
- Peak Shaving, evitando así un exceso en la subida o bajada de energía en la red.
- Para la optimización de inyección de energía en los periodos del día que se considere más oportuno, considerando el consumo y tarifas eléctricas, permitiendo un mejor coste de la electricidad.
- En redes inestables donde el suministro eléctrico no es confiable, asegurando un suministro eléctrico más prolongado.
- Para solventar problemas de estabilidad en la producción fotovoltaica como por ejemplo el paso de nubes.

Sistemas de Almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento eléctrico han sido utilizados comúnmente para sistemas fotovoltaicos aislados, en los cuales al no contar con una fuente de energía externa como puede ser la red eléctrica, la necesidad de brindar un suministro de energía continuo al usuario lleva a la obligación de implementar equipos que permitan absorber energía excedente en los momentos de mayor generación y poco consumo, resguardar dicha energía de manera eficiencia para así poder ser inyectada a las cargas cuando sea necesario y la instalación fotovoltaica no pueda cubrir la totalidad de la demanda, ya sea por perturbaciones como puede ser pasos de nubes o un bajo nivel de radiación solar.

Sin embargo, debido al constante decrecimiento en costos de los módulos e inversores fotovoltaicos, así como el desarrollo los elementos del sistema de almacenamiento de energía y el fomento por parte de ciertos para el crecimiento de instalaciones de autoconsumo residencial, ya sea bajando los precios de consumo de energía o algunos beneficios



al usuario por poder inyectar energía excedente a la red [5]. Ha provocado que estos sistemas se estén incorporando con mayor frecuencia en los nuevos proyectos fotovoltaicos, generando un interés en estudiar y entender su mejor funcionamiento, proceso de diseño y operación.

En el caso anteriormente mencionado, el sistema fotovoltaico se encarga de suministrar energía a la carga y el excedente de energía almacenarlo para momentos en que la producción no pueda satisfacer la demanda, permitiendo así, mediante el sistema de almacenamiento eléctrico poder disminuir la necesidad de extraer energía de la red eléctrica como se muestra en la figura 4.

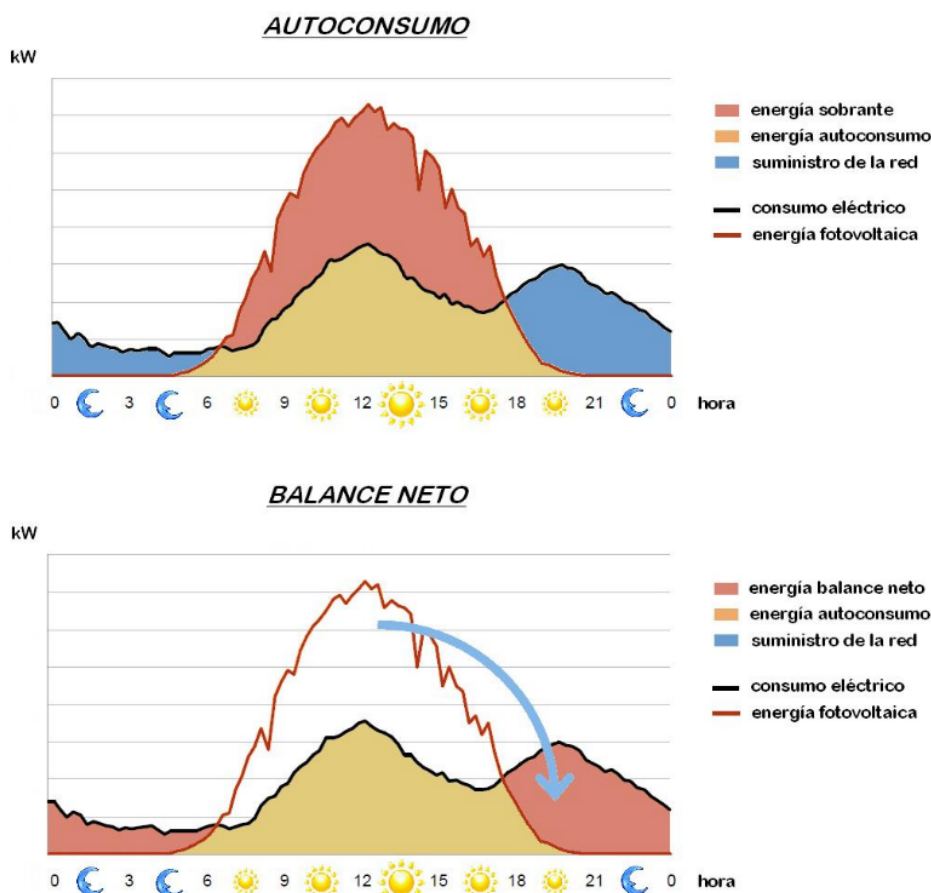


Figura 4: Operación de un sistema fotovoltaico para autoconsumo [7].

En la figura 5, se puede observar un esquema simplificado de los componentes que componen un sistema fotovoltaico con almacenamiento eléctrico. Las baterías que son el principal componente del sistema de almacenamiento, encargado de almacenar la energía excedente del generador fotovoltaico, su capacidad y rendimiento para poder conservar y operar la energía almacenada representa un factor fundamental en la rentabilidad y eficiencia al momento de acoplar este tipo de sistemas a una instalación de autoconsumo residencial.

El controlador de carga, un equipo esencial debido a que permite transferir de forma óptima y segura la energía producida por los módulos fotovoltaicos a las baterías, una de las principales formas de operación con las cuales se lleva a cabo esta tarea, es el método

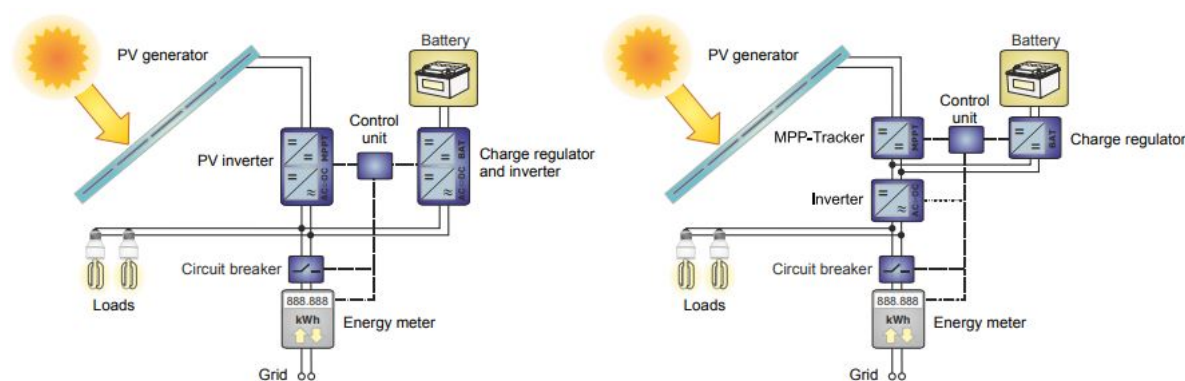


Figura 5: Sistema fotovoltaico con sistema de almacenamiento eléctrico [8].

conocido como regulación de voltaje. El cual limita la circulación de corriente hacia la batería, censando la tensión eléctrica en terminales de la batería, al llegar a un cierto nivel de voltaje en el cual se considera que el elemento se encuentra cargado, se hace el corte de suministro de energía. Aunado a esto, limita posibles condiciones extremas de operación como pueden ser velocidad de carga y descarga muy elevadas, sobretensiones y otros sucesos que pueden afectar la vida útil de la batería.

Se debe encontrar en un lugar con una climatización correcta, la cual cuente con una ventilación apropiada y se puede estar con certeza que el equipo no será expuesto a temperaturas peligrosas, no tener el sistema de almacenamiento expuesto a la radiación solar y permitir que cuente con un espacio que permita disipar de forma adecuada el calor. Por último, en el sistema de almacenamiento eléctrico se encuentran ciertos equipos de conexión y protección, los cuales son necesarios para poder llevar el acoplamiento de todos los elementos y así poder contar con un sistema de almacenamiento eléctrico funcional.

Baterías

Una batería es un equipo que permite el almacenamiento y transformación de energía, mediante materiales que lo componen convierte energía química en energía eléctrica a través de una reacción de óxido reducción. Dicho proceso puede ser reversible, provocando la existencia de baterías recargables, en la cual mediante la inyección de energía eléctrica provocada por la circulación de electrones de un material a otro provoca un almacenamiento de energía en forma química, como se ha demostrado mediante estudios, las baterías cuentan con uno de los procesos de conversión de energía más eficientes que se pueden encontrar [9].

Cuando se hace mención a una batería, se está describiendo un equipo conformado por un conjunto de celdas en un arreglo de conexiones en serie y paralelo que establecerán ciertas condiciones de operación como pueden ser el voltaje y la capacidad de almacenamiento, esta celda es el componente encargado de realizar la transformación de energía química a eléctrica y viceversa. La celda de una batería está compuesta de los siguientes componentes:



- Electrodo positivo (Cátodo): Es el elemento oxidante de la celda, el cual permite la absorción de electrones de un circuito eléctrico externo, reduciéndose mientras que la reacción electroquímica se está llevando a cabo.
- Electrodo negativo (Ánodo): Es el elemento reductor, el cual permite entregar electrones hacia un circuito eléctrico externo, oxidándose mientras que la reacción electroquímica se está llevando a cabo.
- Electrolito: Es el conductor que proporciona un medio de transferencia de carga (iones) entre el ánodo y el cátodo dentro de la celda, este elemento actualmente se puede encontrar de forma líquida y sólida.
- Separador: Es un elemento que permite la separación y aislamiento entre el ánodo y catodo dentro de la celda, al estar en contacto con el electrolito genera una especie de catalizador que fomenta el movimiento de carga (iones).
- Terminales: Elementos que permiten la conexión del circuito eléctrico interno de una celda, con un circuito eléctrico externo.
- Contenedor: Elemento que permite agrupar de forma eficientemente y segura todos los componentes mencionado anteriormente, es de importancia porque protege a los demás elementos de posibles deterioros por condiciones ambientales.

Todos estos componentes se pueden observar en la figura 6, donde se presenta de forma constructiva una batería de plomo ácido.

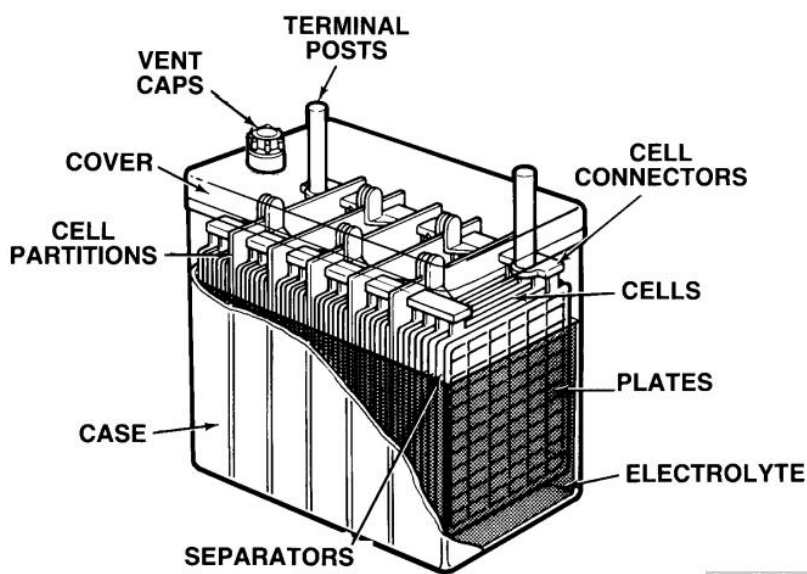


Figura 6: Elemento en una batería [10].

Gracias al continuo desarrollo y estudio de nuevas tecnologías para aplicaciones de almacenamiento eléctrico, se ha podido desarrollar una variedad de baterías, con el fin de poder cubrir de forma óptima diferentes aplicaciones y necesidad, tratando de disminuir los costos de fabricación y aumentar la vida de trabajo. Entre las posibles baterías que se pueden encontrar actualmente en el mercado están [11].



- Baterías de níquel y cadmio (NiCd).
- Baterías de níquel metal hidruro (NiMH).
- Baterías de plomo ácido (PbO2).
- Baterías de ion de litio (Li-Ion).
- Baterías de polímero de litio (Li-Pol).
- Baterías redox de vanadio.

Donde cada uno de ellos tendrá diferentes valores de operación y condiciones de trabajo como se ve en la siguiente tabla, donde se muestra un resumen de ciertos aspectos técnicos para una variedad de baterías [12].

Baterías	Plomo Ácido	NiCd	NiZn	Li-Ion	Li-Pol	Na-NiCL2
Energía/peso (Wh/kg)	40-50	60-75	50-60	150-200	150-200	125
Voltaje de celda (V)	2	1,25	1,5	3,7	3,7	2,58
Voltaje al final de la descarga (V)	1,8-1,65	1,09-0,7	1,6	2,75-1,45	/	1,58
Número de ciclos	600-1500	800-2500	500-1000	500-1000	100-10000	1000-2500
Temperatura de trabajo °CC	0-45	0-50	50	Ambiente	Ambiente	270-350
Tiempo de carga (h)	5-20	10-15	1,5	1-2	1-5	2
Eficiencia (%)	65-85	70-80	65-80	85-95	90-95	90

Actualmente existen diferentes formas de modelar el comportamiento dinámico de una batería, un factor importante es la capacidad del equipo, la cual puede variar por diferentes parámetros térmicos, eléctricos y químicos como se explicará a continuación. Como se describe por Rekioua y Matagne [12], una forma común de describir dicha variable es a través de la ecuación de Peukert.

$$C = t * I_{bat}^n$$

En el cual se puede asociar una capacidad de la batería (C), con respecto a una corriente de descarga, el tiempo de descarga y un coeficiente (n) el cual es conocido como coeficiente de Peukert, este coeficiente es particular para cada tecnología de baterías y depende de factores como puede ser el envejecimiento del equipo y la resistencia interna, pudiendo así describir que tan bueno es el comportamiento de la batería. En la siguiente podemos observar algunos valores usuales para el coeficiente de Peukert.

Baterías AGM	Baterías de Gel	Baterías de Flujo	Baterías de Plomo Ácido	Baterías de Ion Litio
1,05-1,15	1,1-1,25	1,2-1,6	1,35	1,1

Conociendo dicho concepto, es posible enunciar una expresión que tomando en cuenta pequeños intervalos de tiempo y una corriente de descarga constante, determinar como sería la variación del estado de carga (SoC) en la batería, un parámetro fundamental al momento de realizar el modelado y representar de forma dinámica el comportamiento del equipo.

$$\Delta SoC(t_k) = \frac{I_{bat_k}}{C_1} * \left(\frac{I_{bat_k}}{I_{bat_1}}\right)^{n-1} * \Delta t$$



Por lo que se puede evidenciar, que al conocer una capacidad determinada (C_1) y la corriente de descarga correspondiente para dicha capacidad (I_{bat_1}), es posible conocer como es la variación del SoC con respecto a intervalos de tiempo y corrientes de carga diferentes (I_{bat_k}). Aunado a esto, si se desea conocer el SoC de la batería para ese instante, solo es necesario establecer el estado de carga existente y tomar en cuenta la variación que se ha determinado.

$$SoC(t_k) = SoC(t_{k-1}) + \Delta SoC(t_k)$$

Otra variable importante cuando se realiza el estudio de este tipo de elementos, es el voltaje en terminales. A continuación, se describe las ecuaciones pertinentes respecto al modelo Shepherd, el cual describe el comportamiento electroquímico de la batería en términos de voltaje y corriente [13].

$$E_t = E_c - K_i * Q - R_{bat} * I_{bat}$$

Donde se tiene que:

- E_t : Voltaje en los terminales de la batería, expresado en V.
- E_c : Es un voltaje constante correspondiente a cada batería, expresado en V.
- K_i : Coeficiente de polarización, expresado en V.
- Q : Relación de capacidad acumulada en Ah entre la capacidad de la batería a plena carga.
- R_{bat} : Resistencia interna de la batería, expresado en Ω .
- I_{bat} : Corriente para ese instante en la batería, expresado en A.

Aunado esto, el modelo desglosa cierto parámetro interno como es la R_{bat} , en un subconjunto de expresiones que permite poder determinar con mayor certeza el valor de esta variable. Para esto se hace uso de la resistencia del electrolito (K_R) y la resistencia inicial de la batería (R_0), estos dos parámetros en condiciones de carga completa.

$$R_{bat} = R' + K_R * \frac{1}{1 - Q} \quad R' = R_0 + K_R$$

Pudiendo observar cómo se describe la resistencia interna de la batería, se puede establecer que dicho valor es dependiente del SoC de carga del equipo. Por lo tanto, este valor no será constante durante todas las posibles condiciones de operación. Este es un modelo que representa de forma simple como es la variación de ciertas variables de interés en una batería, permitiendo realizar modelados y estudios de estos elementos. Actualmente se encuentran una gran cantidad de modelos más elaborados y complicados, como pueden ser el modelo de Thevenin de baterías, modelos dinámicos lineales y no lineales, así como modelos dinámicos de tercer y cuarto orden [12]. El Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), describe un conjunto de expresiones que modelan el comportamiento en carga y descarga para una batería de plomo



ácido, partiendo de las condiciones de SoC, temperatura de trabajo y el número de celdas involucradas [14]. A continuación, se presenta el modelo para un proceso de carga.

$$V_{bat.carga} = n_{celdas} * (2 + 0,16 * SoC) + n_{celdas} * \frac{I_{bat}}{C_{10}} * \left(\frac{6}{1 + I_{bat}^{1,3}} + \frac{0,27}{SoC^{1,5}} + 0,002 \right) * (1 - 0,007 * \Delta T)$$

Para un proceso de descarga en la batería de plomo ácido, se tiene la siguiente expresión.

$$V_{bat.descarga} = n_{celdas} * (1,965 + 0,12 * SoC) - n_{celdas} * \frac{I_{bat}}{C_{10}} * \left(\frac{4}{1 + I_{bat}^{1,3}} + \frac{0,27}{SoC^{1,5}} + 0,002 \right) * (1 - 0,007 * \Delta T)$$

Es importante aclarar que ΔT corresponde a la variación de temperatura con respecto a un valor de referencia, en este caso $25^{\circ}C$ y al momento de introducir el valor en la expresión respectiva, se debe mantener dicha unidad. En los estudios presentados por CIEMAT y las ecuaciones que plantean para el modelado, es posible observar como una disminución en la temperatura de trabajo, provoca un decaimiento en las condiciones de capacidad de la batería, la causa de este fenómeno se tratara con más detalle en la siguiente sección.

SoC de una Batería

Un parámetro fundamental que se debe conocer cuando se está realizando el estudio y uso de una batería es el estado de carga (SoC), Representa la capacidad de una batería para un instante con respecto a la capacidad máxima que puede operar, no existe una forma precisa para obtener y medir dicho parámetro. Sin embargo, haciendo estimación y tomando en cuenta la corriente extraída o inyectada a una batería con respecto del tiempo, es posible calcular el estado de capacidad esta [15].

Conociendo esto es posible describir la variación del estado de carga con la siguiente expresión:

$$SoC_t = SoC_0 - \int_0^t \frac{\eta_i * I_t}{C_{max}} dt$$

La cual es presentada por Zhang et al [16]. Nos permite conocer el estado de carga para cualquier instante de tiempo, conociendo el SoC inicial, la eficiencia Farádica que puede variar con la temperatura, corriente de carga y descarga, así como otros parámetros intrínsecos de la batería, se observa que toma en cuenta la corriente de carga instantánea (I_t) y como esta varia en el tiempo. Todo esto respecto a la capacidad máxima disponible de la batería, la cual puede variar en el tiempo por factores de envejecimiento.

Aunado a esto, la capacidad de una batería de ciertas tecnologías como puede ser el plomo ácido, se ven afectadas por la temperatura de trabajo, disminuyendo su capacidad a medida que la temperatura decrece. Esto es debido al aumento en la resistencia interna

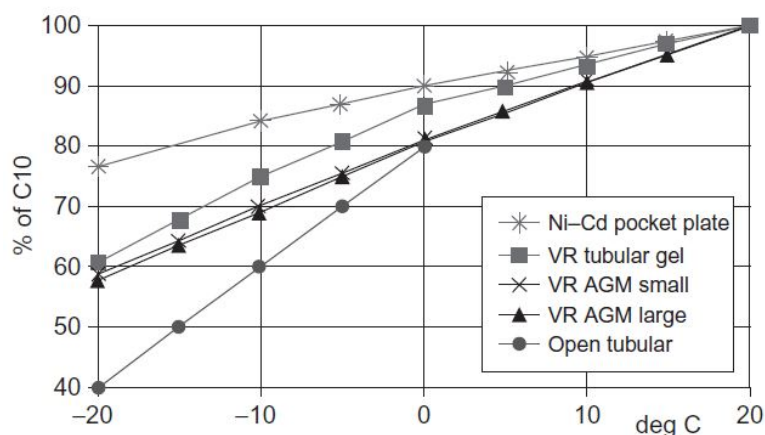


Figura 7: Capacidad en una batería de plomo ácido a diferentes temperaturas [17].

y la velocidad de difusión del electrolito, este efecto se ve más pronunciado en equipos con un mayor volumen de ácido [17]. Esto es posible observarlo en la figura 7.

Un parámetro que está relacionado con el SoC de una batería, es la profundidad de descarga (DoD), la cual relaciona el porcentaje de carga extraído con respecto a capacidad nominal a plena carga. Al ser el complemento del SoC, se puede observar de forma sencilla en la siguiente tabla como se relacionan dichas variables, es importante mencionar que debido a que la capacidad de una batería es fuertemente relacionada con la velocidad de descarga, para velocidades de descarga menores a la nominal, es posible encontrarse con DoD mayores a 100 % [17]. Este parámetro es comúnmente utilizado al momento de hacer referencia a la vida útil del equipo.

SoC (%)	DoD (%)
100	0
75	25
50	50
25	75
0	100

Ciclo de Trabajo en Baterías

En la siguiente lista se pueden observar ciertos parámetros que Soteris considera relevante al momento de estudiar el comportamiento y ciclo de trabajo de un sistema de almacenamiento de energía [17].

- No se considera una buena práctica extraer la capacidad completa de la batería, ni en el peor de los casos, realizar dicha acción tiene un efecto grave con respecto a la vida útil del equipo y su degradación. En la mayoría de los casos, el fabricante especificará en la hoja de datos técnicos de la batería, cuanto es el porcentaje máximo de energía que se puede extraer (DoD_{max}) sin estar corriendo el riesgo de dañar el equipo.



- Mientras mayor sea la capacidad extraída en la batería diariamente, el desgaste será mayor lo que traerá como consecuencia un posible deterioro del equipo. Que tan perjudicial es este efecto dependerá del tipo de batería implementado, su ciclo de vida útil la carga se esté alimentando.
- La capacidad de una batería no es completamente constante durante todos los estados de operación, depende de que tan rápido se quiere extraer la energía y su temperatura de trabajo, teniendo, así como principal factor la velocidad de descarga.
- El voltaje de la batería depende de la velocidad de carga que se encuentre en ese instante, pudiendo provocar que debido a una mala operación y contar con un valor alto de corriente circulando, el controlador de carga censara un valor alto de voltaje, deteniendo el proceso de carga ante de que la batería puede estar completamente cargada.
- Si se opera la batería a temperaturas mayores a las indicadas como admisibles por parte del fabricante, el desgaste en el equipo puede aumentar y así afectar la vida útil.
- A pesar del constante desarrollo en nuevas tecnologías y elementos en los sistemas de almacenamiento eléctrico, equipos con una mayor vida útil y robustez respecto a posibles factores que generen desgaste, mayor será el coste de las baterías.

Así como se ha mencionado, un factor importante que afecta el comportamiento de una batería, es la velocidad de descarga y carga que se le aplica. Para poder normalizar esta condición de operación, es común utilizar un parámetro conocido como C-rate, en este se establece una relación entre la velocidad de descarga para un instante con respecto a la capacidad máxima [15]. Por lo que, si se tiene una batería con una capacidad máxima de 10Ah, si tenemos un C-rate igual a C2, la batería se descargara con una corriente de 20A.

El C-rate toma un factor importante cuando se quiere modelar la vida útil y degradación de una batería, ya que, al contar con velocidad de descarga muy elevadas, debido a fenómenos internos de la batería se genera un calentamiento que puede ser excesivo y de esta forma ser perjudicial para el equipo. Aunado a esto, dependiendo de la velocidad de carga y descarga, en los terminales se podrá encontrar un voltaje de circuito abierto diferente como se ve en la figura 8, en la cual se puede observar el comportamiento del voltaje de una batería para diferentes velocidades de carga.

Es por esto, una práctica común por parte de los fabricantes establecer en las hojas de datos técnicos de sus equipos, cuál sería la corriente permitida para cierta velocidad de descarga y un voltaje de operación conocido, en el caso de la batería UZS600-6 del fabricante Ultracell, el cual consiste en una batería estacionaria de 6V y capacidad de 600Ah, en su hoja técnica se puede observar como se muestra una tabla con lo que se ha mencionado anteriormente.

Descarga constante (A) a una temperatura de 25°C														
F.V/tiempo	C/2	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C8	C10	C20	C24	C48	C100	C120
1,6V	328	202	128	94,7	79,1	66,6	56,6	43,3	36,6	19,8	17,2	9,12	5,64	5,11

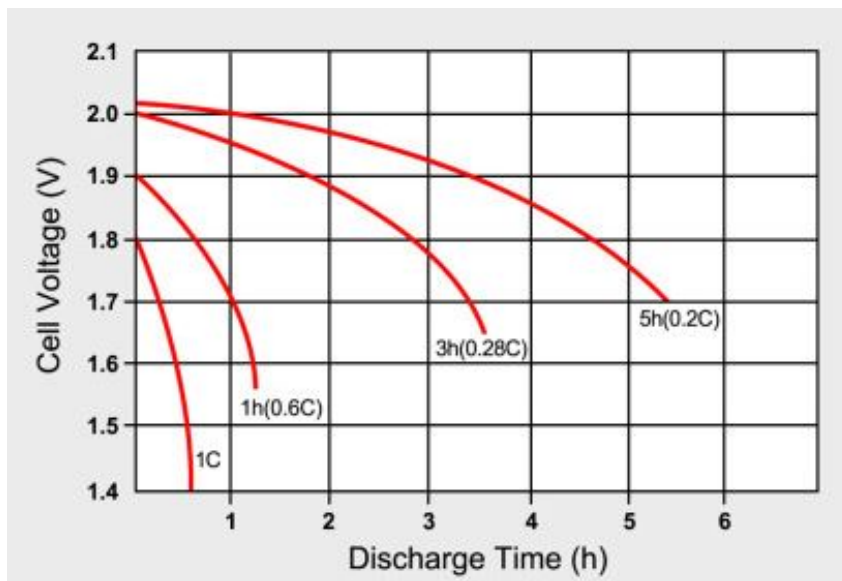


Figura 8: Curva de descarga para una batería de plomo ácido en función de su velocidad de descarga [18].

En la cual se puede observar como para una descarga de corriente constante, para que se produzca un decaimiento del voltaje de la batería hasta un valor de 1,6V se deben presentar ciertas magnitudes diferentes de corriente.

Es por todo lo anteriormente mencionado que conocer y poder estimar la vida útil de una batería es un factor importante al momento de estudiar un sistema de almacenamiento eléctrico acoplado a una instalación fotovoltaica de autoconsumo, cada tipo de batería y sus condiciones de uso puede afectar dicho parámetro como se observa en la figura 9, donde se puede observar 2 tipos de tecnologías diferentes y la expectativa de vida según la temperatura que se encuentren operando.

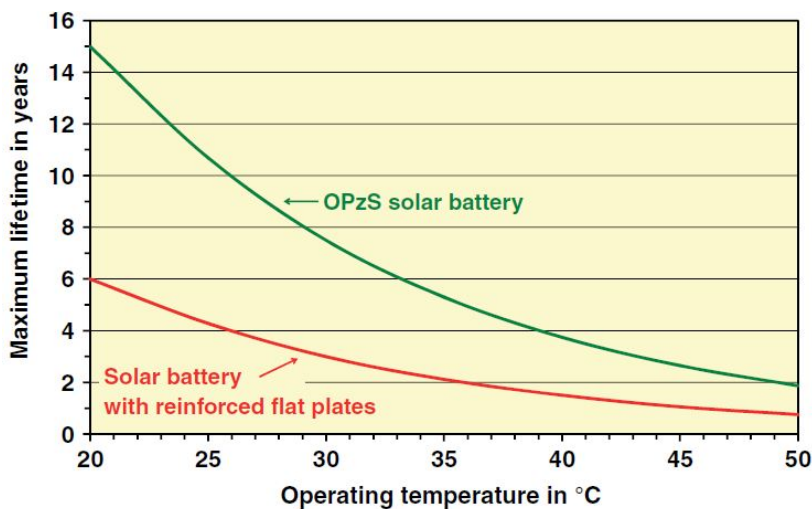


Figura 9: Perfil típico de vida útil con respecto a la temperatura de trabajo [19].



Performance Ratio

El Performance Ratio (PR) permite representar en un parámetro la calidad de una planta fotovoltaica, calculando la verdadera eficiencia de la misma, permitiendo relacionar la energía teórica que es posible generar con respecto a la energía real generada, representando de esta forma el impacto que representan las pérdidas de energía, ya sea por sombreado, temperatura de operación, pérdidas eléctricas en el cableado, en el inversor y otros equipos que se encuentren involucrados en el sistema [20]. Es uno de los parámetros de rendimiento más utilizados para evaluar diferentes instalaciones fotovoltaicas y tecnologías, esto se debe a su no dependencia de la localización del sistema, ni la capacidad instalada y estructura de montaje.

La siguiente expresión muestra una de las formas más utilizadas para el cálculo de este parámetro, permitiendo observar que variables toma en cuenta:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{ac}/P_{rated}}{H/G_{stc}}$$

Donde se tiene que:

- Y_f : Producción final de energía por parte del sistema.
- Y_r : Producción teórica máxima de energía por parte del sistema.
- E_{ac} : Energía generada y entregada a la red eléctrica.
- P_{rated} : Potencia nominal de la planta.
- H : Irradiación solar total sobre la planta generadora.
- G_{stc} : radiación solar para condiciones estándar ($1000\text{W}/\text{m}^2$).

Se puede observar en el trabajo publicado por Van Sark et al [21]. Donde se hace un estudio del desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas durante diferentes épocas, tomando como parámetro principal de comparación el PR, en su trabajo se publica la figura 10.

Donde se puede observar una variedad de valores de PR para diferentes capacidades de producción y años de medición, es claro como actualmente es posible la instalación y operación de sistemas fotovoltaicos que presenten una mejor eficiencia global, permitiendo así operar con valores de PR más elevados a los que se podían encontrar en años anteriores. En la actualidad es común esperar para instalaciones de este tipo, performance ratio en un rango de 75 % y 85 % como se puede observar en la figura mencionada.

SCR y SSR

Para poder comprender el impacto que conlleva la capacidad instalada del sistema de almacenamiento sobre cada caso, las necesidades del usuario y la generación de la planta fotovoltaica es importante conocer 2 parámetros que se conocen como el self consumption

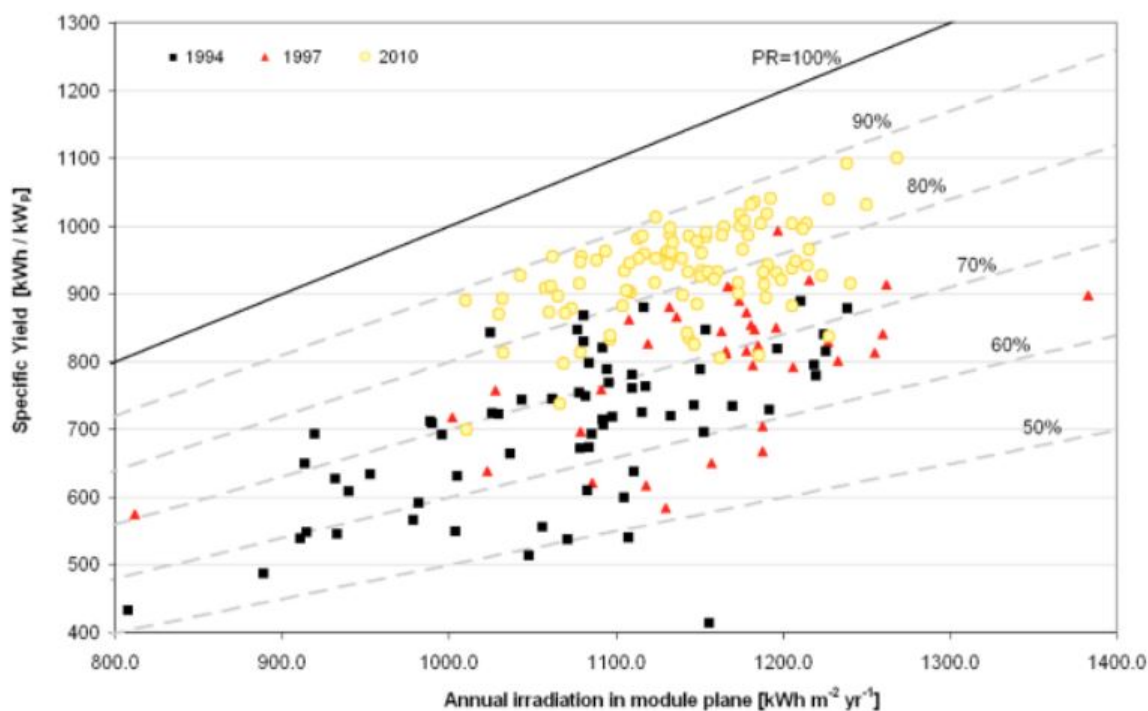


Figura 10: PR para diferentes plantas fotovoltaicas en 1994, 1997 y 2010 [21].

ratio (SCR) y el self sufficiency ratio (SSR) [22]. El primero de estos parámetros que se mencionó anteriormente se puede determinar con la siguiente expresión.

$$SCR = \frac{E_{DU} + E_{bat}}{E_{FV}}$$

Donde observando la ecuación, se entiende que el SCR permite al diseñador conocer que tanto de la energía generada por el sistema fotovoltaica (E_{FV}) es consumida por el usuario, ya sea utilizada directamente de los módulos (E_{DU}) y la energía que haya podido ser almacenada para su posterior uso en la residencia (E_{bat}). De esta forma se puede entender que, al aumentar la capacidad del sistema de almacenamiento de energía, parte de la energía producida por el sistema fotovoltaico que era vertido a la red, podrá ser almacenado y usado por el propio usuario, teniendo un mayor consumo de la energía fotovoltaica generada. El caso del parámetro SSR, se puede determinar con la siguiente expresión.

$$SSR = \frac{E_{DU} + E_{bat}}{E_L}$$

Mediante la ecuación presentada, se puede comprender que dicha variable muestra la relación de energía utilizada directamente del sistema fotovoltaico y el sistema de almacenamiento por baterías con respecto a la carga (E_L). De esta forma, se conoce que tanto se está satisfaciendo las necesidades del usuario sin requerir energía de la red. Igual que con el SCR, al poder contar con un sistema de baterías que almacene la energía en momentos de exceso de generación, al poder ser utilizado en momento posteriores



permitirá una baja dependencia de la red eléctrica, obteniendo valores de SSR elevados y de esta forma poder contar con una mejor autonomía de fuentes externas de energía.

Si se conoce estos parámetros dentro del sistema, es posible establecer una relación entre la energía que fue inyectada a la red, generando un posible ingreso o beneficios al usuario, entre el SCR y la producción total de la instalación generadora. Así como al relacionar la variable de SSR y la carga total del sistema, es posible conocer cuánto fue la energía consumida por la red eléctrica, lo cual conlleva a un gasto por parte del usuario al tener que realizar la compra de energía que no pudo ser provista por el sistema fotovoltaico y las baterías.

Levelized Cost of Energy

El costo nivelado de la energía (LCOE) consiste en una forma de medición que relaciona los todos los costos que conlleva la puesta en marcha y operación de una planta generadora de electricidad con respecto a la energía producida durante su vida útil. Se ha demostrado que este parámetro sirve para realizar evaluaciones comparativas entre diferentes formas de generación eléctrica, pudiendo observar la rentabilidad de diferentes tecnologías y en que rangos pueden competir en términos de venta de energía con respecto a tecnologías ya afianzadas en el mercado.

Ya se ha demostrado que técnicamente es posible remplazar las energías a base de combustibles fósiles, con energías renovables. Sin embargo, todavía ciertas condiciones económicas siguen siendo uno de los impedimentos para estas tecnologías, uno de los principales factores al momento de realizar un análisis partiendo del LCOE de una planta eléctrica, es considerar que este indicar asume unas condiciones generalizadas, ciertas características como la eficiencia, vida útil, capacidad de generación y condiciones de operación pueden variar [23]. Lo que conlleva a que hay que ser bastante cuidadoso cuando se observa los resultados obtenidos respecto a un LCOE, ya que este se considera una medida estática, ya que parte de unas condiciones en específico, condiciones financieras, riesgos en la tecnología o políticas implementadas en la región donde se ubique la instalación pueden alterar este parámetro.

Una de las formas más comunes y simplíficas de obtener el LCOE de una planta de generación eléctrica consiste en lo que se muestra en la siguiente ecuación. Donde se puede observar que se halla la relación entre la sumatoria de gastos mantenimiento, operación, inversiones y costos por intereses para cada año "t" con respecto a la sumatoria de energía anual producida, la cual se expresa como la capacidad nominal de la planta (S_t) y un factor de degradación (d). Todo esto se plantea para un periodo que se considera la vida útil del proyecto (T) y una tasa de descuento (r).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + F_t) / (1 + r)^t}{\sum_{t=0}^T S_t (1 - d)^t / (1 + r)^t}$$

Debido a la disminución de los componentes de una instalación fotovoltaica e incentivos por parte de ciertos gobiernos, con el fin de incentivar el crecimiento de generación



eléctrica con tecnologías renovables, se ha podido ir disminuyendo el LCOE para aplicaciones fotovoltaicas, siendo cada vez más competitivas con respecto a otras fuentes de energía. Esto es posible observarlo en la figura 11, la cual se basa en un reporte publicado por el Deutsche Bank en el 2015. Donde se puede observar una comparación entre diferentes aplicaciones de instalaciones fotovoltaicas (generación a gran escala, comercial y residencial) con respecto al LCOE de otras tecnologías.

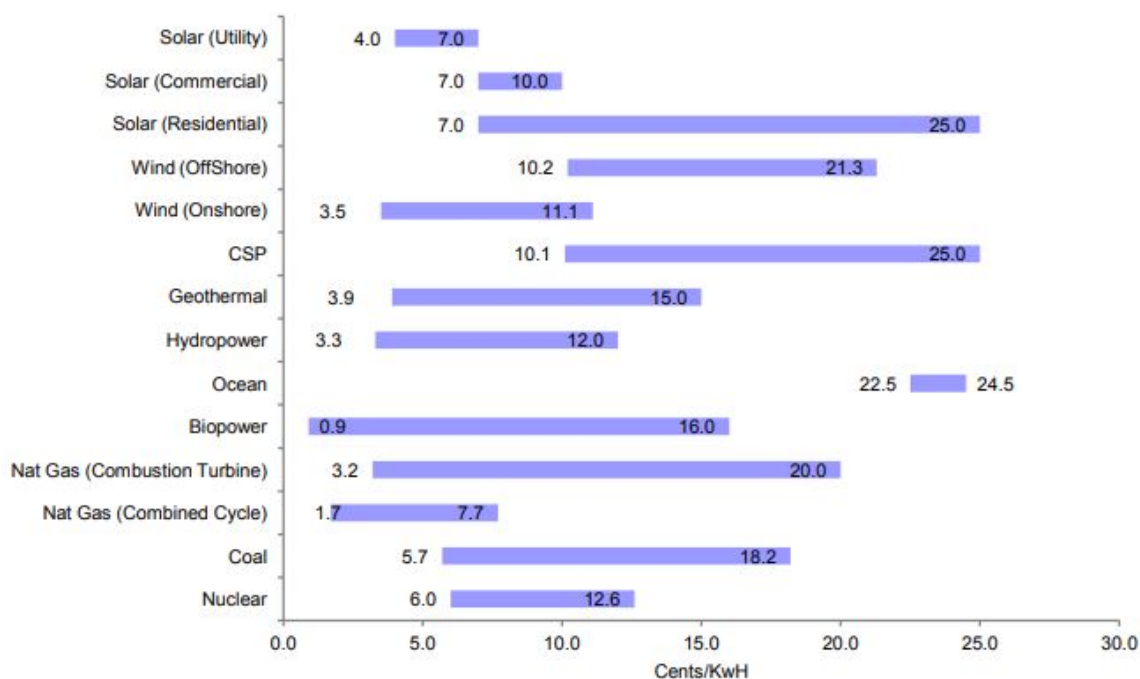


Figura 11: Costos de generación de energía eléctrica mediante diferentes fuentes (2015) [24].

Como se ha mencionado anteriormente, el caso de estudio a implementar en este TFM es una instalación fotovoltaica con aplicaciones para el autoconsumo residencial, actualmente la legislación española cuenta con el Real Decreto 244/2019 [5]. El cual dicta las condiciones compensatorias por la inyección de la energía excedente producida en la instalación fotovoltaica, se establece que no será un reintegro equivalente de vatio consumido a vatio inyectado, se establecerá un precio de venta relacionado a la producción y la demanda horaria, dicho ingreso generado por la inyección de energía será descontado de la facturación eléctrica.

Para poder implementar una tarifa compensatoria por la energía excedente producida y que sea inyectada a la red eléctrica, se implementó los valores publicados por el SIOS de Red Eléctrica de España para el mismo día mencionado anteriormente, en el cual se establecen unos precios horarios según sea el estado actual del mercado [25]. En la figura 12 se puede observar los valores utilizados como parámetros económicos en este trabajo.

En esta tabla de valores se publica el precio de compra y venta de energía a la red para un día determinado (03/06/2020), contando con una resolución horaria y en la que se puede notar una relación del precio de la tarifa compensatoria por inyección de energía a la red como aproximadamente un tercio de la tarifa eléctrica para cada instante.



Hora	Tarifa Eléctrica (€/kWh)	Tarifa Compensatoria (€/kWh)
0	0,0947	0,0347
1	0,0937	0,0335
2	0,0944	0,0338
3	0,0948	0,0338
4	0,0948	0,0338
5	0,0950	0,0342
6	0,0958	0,0354
7	0,0951	0,0354
8	0,0930	0,0355
9	0,0930	0,0360
10	0,0922	0,0354
11	0,0922	0,0354
12	0,0923	0,0354
13	0,0913	0,0347
14	0,0894	0,0328
15	0,0822	0,0259
16	0,0817	0,0256
17	0,0820	0,0260
18	0,0834	0,0273
19	0,0872	0,0305
20	0,0856	0,0288
21	0,0899	0,0324
22	0,0909	0,0329
23	0,0895	0,0308

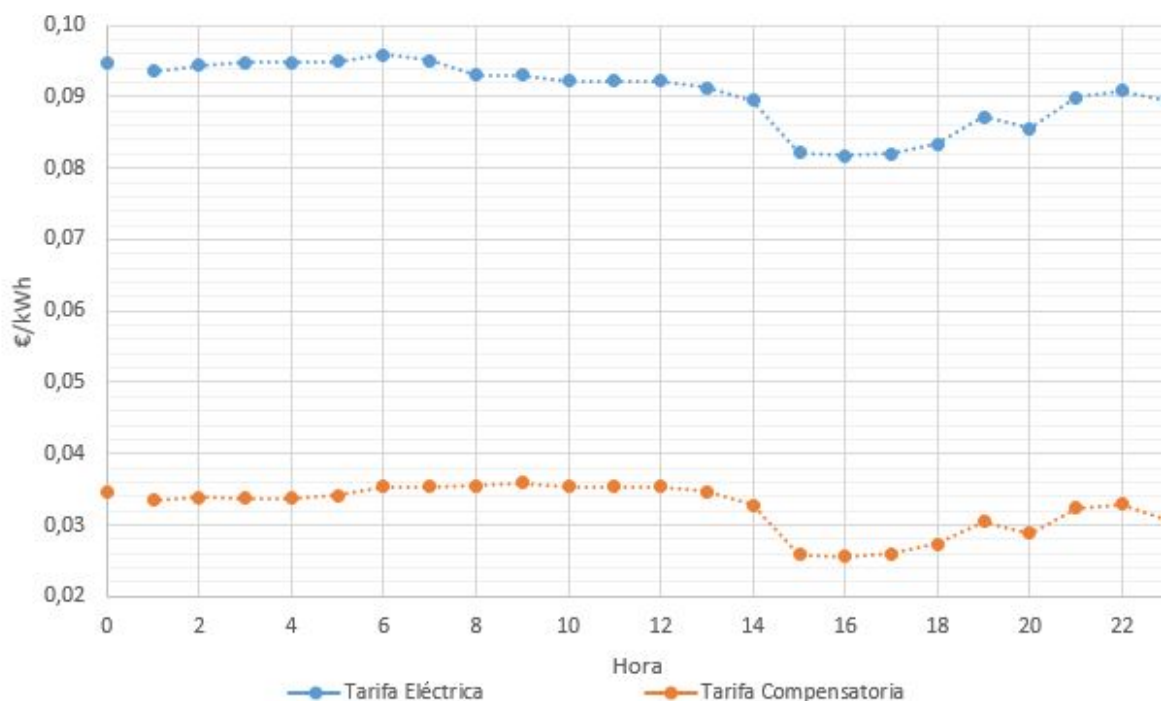


Figura 12: Perfil de tarifa eléctrica y compensación €/kWh.

3. PVsyst

Es una herramienta de pago especializada en el estudio, dimensionamiento y análisis de sistemas fotovoltaicos operando conectado a la red, de forma aislada o para aplicaciones en DC (transporte público o sistemas de bombeo). Al ser un software especializado en esta tecnología cuenta con una variedad de opciones y acercamientos al momento de realizar el dimensionamiento y estudio del sistema deseado, contando con un dimensionamiento preliminar, el diseño del proyecto donde se trabajará de forma más detallada y por último, un ajuste de ciertos parámetros para analizar los efectos que se pueden presentar en el comportamiento de la instalación. Aunado a esto, se cuenta con una base de datos meteorológicos, componentes de instalaciones fotovoltaicas, basándose en una variedad de fabricantes y una sección de monitoreo para el análisis y optimización del diseño generado [26].

Para el dimensionamiento preliminar solo se toma en cuenta con una resolución mensual, lo cual permite al usuario ajustar ciertos parámetros, grosso modo. Se pueden emplear los 3 casos mencionados anteriormente. Sin embargo, en una instalación conectada a la red no está disponible la opción de almacenamiento eléctrico con baterías ni se podrá seleccionar de forma específica cada componente. Se establecerán las necesidades de potencia y se arrojará como resultado un breve resumen de resultados y una estimación de costos.

Al momento de realizar el diseño del proyecto, la resolución de la simulación será horaria, permitiendo un mayor detalle y precisión en los resultados. Se debe establecer la ubicación y orientación del sistema a dimensionar, se escoge los componentes deseados y se puede observar mediante diferentes herramientas como se puede optimizar cada parte de la instalación, el software cuenta con un sistema de ayuda al usuario al momento de realizar la configuración de módulos en serie y paralelo, así como el tipo de inversor y sistema de almacenamiento. Aunado a esto, se puede especificar aspectos de sombreado sobre los módulos o importar la estructura desde herramientas externas. Todo esta para dar como resultado un análisis de parámetros físicos y económicos detalladamente.

Para el sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, que es el tema de interés en este trabajo de investigación. PVSyst cuenta con un sistema de pre dimensionamiento tomando en cuenta ciertos parámetros como son el Loss of Load (LOL), días de autonomía y valores meteorológicos mensuales, dando ciertos valores sugeridos a la hora de seleccionar los equipos. Cuenta con una amplia base de datos de baterías de diversos fabricantes, incluyendo tecnologías de ion de litio y plomo ácido, se establecen valores de operación como puede ser la temperatura y la configuración en serie y paralelo de las baterías.



Gestión de Carga

Al realizar el diseño y simulación de un sistema de almacenamiento con baterías en PVSyst, es importante determinar cómo será el modo de gestión del mismo, pudiendo ser los 3 siguientes: para autoconsumo, operaciones de Peak Shaving o como suministro de respaldo para redes inestables. Cada una de estas opciones de gestión establecen parámetros importantes a la hora de modelar el sistema, la descarga de las baterías y el análisis económico a obtener. Incluso los parámetros y datos necesarios de entrada no se encuentran ajenos a dicha opción de gestión, como puede ser necesario un perfil de consumo eléctrico por parte del usuario, un perfil de pérdida de conexión con la red o un valor límite de potencia en el caso de que se pueda inyectar a la red eléctrica. Debido a los objetivos de este curso, será de interés estudiar la opción de autoconsumo.

Como se ha mencionado anteriormente, la opción de autoconsumo es comúnmente seleccionada para utilizar la menor cantidad posible de energía por parte de la red eléctrica. Es importante destacar que en la actual versión de PVSyst 6.87 no es posible implementar estrategias de carga y descarga en función de una variación de tarifas eléctricas, en búsqueda de una optimización del LCOE. Aunado a esto, la energía almacenada en el banco de baterías nunca será inyectada a la red y la carga de este equipo solo ocurrirá cuando la producción fotovoltaica sea superior a las necesidades establecidas por el usuario, así como la descarga de las baterías se realizará de manera inmediata en el momento que no se puedan satisfacer dichas necesidades, operando así hasta que el sistema de almacenamiento quede vacío [26].

Para poder entender como el software modela el sistema de carga y descarga de las baterías es necesario observar los siguientes modos de operación, así como las siguientes variables que procesa:

$$E_Avail = E_{outInv} - E_{AuxLss} - E_{Unavail} - E_{AcOhmL} - E_{TrfLss}$$

Donde se define:

- E_Avail : Energía disponible desde el sol.
- E_{outInv} : Energía disponible a la salida del inversor.
- Pérdidas en el sistema:
 - E_{AuxLss} : Pérdidas por consumos auxiliares (sistema de enfriamiento, ventiladores, pérdidas en equipos eléctricos, etc).
 - $E_{Unavail}$: Pérdidas por indisponibilidad del sistema (fallos en el sistema o periodos de mantenimiento que pueden ajustarse por el usuario del software).
 - E_{AcOhmL} : Pérdidas ohmicas en los cables hasta el punto de inyección de energía.
 - E_{TrfLss} : Pérdidas por la existencia de algún transformador externo (pérdidas ohmicas y pérdidas en el hierro).

- E_User : Necesidades de consumo eléctrico por parte del usuario con una resolución horaria.
- E_Grid : Exceso de energía fotovoltaica producida, inyectada a la red.
- E_FrGrid : Energía extraída de la red hacia el usuario.
- E_BatCh : Energía almacenada en las baterías.
- E_BatDis : Energía extraída desde las baterías.

Como se puede ver en la figura 13 el proceso de carga al sistema de almacenamiento solo se hará posible en el caso de que para un instante del día, la energía producida por la planta fotovoltaica sea mayor que la requerida por el usuario " $E_Avail > E_user$ " cargando el banco de baterías con la energía sobrante. El límite de potencia de carga será establecido por el cargador de baterías y en el caso de valor potencia sea superada " $E_Avail - E_user > PmaxCharge$ " la energía excedente será inyectada a la red. En caso de que la energía fotovoltaica generada sea menor que la requerida por el usuario " $E_Avail < E_user$ ", el sistema de almacenamiento aportara energía al consumidor. La potencia máxima de descarga permitida por el banco de baterías viene establecido por dicho parámetro en el inversor, en el caso de que sea alcanzado este límite " $E_user - E_Avail > PmaxDischarge$ " la energía faltante será extraída de la red como se observa en la figura 14.

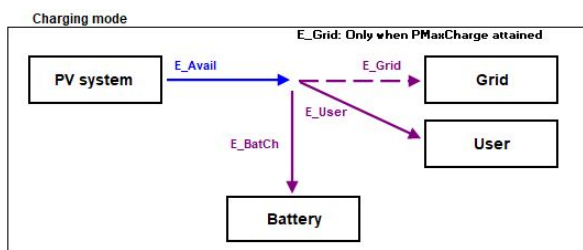


Figura 13: Carga de baterías [26].

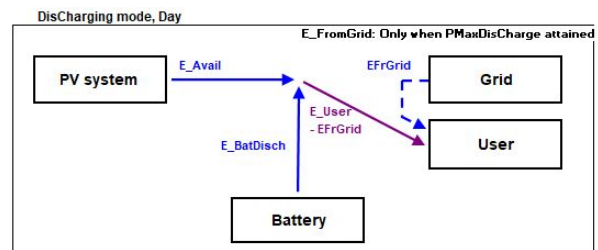


Figura 14: Descarga de baterías, día [26].

Existen distintos casos en que el sistema de almacenamiento puede estar funcionando durante el día, siendo el caso de que el SoC (estado de carga) de la batería se encuentre completo o no se permita su descarga como se establece en la figura 15, en estas circunstancias si la radiación solar permite una generación fotovoltaica superior a la requerida por el usuario " $E_Avail > E_user \& SoC = 100\%$ " la energía sobrante será vertida a la red. En el caso de que la energía disponible por la planta fotovoltaica no sea suficiente para satisfacer las necesidades del usuario y el sistema de almacenamiento se encuentre sin energía o no esté autorizada su descarga " $E_Avail < E_user \& SoC = 0\%$ " como se observa en la figura 16, la energía faltante será suministrada por la red.

Por último, cuando el sistema se encuentre operando durante la noche la generación de energía por parte del sistema fotovoltaico será nula debido a la falta de radiación solar. Por lo tanto, la energía requerida por el usuario será abastecida por el almacenamiento eléctrico en el caso que cuento con carga y la descarga de la misma sea permitido, todo esto en conjunto con la energía suministrada por la red como se nota en la siguiente figura.

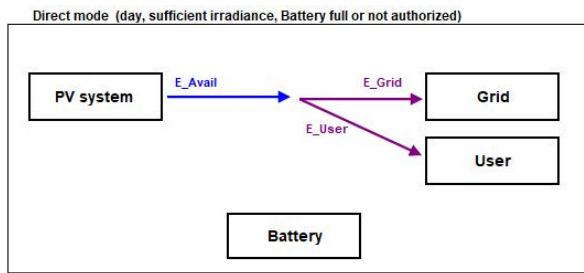


Figura 15: Operación directa con suficiente irradiación, día [26].

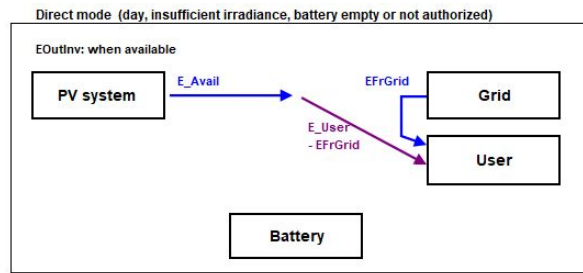


Figura 16: Operación directa con insuficiente irradiación, día [26].

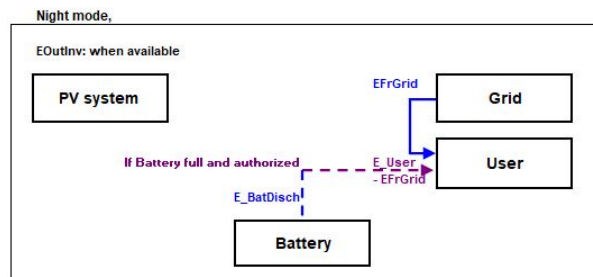


Figura 17: Operación en la noche [26].

Uno de los aspectos importantes a resaltar al momento de analizar el sistema de gestión implementado por PVSyst en el sistema de almacenamiento de energía por baterías, es la única posibilidad de trabajar con un esquema de acoplamiento AC, donde debido a la gran complejidad que conllevaría trabajar con equipos específicos de cargadores, inversores y controladores tomando en cuenta una base de datos real, ya que cada fabricante cuenta con una solución particular, el software cuenta con un modelo de batería genérico con entradas y salidas en AC (cargador e inversor incorporado) para la transformación AC-DC y DC-AC considerando una curva caracterizada por la eficiencia en función de la potencia y la máxima potencia de salida nominal [26].

El acoplamiento AC implementado por el software tiene ciertas ventajas y desventajas que se deben considerar, ya que esto predispone los resultados a obtener. En aspectos energéticos se puede determinar que el acoplamiento DC conlleva mayor eficiencia energética debido a que solo se implementa un inversor y las pérdidas por transformación DC-AC ocurren una vez, a diferencia de lo ocurrido en un sistema acoplado en AC donde se debe realizar dicha transformación más de una vez [27]. Sin embargo, en términos económicos, se puede considerar que un acoplamiento DC tendría un costo mayor debido a la necesidad de instalar un controlador de carga. Aunado a esto, el sistema acoplado en AC tiende a ser de mayor facilidad al momento de la instalación y cuanto una mayor versatilidad, al ser modular.

Baterías

Como se ha mencionado previamente, PVSyst solo cuenta con la posibilidad de implementar baterías de tipo ion de litio o plomo ácido, ya sea mediante una base de datos



incorporada, que cuenta con equipos reales de una variedad de fabricantes o mediante la creación de una batería a partir de datos que introduzca el usuario y de tal forma genere un modelo nuevo de batería que será anexado a la base de datos original. Es importante acotar que todos los fundamentos que se plantea en esta sección se basan en la información publicada y de libre acceso en el manual del software [26].

Al momento de simular el sistema de almacenamiento por baterías, el modelo empleado evalúa el voltaje de la batería como una función de la corriente actual y la temperatura existente. Donde, aunado a esto, se toma en cuenta el tipo de tecnología, número de elementos y celdas, capacidad nominal, factores de pérdidas que afecten la eficiencia, deterioro por envejecimiento y ciertos factores que se encuentran establecidos por los datos del fabricante o en su defecto son parámetros predefinidos según el tipo de tecnología. Un aspecto importante que afecta el comportamiento de la batería será su eficiencia, la cual viene expresada considerando los siguientes fenómenos:

- Eficiencia de corriente (Eficiencia Faraday): Define la relación entre la carga proporcionada y la recuperada. Se debe a procesos de conversión electroquímica en los cuales se pierde energía en forma de calor o subproductos químicos. Debido a que la herramienta no cuenta con una base de datos para la tecnología de ion de litio, supone un valor fijo de 96 %.
- Eficiencia Ohmica: Se define por las pérdidas ocurridas en resistencias internas de la batería durante un proceso del ciclo de carga y descarga. Debido a esto, dicha eficiencia depende de la corriente instantáneo y es evaluada en cada paso de la simulación,
- Efecto de la temperatura: Debido a que el voltaje de circuito abierto es dependiente de la temperatura, puede ocurrir la situación en que la temperatura de carga sea más baja que la temperatura de carga, provocando así cierto déficit.

Por lo que se obtiene finalmente una eficiencia en conjunto de:

$$Efic_Bateria = Efic_Faraday * Efic_Ohmica * Efecto_Temperatura$$

Batería de Ion de Litio

Para una batería de ion de litio, la herramienta modela el comportamiento y voltaje de la batería discerniendo si está en proceso de carga y descarga, representando cada estado como se puede observar en la figura 18. Donde el voltaje de la batería depende de ciertos elementos, una resistencia interna dependiente de la temperatura y un voltaje de circuito abierto dependiente del SoC.

La herramienta se basa en unos parámetros ya establecidos por el fabricante o en la posibilidad de ser ajustados por el usuario, partiendo desde la definición de una celda, la cual se basa en la tecnología y química empleada en el tipo de batería (titanato de litio, litio ferfosfato, oxido de litio cobalto, entre otros) que define el voltaje nominal (comúnmente 3,4V) y la densidad de carga, dichos valores se encuentran tabulados y especificados en el manual del usuario. Aunado a un sistema de categorías que define si el

conjunto de celdas se encuentran implementadas en forma de baterías, módulos y racks, así como el tipo de configuración serie paralelo del módulo.

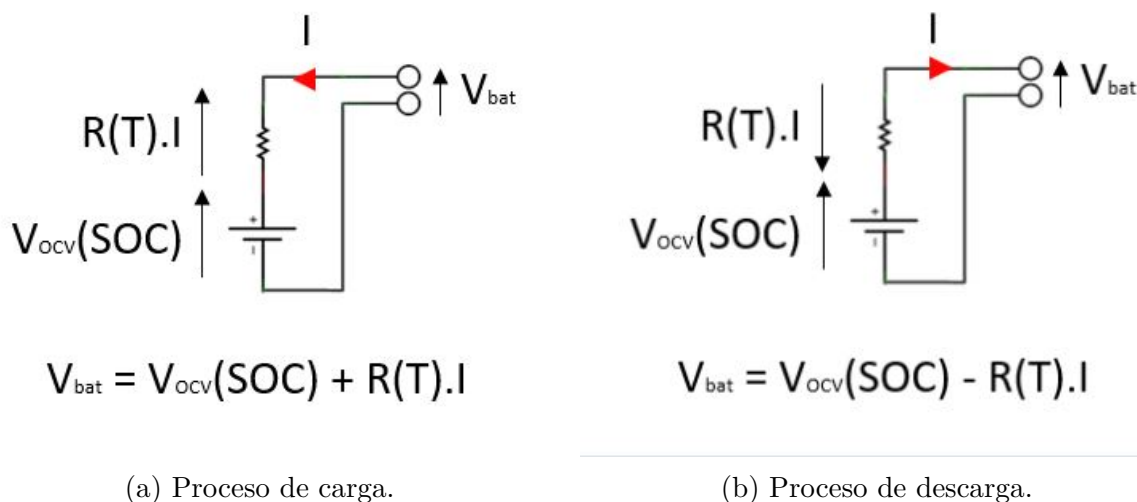


Figura 18: Modelo de una batería de ion de litio en PVsyst [26].

En términos de capacidad de la batería, como se mencionó previamente. Un aspecto fundamental que considera la herramienta es la velocidad de descarga, para poder operar con este parámetro establecido por el usuario o ya sea obtenido de la hoja de fabricante, se toma en cuenta una corrección para la capacidad de la celda en función de la velocidad de descarga y el coeficiente de Peukert, basándose en la siguiente expresión. Es importante recordar que PVsyst considera la capacidad nominal basándose en un valor C10, aunado a esto se establecen valores límites como son la corriente mínima de descarga (con un propósito informativo) y la corriente máxima de descarga, la cual se considerara para limitar los valores de operación.

$$Capacidad(Velocidad_Descarga) = CapNomC10 \left(\frac{Velocidad_Descarga_{ref}}{Velocidad_Descarga} \right)^{\frac{1-k}{k}}$$

Donde se define:

- $CapNomC10$: Capacidad nominal definida para una descarga en 10 horas.
- $Velocidad_Descarga_{ref}$: Velocidad de descarga establecida como referencia, expresada en A.
- $Velocidad_Descarga$: Velocidad de descarga expresada en A.
- k : Coeficiente de Peukert, el cual comúnmente es 1,02.

Además, se considera el efecto térmico en la capacidad de las baterías la cual esta basada en una curva con función cubica, cuyos parámetros están obtenidos de las hojas de fabricantes en la base de datos, ajustándose así de la mejor forma a los comportamientos reales que ahí se muestran.



Un aspecto fundamental para el control y operación de una batería es poder estimar el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) en cualquier momento, dicho valor se modela basándose en la ecuación que se muestra a continuación. Todos estos parámetros que se toman en cuenta son tomados de hojas de fabricante o en su defecto pueden ser modificados por el usuario. Además de esto, se establecen unos valores de voltaje de corte (límite de V_{oc} en carga y descarga) y se debe considerar que se está suponiendo que la temperatura no tiene un efecto en el modelo.

$$V_{oc} = E_{oc} + \alpha * (SoC - 0,5) - \frac{K}{SoC}$$

Donde:

- E_{oc} : Es el voltaje base para la linealización, $V_{oc}(50\%SoC)$.
- α : Pendiente de linealización de V_{oc} .
- SoC : Estado de carga de la batería.
- k : Factor de corrección de SoC .

Las variables E_{oc} y α están relacionadas con la química de las celdas, y Si bien se considera un comportamiento lineal en función del SoC , debido a que dichas baterías tienen ciertas variaciones no lineales a lo largo de todo el rango de carga, la herramienta considera para valores de SoC inferiores a 20 %, se añade una función de ajuste cuadrático para disminuir el V_{oc} en el rango mencionado, todo esto con el fin de ajustarse mejor a las curvas proporcionadas por los fabricantes. A medida que se ajustan los parámetros, es posible observar como es el resultado de la curva y obtener los valores respectivos al SoC que se desee, una curva de ejemplo puede ser observada en la figura 19a.

La resistencia interna en el modelo de la batería de ion de litio es dependiente de la temperatura de operación. Sin embargo, también se considera una pequeña corrección debido al SoC , aunque dicha consideración se emplea solo para parámetros de visualización y comparación de las baterías, ya que, al momento de la simulación, la corrección por SoC es casi despreciable. Para el modelado de resistencia interna basándose en condiciones térmicas, se considera la siguiente expresión.

$$Resistencia(T) = Resistencia(T_{ref}) \frac{Energia_Activacion}{8,315} * \left(\frac{1}{273+T} \right) - \frac{1}{273+T_{ref}}$$

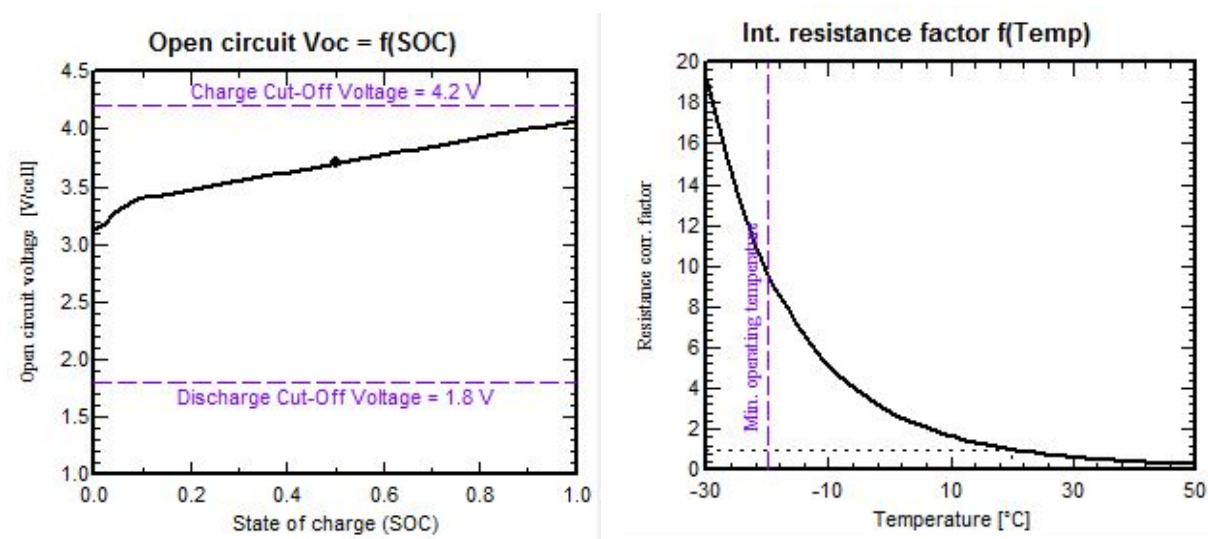
Donde se define:

- $Resistencia(T_{ref})$: La resistencia interna definida para una temperatura de referencia ($^{\circ}C$).
- $Energia_Activacion$: Energía mínima necesaria para el mecanismo la activación térmica aquí planteada, se expresa en J/Mol.
- T : Temperatura de operación de la célula en $^{\circ}C$.
- T_{ref} : Temperatura de referencia dada en $^{\circ}C$.



La expresión mostrada anteriormente se basa en una ecuación de Arrhenius publicada por Lundgren et al. [28] La cual sirve para demostrar la dependencia de una variable con respecto a la temperatura, obteniendo una resistencia interna que es inversamente proporcional a la temperatura de operación. Se implementa ese modelo, debido que se ha demostrado mediante numerosas curvas de descarga que este modelo se ajusta satisfactoriamente. Si bien $Resistencia(T_{ref})$ y T_{ref} son parámetros propios de cada célula y su tecnología, también se puede especificar por el usuario.

Aunado a estos parámetros definidos, se define parámetros límites como son el valor mínimo de temperatura en carga, el cual solo tiene una función informativa, además se define el valor mínimo de temperatura en descarga, que tiene como utilidad contrastar el máximo valor permitido para la resistencia, la cual se determina mediante la máxima corriente de descarga y el voltaje de corte de descarga. Permitiendo así que la variable de $Energia_Activacion$ y el modelo sea consistente con los límites establecidos anteriormente y como se puede contrastar en la figura 19b que muestra la variación de resistencia interna para una batería de ion de litio en la herramienta.



(a) Curva de Voc en función de SoC. (b) Factor de corrección $R_{in}(T^{\circ}C)$.

Figura 19: Curvas de modelado de parámetros internos en PVsyst.

Con respecto al envejecimiento de la batería, la herramienta toma en cuenta el número de ciclos que una batería puede operar bajo un porcentaje de profundidad de descarga (DoD), dichos valores son extraídos desde la hoja de fabricante de cada batería. Es por esto que, consideran una relación inversamente proporcional entre el número de ciclos y el DoD, modelando como una función hiperbólica, figura 20a . Se considera que para casos reales, a medida que mayor sea el DoD, el deterioro por uso será mayor, por lo que se alejara del comportamiento hiperbólico. Además, es posible agregar un factor de corrección lineal por degradación si el usuario lo desea.

Por último, se considera también un valor de pérdida que corresponde al auto descarga de la batería de ion de litio, la cual corresponde a un modelado en función de la temperatura de operación. Se basa en una función exponencial como se nota en la figura 20b, donde se determina el comportamiento basándose en un valor de corriente de auto



descarga de referencia a $20^{\circ}C$, dicho valor se obtiene de las hojas de fabricante o puede ser ajustada por el usuario.

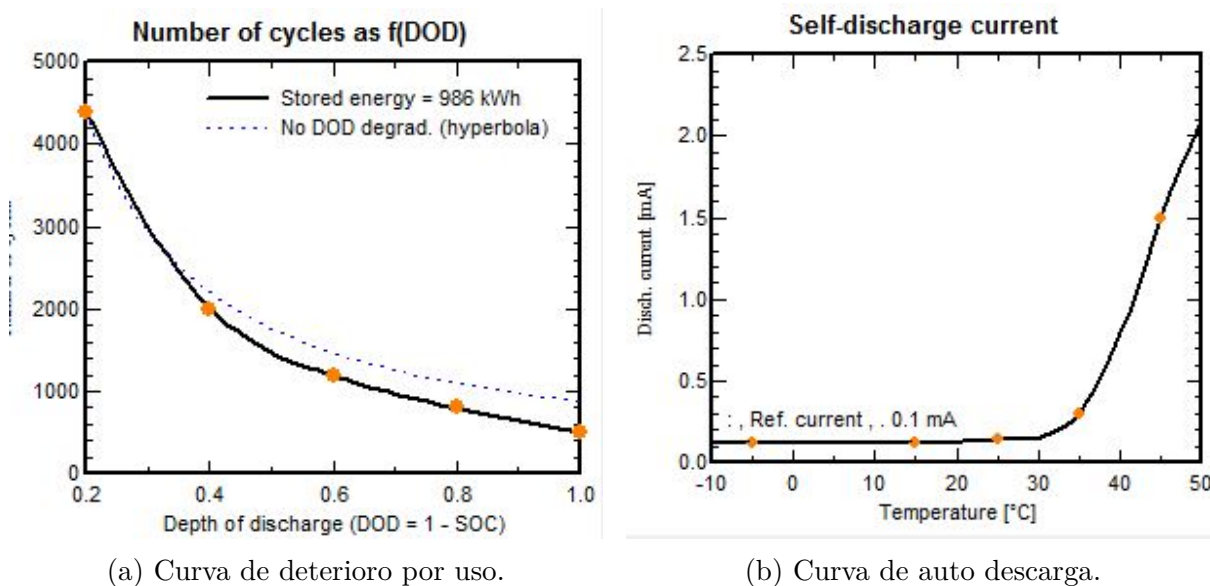


Figura 20: Curvas de modelado de parámetros internos en PVsyst.

Batería de Ácido de Plomo

Entre las tecnologías que se pueden implementar en el software con respecto a baterías de plomo ácido, podemos encontrar celdas selladas o ventiladas que no requieren mantenimiento y donde el electrolito se encuentre en forma tubular, de placa y gel. Todas las baterías especificadas en la herramienta parten de celdas con un voltaje nominal de 2V y los parámetros técnicos usados para describir dichos equipos se encuentran basados en hojas de datos técnicos publicado por fabricantes.

En el que caso de que el usuario desee implementar una batería cuya tecnología está basada en ácido plomo, PVsyst hace uso de un modelo diferente al anteriormente planteado para una celda de ion de litio. En este caso el circuito equivalente dependerá de si la batería se encuentra en un proceso de carga o descarga e incluirá como elementos una resistencia interna la cual será considerada constante durante toda la simulación y un voltaje de circuito abierto que será dependiente del estado de carga y la temperatura a la cual se encuentre operando la celda. Dicho modelo de voltaje para la batería de plomo ácido se puede observar en la siguiente figura.

Un efecto importante que ocurre durante la carga de un batería de plomo ácido es el denominado "gassing", el cual consiste en la producción de oxígeno e hidrógeno de forma gaseosa al aumentar el SoC de la celda, gases que consumen parte de la corriente de carga por electrolisis y así perjudicando la eficiencia de la batería, aunado a esto se presenta al aumenta el estado de carga un exceso de voltaje con respecto a la curva de carga normal. Es por todo esto mencionado, que la eficiencia real en una celda de esta composición química depende de las condiciones de trabajo, esto será considerando partiendo de una curva de gaseado, la cual será función del SoC.

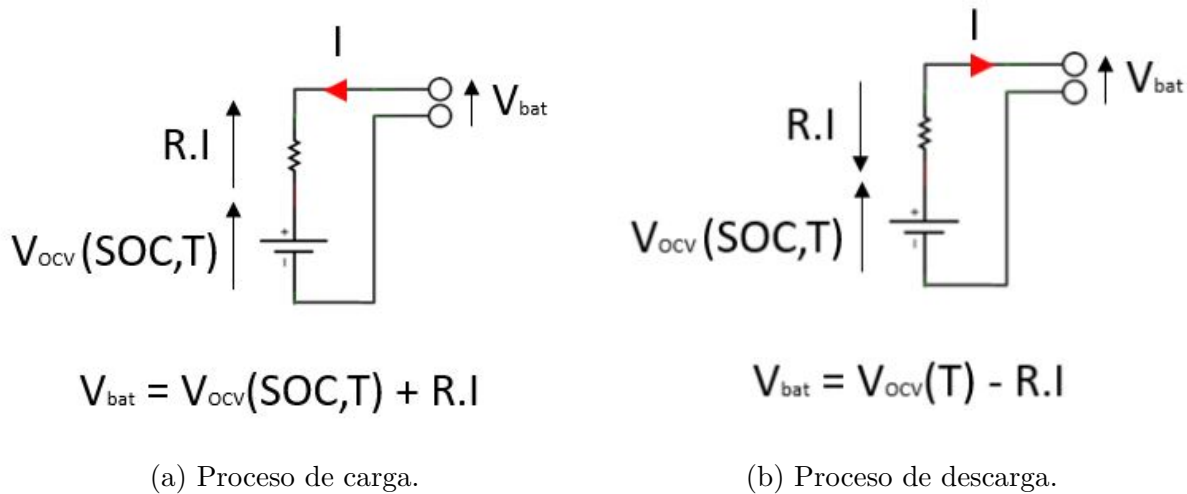


Figura 21: Modelo de una batería de plomo ácido en PVsyst [26].

Para poder modelar el voltaje de circuito abierto en la batería como se vio previamente, se hace uso de la siguiente expresión [26]. Esta ecuación representa un comportamiento simple y lineal, asumiendo ser válido para la batería al momento de operar en la región de producción de gas (gassing) hasta comenzar a operar en zonas de descarga profunda.

$$V_{bateria} = V_{oc_{base}} + \alpha * SoC + \beta * (T_{bateria} - T_{ref}) + Ri * I_{bateria}$$

Donde se tiene que:

- $V_{bateria}$: Voltaje de la batería, expresado en V.
- $V_{oc_{base}}$: Intercepción de la parte lineal del voltaje de circuito abierto para un $SoC = 0$, expresado en V.
- α : Pendiente de la curva de circuito abierto, expresado en V.
- β : Coeficiente de temperatura, pudiendo tomar valores entre $-4mV/^{\circ}C$ y $-5mV/^{\circ}C$.
- SoC : Estado de carga expresado en valores entre 0 y 1.
- $T_{bateria}$: Temperatura de la batería.
- T_{ref} : Temperatura de referencia.
- Ri : Resistencia interna de la batería, la cual será considerada constante y expresado en Ω .
- $I_{bateria}$: Corriente circulando por la batería.

Estos parámetros se extraen de valores publicados por fabricantes y corresponden a una tecnología implementando $Pb-H_2SO_4$. El modelo se completa considerando varias perturbaciones a la curva, los cuales corresponde a cada tecnología y puede ser ajustados

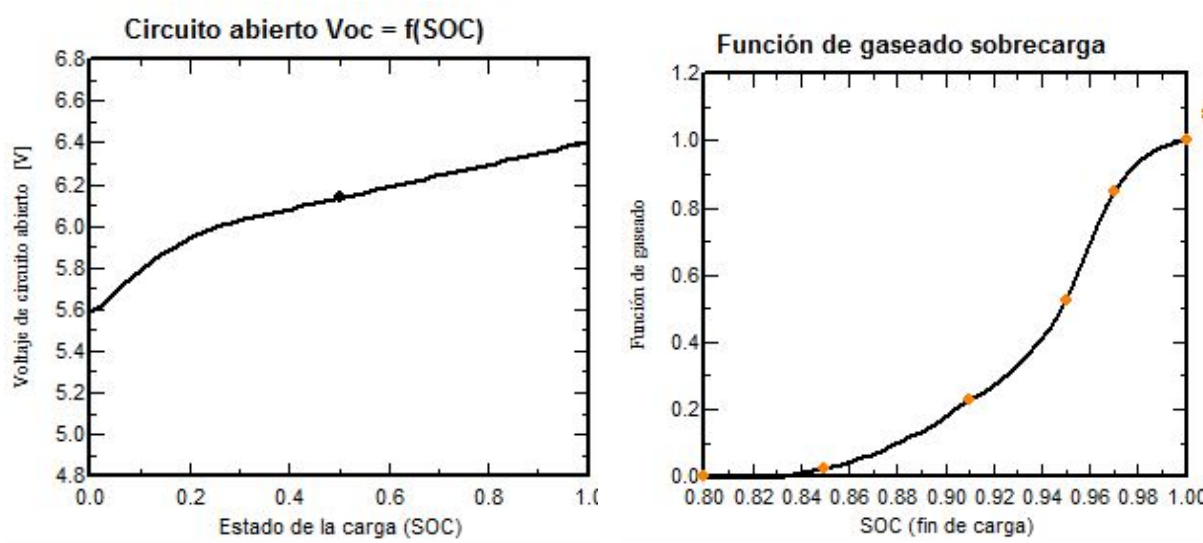


por el usuario basándose en información obtenida por fabricantes o utilizar los valores predefinidos en la herramienta. A medida que se ajustan los parámetros, es posible observar como es el resultado de la curva y obtener los valores de voltaje respectivos al SoC que se encuentre operando, un ejemplo de dicha curva se puede observar en la figura 22a.

Se puede notar que la herramienta asume el comportamiento del Voc con respecto al SoC de la batería, con una tendencia lineal en él se establece un punto de la curva (SoC = 50 %) y una pendiente de crecimiento, dichos valores se pueden fijar por el usuario o partir de los valores por defecto del equipo, los cuales vienen de una hoja de especificaciones del fabricante. Para valores menores a un SoC = 20 %, PVsyst comienza a aplicar una función correctora la cual tiene un comportamiento cuadrático. Aunado a esto, como se observa en la figura 21a el Voc es dependiente de la temperatura de operación. Sin embargo, esta dependencia la herramienta la considera estable y con un comportamiento lineal, fija un coeficiente de $-4\text{mV}/^\circ\text{C}$ [26].

Las perturbaciones previamente mencionadas se deben al proceso de carga y descarga, cuando una batería se aproxima a un estado de completa descarga, el voltaje desciende sin importar cuál sea la corriente de descarga, PVsyst para poder abordar este comportamiento asume un ajuste mediante una función cuadrática comenzando en un SoC = 30 %, el cual se ha podido comprobar con un ajuste bastante certero con respecto a resultados reales [26].

Cuando la batería de plomo ácido se aproxima a un estado de completa carga, debido a los efectos de producciones de gases no deseados (gassing), el software asume que se produce un exceso de voltaje con respecto al comportamiento lineal que se había mencionado previamente, este exceso de voltaje puede observarse en la figura 22b. El límite de carga corresponde a una otro aspecto importante en el modelo, basándose en una curva dependiente de la corriente de carga, asumiendo la situación donde toda la corriente es usada para la disociación de gases [29]. La siguiente expresión permite determinar la corriente de gassing.



(a) Curva de Voc en función de SoC.

(b) Curva de sobrevoltaje respecto a SoC .

Figura 22: Curvas de modelado de parámetros internos en PVsyst.

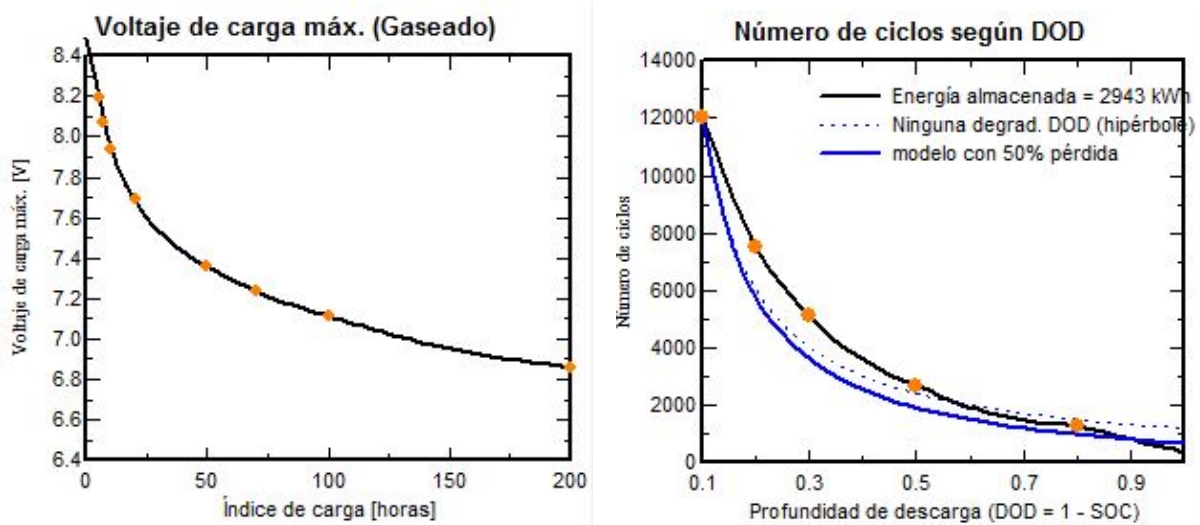


$$I_{gass} = I_{0gass} * e^{\delta * dU_{gass}}$$

Donde podemos observar como la corriente por efecto del gassing incrementa de forma exponencial al existir un exceso de voltaje, el coeficiente δ ha sido obtenido de manera experimental, para una diversidad de baterías de diferentes edades, logrando establecerse un valor bastante constante alrededor de $11,7V^{-1}$ [30], este comportamiento lo podemos observar en la figura 23a.

La capacidad de la batería de plomo ácido está fuertemente relacionado con la temperatura de operación y esto lo considera la herramienta, teniendo a bajas temperaturas posible congelación del electrolito lo cual disminuye considerablemente la capacidad, así como al estar operando en temperaturas muy elevadas, existe la posibilidad de presentarse problemas por sulfatación, lo que generaría una degradación importante en la batería, PVsyst considera que por cada $10/^{\circ}C$ superiores a los que se establecen como nominal ($25/^{\circ}C$), la vida útil del equipo disminuye por un factor de 2. Debido a que no existe suficiente información con respecto a estos factores, el software considera una curva estándar donde representa un factor de corrección de la capacidad en función de la temperatura.

Por último, con respecto al aspecto de degradación de la batería y el modelado de su vida útil. Debido a que la herramienta no cuenta con mucha información relevante al tema, la herramienta toma en cuenta el número de ciclos que una batería puede operar bajo un porcentaje de profundidad de descarga (DoD), similar al expresado para la batería de ion de litio y un ejemplo de esto puede observarse en la figura 23b. A pesar de que el principal deterioro en una celda de plomo ácido se debe a la sulfatación de los electrodos y la estratificación del electrolito. Para el caso de baterías que no son selladas, al aplicar el modelo de gassing, la herramienta permite obtener las corrientes perdidas por este fenómeno y de esta forma, poder relacionar la cantidad de electrolito consumido y poder planificar los planes de mantenimiento adecuados.



(a) Curva de v_{max} para efectos de gassing.

(b) Curva de deterioro por uso.

Figura 23: Curvas de modelado de parámetros internos en PVsyst.

4. SAM

El System Advisor Model es un software gratuito, donde se cuenta una herramienta computacional para el modelado y estudio tecno-económico de una diversidad de soluciones e instalaciones en el ámbito de las energías renovables, diseñada por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) del departamento de energía de los Estados Unidos, el cual se encuentra disponible de forma gratuita para diversas plataformas [31]. El cual está orientado para posibles usuarios en las áreas de investigación, desarrollo de tecnologías, ingenieros y administradores de proyectos en las siguientes áreas:

- Sistemas fotovoltaicos, de pequeña y gran escala.
- Sistemas solares de concentración para generación de energía eléctrica mediante técnicas de cilindros parabólicos, torre central y sistemas lineales Fresnel.
- Almacenamiento eléctrico de energía mediante baterías de ion de litio, plomo ácido y baterías de flujo.
- Energía eólica, de una turbina hasta gran escala.
- Generación de potencia por medio de geotermia.
- Calor de proceso industrial mediante sistemas de concentración solar.

SAM parte de modelos según la aplicación seleccionada a simular, un sistema financiero que elige el usuario y un conjunto de valores de entrada a ciertas variables como son el tipo de equipo a utilizar, la ubicación del proyecto, costos de instalación y operación durante un periodo de tiempo, conjunto a una serie de parámetros financieros como pueden ser años para el periodo de análisis, impuestos a pagar, inflación, etc [31]. La herramienta al ser de código abierto permite que las personas interesadas puedan entender los algoritmos empleados a la hora del modelado. Para la sección de una instalación fotovoltaica con almacenamiento con baterías, la herramienta permite la implementación de los dos siguientes esquemas como se muestra en la figura 24.

El apartado de almacenamiento de energía por medio de baterías para aplicaciones fotovoltaicas, en este caso SAM permite simular dicha integración de equipos de forma detallada operando detrás del medidor (BTM) o delante del medidor (FTM) según el modelo financiero seleccionado, que en nuestro caso será de interés para el estudio del LCOE obtenido. Aunado a esto se cuenta con un módulo de gestión de carga en el cual de forma manual se pueden establecer calendarios de carga y descarga o de forma automática controlar ciertas aplicaciones de peak shaving (afeitado de pico) o buscar la mejor opción con respecto al precio de energía. Como se ha mencionado anteriormente la herramienta cuenta con una versatilidad de parámetros eléctricos, térmicos y modelos que afectan la

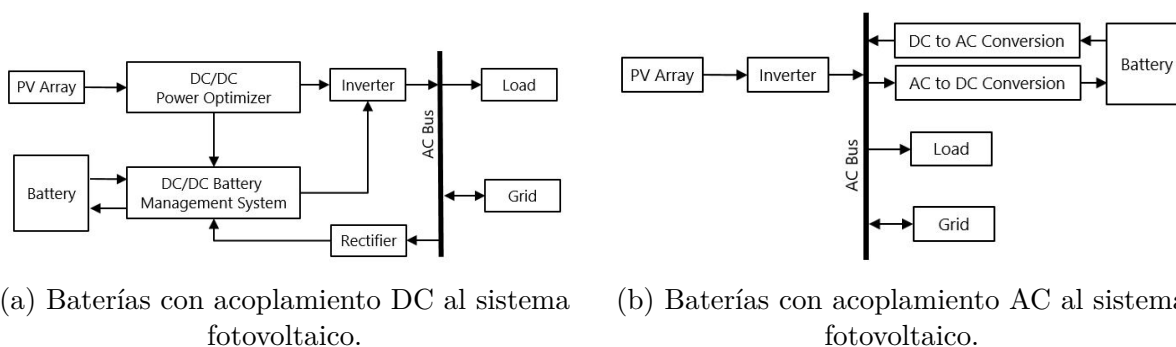


Figura 24: Esquema de acoplamiento de baterías en SAM [32].

degradación del equipo en baterías de ion de litio, plomo ácido, baterías de flujo (redox de vanadio o hierro).

Gestión de Carga

Debido al enfoque planteado en el caso de estudio de este trabajo, en esta sección del marco teórico se abordará el funcionamiento del apartado de almacenamiento eléctrico operando BTM, ya que dicho tipo de sistema es el habitual para uso residencial y autoconsumo eléctrico, buscando así que el usuario puede reducir sus gastos por la compra de energía eléctrica a la red.

En el software aquí tratado se da la opción de seleccionar dos diferentes formas de operación de controlador de carga, de manera automática o manual. Mediante este controlador se puede establecer los momentos de carga y descarga del sistema de almacenamiento, así como los límites de operación. Si es seleccionado el modo de control de carga automático, la herramienta se encarga de controlar el despacho de energía de tal forma que sea minimizado el consumo de energía de la red eléctrica, no para minimizar el coste energético de la energía producida, operando bajo un algoritmo que no toma en cuenta ciertas variables de entrada como son la tarifa eléctrica [32].

Otro aspecto importante a analizar de la herramienta es la metodología que está implementada al momento de decidir si es posible la carga y descarga, como detalla DiOrío et al [33]. Esta se basa en llevar el cómputo de la energía disponible en el sistema durante cada intervalo de simulación, así como la energía necesaria para poder mantener el sistema de almacenamiento cargado. Teniendo esta información disponible, el software se encarga de seguir el siguiente algoritmo para la toma de decisiones como se muestra en la figura 25.

Al momento de seleccionar la opción de un tipo de gestión de almacenamiento automático la herramienta permite escoger entre 5 diferentes tipos de acercamiento al control de carga.

- Peak shaving considerando el día siguiente, mediante los datos climáticos y de carga establecidos al comenzar la simulación, la herramienta opera el sistema de almacenamiento para minimizar el consumo de energía de la red.



- Peak shaving considerando el día anterior, mediante los datos climáticos y de carga establecidos al comenzar la simulación, la herramienta opera el sistema de almacenamiento para minimizar el consumo de energía de la red.
- Para cumplir el objetivo de un consumo de potencia específico de la red, para este caso es necesario introducir en la base de datos el objetivo deseado, el cual puede ser un valor anual, un valor mensual donde se establece la potencia objetivo para cada mes del año o valores a intervalos de tiempo especificados por el usuario.
- Una serie de requerimientos de potencia anual, en la cual el usuario debe establecer con una resolución horaria cual es la potencia objetivo de la red para cada intervalo de tiempo.
- Gestión de la batería, donde se especifica una serie de valores a un intervalo de tiempo seleccionado, correspondientes a la carga y descarga del sistema de almacenamiento eléctrico. Estos valores tratan de ser alcanzados considerando el estado de SoC de la batería y las limitaciones de potencia en el sistema.

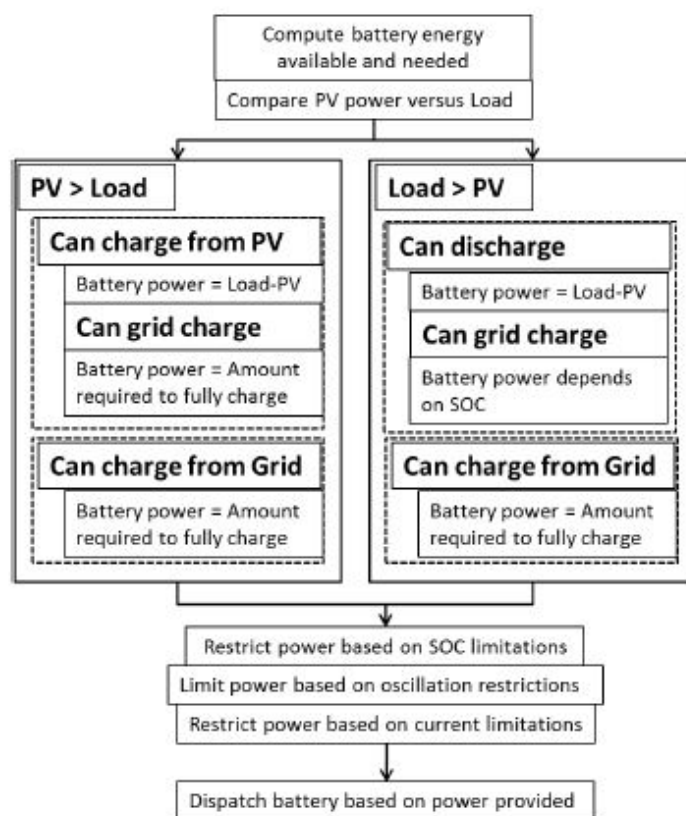


Figura 25: Algoritmo de gestión de carga en SAM [33].

Si el usuario desea realizar una gestión del almacenamiento eléctrico de forma manual, SAM emplea mediante un sistema de valores con una resolución horaria, asociados a cada mes del año y si es semana o fin de semana, cuanto será el valor permitido de carga y descarga de la batería, todo está para 6 casos diferentes. La herramienta también permite establecer si se desea que el sistema de almacenamiento se carga a través de la red



eléctrica o solo por medio de la instalación fotovoltaica. Para cada caso de los 6 posibles a configurar, se establece si es posible cargar la batería, cargar la batería desde la red, descargar la batería y cuál es el porcentaje con respecto a la capacidad de la batería que es posible operar. En la figura 26 podemos ver un ejemplo se establecería el sistema de gestión de almacenamiento en la interfaz de la herramienta.

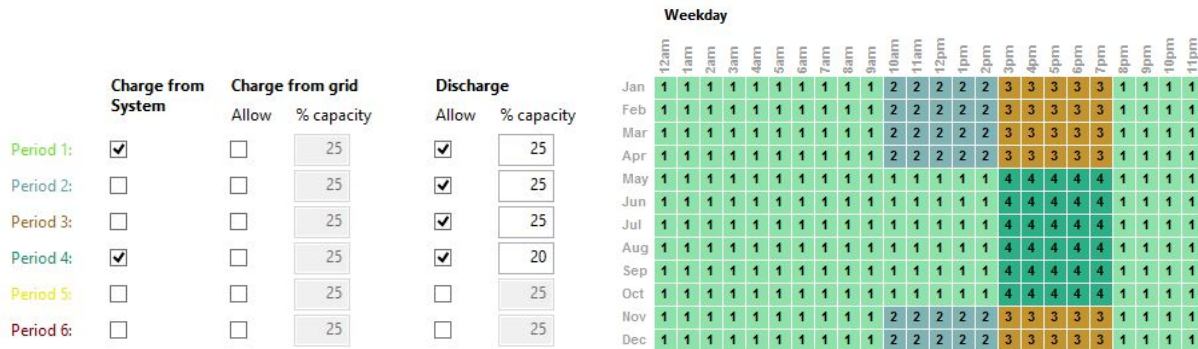


Figura 26: Gestión del sistema de almacenamiento en SAM.

Otro parámetro fundamental en el modelado del sistema de almacenamiento y su correcta gestión, es la definición de unos valores límite SoC, este valor mínimo y máximo se establece para así proteger a la batería a que opere en condiciones peligrosa con una profundidad de descarga muy elevado o en la cual se exceda la carga que puede soportar el equipo. En el software, el usuario puede establecer los parámetros de SoC mínimo y máximo o trabajar con los que la herramienta establece por defecto para cada tecnología. Considerando estos valores, la energía que el modelo permite alcanzar sería la siguiente [33].

$$E_{max,descarga} = V * (q - q_{max} * SoC_{min} * 0,01); E_{max,carga} = V * (q_0 - q_{max} * SoC_{max} * 0,01)$$

Por último, para el modelo también es de interés especificar cuales serán los valores de carga inicial para la simulación, pudiendo ser especificado por el usuario o partir del valor por defecto.

Baterías

Para poder abordar el modelo utilizado para describir el comportamiento de una batería en el software SAM es importante notar que el modelado de voltaje, variables térmicas, ciclos de vida y otros factores son comunes para baterías de ion de litio como para baterías de plomo ácido. Teniendo así un modelo más unificado con la única diferencia que se menciona en la sección de baterías de plomo ácido para la herramienta SAM.

Una de las principales variables que considera la herramienta es la determinación del voltaje de la batería para cualquier instante de la simulación, ya que dicha variable depende de factores de capacidad, SoC y otros parámetros eléctricos, se debe implementar



un modelo dinámico que cuente con dichos factores. El voltaje varía dependiendo de la carga de la batería, ya que al estar operando en un estado de carga o descarga debido al crecimiento o reducción del voltaje de circuito abierto dentro de la batería, causado por el movimiento de iones desde el ánodo al cátodo o viceversa, para poder modelar dicho comportamiento el software hace uso de la ecuación descrita por [34]. Cabe destacar que la herramienta considera dicha ecuación igual para los procesos de carga y descarga [33]. A continuación se muestra la expresión utilizada para modelar dicha variable.

$$V = V_0 - R * I - K * \frac{q_{max}}{q_{max} - \int I dt} + a * e^{-B * I dt}$$

Donde se tiene:

- V: Voltaje en terminales de la batería, expresado en V.
- V_0 : Voltaje constante de la batería, expresado en V.
- K: Voltaje de polarización, expresado en V.
- q_{max} : Representa la capacidad de la batería en Ah.
- R: Resistencia interna de la batería, expresado en Ω .
- a: Amplitud de la zona exponencial, expresado en V.
- B: Inverso de la constante de tiempo de la zona exponencial, expresado en Ah^{-1} .
- $\int I dt$: Estado actual de carga de la batería, expresado en Ah.

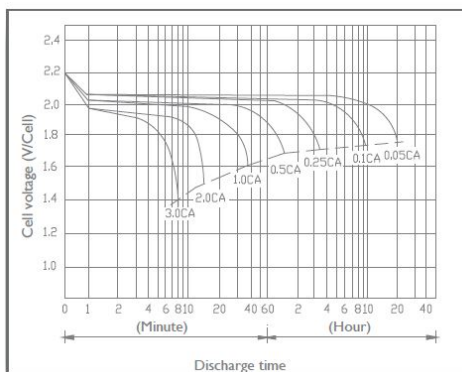
El modelo expresado anteriormente cuanta con la cualidad de representar un comportamiento no lineal. Sin embargo, realiza las consideraciones de suponer una resistencia interna de la celda constante, no considerar el efecto Peukert, variaciones por parámetros térmicos o autodescarga de la batería [34]. Para la obtención de ciertos parámetros del modelo (K, V_0 , a y B) es necesario conocer la curva de descarga de la batería con respecto al voltaje. Es por esto que la herramienta utiliza una curva de una hoja de datos de un fabricante para obtener dichos parámetros e implementarlos en el software.

Es de interés destacar que el modelo se encuentra con ciertas limitaciones al estar operando en los valores límites de la batería. Al estar operando en SoC muy bajos (cerca al 1%) es posible que el modelo arroje valores de voltaje negativos o indefinidos, si esto ocurre el software establece como variable de salida un voltaje equivalente a la mitad del voltaje nominal establecido, incluso para valores de SoC muy elevados en que el voltaje de salida se vuelva indeterminado, la herramienta limitará la variable de salida al voltaje nominal [33].

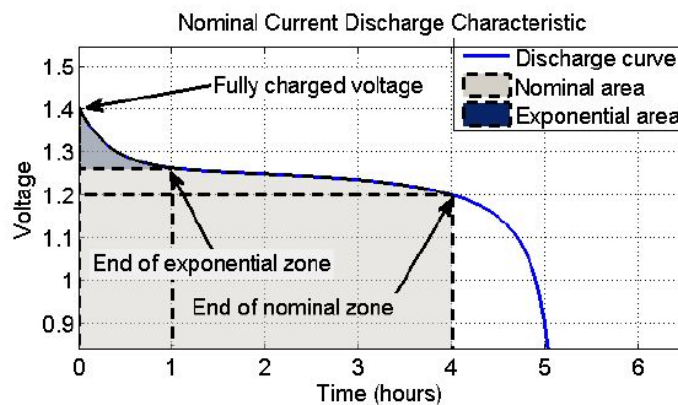
Como se puede ver descrito en el manual del usuario de SAM [32], existen ciertas propiedades que son comunes para las diferentes tecnologías disponibles en la herramienta. Por lo tanto, al seleccionar una batería de ion de litio o plomo ácido, dichos propiedades serán utilizadas en el modelo.

- Voltaje nominal de la celda, el cual se obtiene de hojas de datos de fabricantes, tomando como valores típicos 2V para celdas de plomo ácido y 3,7V para celdas de ion de litio.

- Curva de descarga (C-rate), el cual se obtiene de hojas técnicas de fabricantes. En el cual se muestra el voltaje en función de diferentes valores de carga removida. Se define como la corriente entre la capacidad establecida, un ejemplo de esta curva se puede observar en la figura 27a.
- Voltaje para una celda que está completamente cargada a un particular C-rate.
- Voltaje de la celda en la zona exponencial, este se representa como el voltaje al final de la zona exponencial de una curva nominal de descarga, como se observa en la figura 27b.
- Voltaje de la celda en la zona nominal, este se representa como el voltaje al final de la zona nominal de una curva nominal de descarga, como se observa en la figura 27b.
- Carga removida durante la zona exponencial y nominal.



(a) Curva de descarga C-rate [32].



(b) Curva de voltaje con respecto a la descarga [32].

Por último, con respecto al voltaje de una celda en el software SAM, este considera unas pérdidas de voltaje asociadas a los diferentes comportamientos que ocurren con la tensión eléctrica durante la carga y descarga. Esto se debe a que al momento de carga una batería, el voltaje en terminales aumenta, requiriendo más potencia para cargarse, mientras que al estar operando en un proceso de descarga, el voltaje en terminales disminuye lo que conlleva a que un determinado valor de corriente, la potencia que se puede extraer va disminuyendo. Es por esto, que se define la eficiencia round-trip (ida y vuelta), teniendo la siguiente expresión.

$$\eta_{\text{round-trip}} = 100 * \frac{E_{\text{descarga}}}{E_{\text{carga}}}$$

Los parámetros de corriente y capacidad en los que puede operar la batería, se consideran de manera igual para baterías de tecnología de ion de litio y plomo ácido, similar a lo referido para la variable de tensión eléctrica. En el modelo del sistema de almacenamiento, la herramienta considera una serie de variables que son utilizadas durante la simulación, dichos valores pueden ser establecidos por el usuario o calculado por el software, esto depende de la necesidad el usuario de establecer valores de una celda en específica o trabajar con un banco de baterías en particular.



- Capacidad de la celda, este valor se establece por defecto según la química seleccionada en la batería. Sin embargo, puede ser especificada por el usuario.
- Capacidad nominal del banco de baterías, siendo el producto de la capacidad de la celda y el número de estas.
- Voltaje nominal del banco de baterías, siendo el producto del voltaje nominal de la celda y el número de celdas conectadas en serie.
- Celdas en serie y cadenas de celdas en paralelo, de esta forma se establece el voltaje y capacidad del banco de baterías, estos valores pueden ser especificados por el usuario o calculados por SAM.
- Velocidad máxima en DC de carga y descarga, la cual es calculada partiendo de los valores de potencia máxima de carga y descarga y la capacidad nominal del banco, puede ser especificada por el usuario o calculada por la herramienta.
- Potencia máxima en DC de carga y descarga, la cual está relacionada con la capacidad nominal del banco y la velocidad máxima de carga y descarga.
- Máxima potencia en AC de carga y descarga, tomando en cuenta la potencia máxima en DC de carga y descarga, así como la eficiencia establecida para la conversión DC a AC.
- Tiempo a máxima potencia, la cual relaciona la capacidad máxima del banco y su potencia máxima.
- Máxima corriente de carga y descarga, la cual considera la velocidad máxima de carga y descarga, por la capacidad nominal del banco entre el voltaje nominal de este.

Durante el proceso de simulación, la herramienta considera una eficiencia de conversión DC-DC o AC-DC dependiendo del sistema establecido, dichos parámetros se pueden establecer por el usuario o parten de la base de datos del software. Esto es de suma importancia dependiendo de la aplicación deseada, se puede establecer un sistema de almacenamiento conectado de AC o conectado en DC, junto con el sistema fotovoltaico, operando el banco de baterías con un cargador de carga detrás del inversor.

Con respecto a la vida útil de una batería, la herramienta considera un decaimiento de la capacidad dependiendo del número de ciclos que ha operado el equipo y una profundidad de descarga (DoD) promedio. La relación entre estas dos variables se establece mediante una interpolación bilineal, a través de una tabla de valores que puede ser definida por el usuario o unos valores predeterminados por el software, los cuales se obtuvieron de valores comunes de hojas técnicas publicadas por los fabricantes, como se ve en la figura 28.

En el sector fotovoltaico se ha establecido como un parámetro común para el remplazo de una batería, el momento en que la capacidad se haya degradado a un 80% de su valor original. Sin embargo, SAM permite que el usuario modifique este valor o establezca una fecha de sustitución en un calendario.

Por último, uno de los factores importantes a la hora de estudiar la forma de procesamiento y simulación del sistema por parte de la herramienta, es el establecimiento del remplazo de las baterías, debido a que establecer condiciones diferentes para esta acción

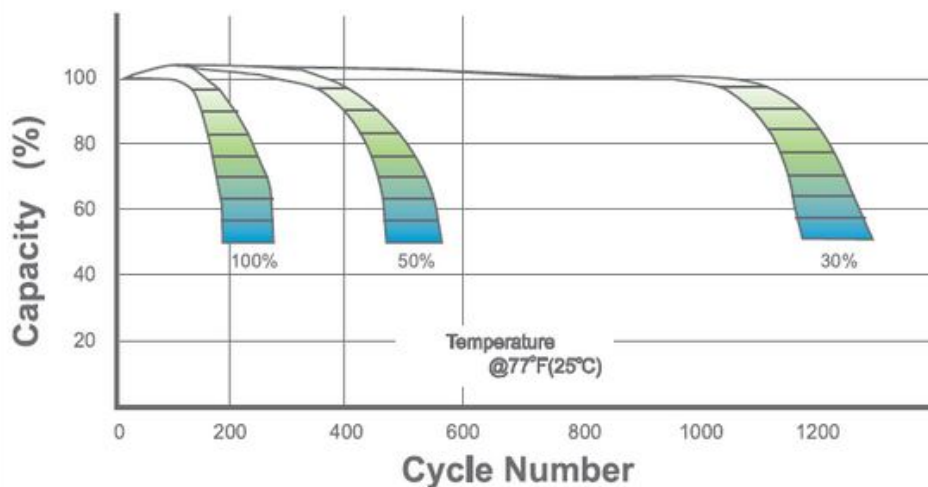


Figura 28: Vida útil con respecto a la profundidad de descarga (DoD) [32].

conllevarían a resultados diferentes de operación y resultados de LCOE. Por esto, al ya haber estudiado y establecido el proceso de deterioro que tendrá la batería durante su periodo de funcionamiento, el software realiza el procesamiento de esta operación según sea seleccionada alguna de las siguientes opciones.

No realizar ningún replazo de la batería, por lo que estará operando hasta que ya no sea posible ninguna capacidad de almacenamiento de energía debido al deterioro del equipo, en este momento la herramienta comenzará a considerar el sistema como una instalación fotovoltaica sin sistema de almacenamiento. Establecer un replazo partiendo de una fecha establecida, mediante las especificaciones del usuario, el software realizará el cambio de batería llegado el día establecido. Además, es posible establecer un replazo de batería al alcanzar un valor de degradación de capacidad establecido, cuando el procesamiento de deterioro por vida útil de la batería alcance dicho valor, el software procederá a realizar el replazo del equipo.

Batería de Ion de Litio

SAM nos permite trabajar con una variedad de tipología de baterías de ion litio, las cuales consideraron más comunes comercialmente, cada una de estas diferentes composiciones químicas, cuenta con unos parámetros y propiedades por defecto, es importante acotar que, a pesar de poder cambiar el tipo de batería de ion de litio a implementar, la herramienta solo estaría cambiando los valores por defecto pero las ecuaciones para el modelado de la batería se mantienen iguales [33]. En la siguiente lista se hace referencia a los diferentes tipos de batería que el usuario puede seleccionar:

- Óxido de manganeso de iones de litio (LMO): Cátodo de alto voltaje con una gran capacidad de potencia, pero baja vida útil.
- Litio-Ferrofosfato (LFP): Baja energía volumétrica y cátodo de bajo voltaje, propiedades muy buenas de seguridad.



- Oxido de litio cobalto (LCO): Uno de los cátodos más comunes, con alta energía específica, pero un costo y contaminación importante.
- Titanato de litio (LTO): Materia de una larga vida útil pero con una baja capacidad y costo elevado.
- Litio níquel manganeso cobalto (NMC): Similar al LCO pero con un costo más bajo.
- Litio níquel aluminio cobalto (NCA): Similar a la tecnología NMC pero con una energía específica más alta.

Lo anteriormente mencionado se encuentra en el manual de usuario de SAM [32], así como los parámetros eléctricos, térmicos y vida útil de las baterías previamente mencionada se encuentra extraídas de la información publicada por Linden et al [35].

Con respecto a la vida útil de las baterías de ion de litio, el usuario tiene la posibilidad de utilizar el modelo común para todas las tecnologías descrito anteriormente en este trabajo o implementar un modelo de degradación respecto al número de días que tiene el equipo operando, este comportamiento se basa en lo establecido por Smith et al[36]. EL decaimiento de la capacidad de la batería de ion de litio implementando este método se basa en la siguiente ecuación.

$$q = q_0 - \sqrt{t} * a * e^{b*(\frac{1}{T} - \frac{1}{296})} * e^{c*(\frac{SOC}{T} - \frac{1}{296})}$$

Donde a, b y c son parámetros que definen el comportamiento de la curva y se definen en $1/\sqrt{\text{día}}$ el parámetro a y los demás términos se expresan en unidad de K y la variable t representa los días de operación de la batería en días. Un ejemplo de lo que obtendría en el software seleccionado dicho modelo sería lo mostrado en la figura 29.

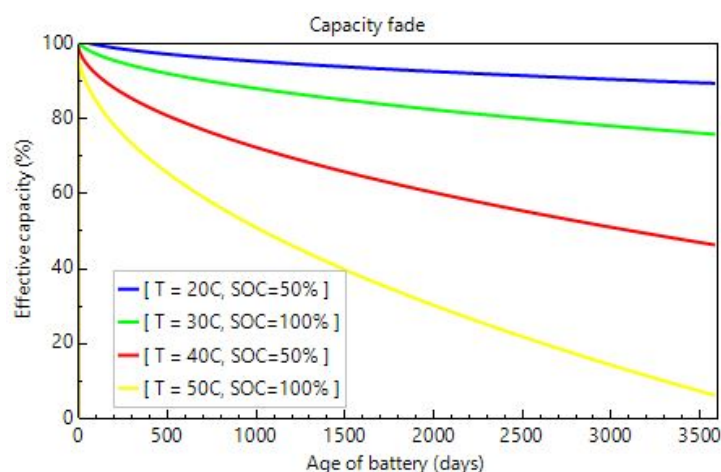


Figura 29: Decaimiento de la capacidad de una batería de ion de litio con respecto al tiempo [32].

Batería de Plomo Ácido

Entre las opciones que el usuario puede seleccionar, se encuentran 3 tipos de baterías de plomo ácido:

- Plomo ácido inundado en un electrolito líquido.
- Plomo ácido regulada por válvula (VRLA) donde el electrolito se encuentra en forma de gel.
- Fibra de vidrio absorbente (AMG) donde el electrolito se encuentra inmobilizado en placas.

Se debe notar que una de las principales características que tiene la herramienta al momento de modelar una batería de plomo ácido, es que considera una dependencia entre la capacidad y le velocidad de descarga, lo cual no ocurre en las demás baterías. Esto se debe a la dependencia química que se encuentra en la batería al momento de extraer la energía, el software para poder considerar este fenómeno utiliza el KiBaM (Kinetic Battery Model) [37]. En este modelo representa la batería como un sistema de dos tanques conectados en serie, el primero contiene la energía disponible para ser extraída de forma eléctrica y el segundo tanque contiene la energía unida químicamente que todavía no puede ser extraída.

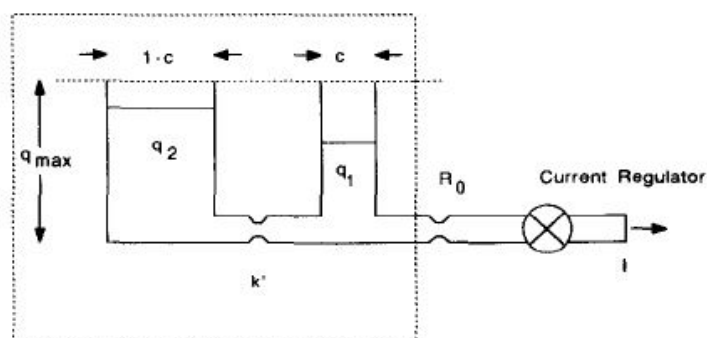


Figura 30: Kinetic Battery Model [37].

Como se puede observar en la figura 30, el modelado de la batería depende de ciertos parámetros, como son un factor (c) que relaciona la energía disponible en la batería con respecto a la energía total y un factor (k) el cual describe la conductancia entre los dos tanques, permitiendo conocer que tan rápido la batería puede convertir la energía química en energía disponible o viceversa [37]. De esta forma es posible determinar la capacidad máxima de almacenamiento para la batería, estos parámetros se calculan considerando diferentes velocidades de descarga para las tecnologías previamente mencionadas. Es por esto que el usuario al momento de selección el tipo de batería de plomo ácido, estará cambiando valores de variables internas. SAM considera una velocidad de descarga de 20 horas conjunto a la capacidad nominal de la batería, es por esto que al aplicar descargas más rápidas, se considera un factor modificador que se muestra en la siguiente tabla:

Es por todo lo anteriormente descrito, que la herramienta al realizar el modelado del proceso de transferencia de carga para una batería de plomo ácido toma en consideración cuanta potencia puede ser suministrada o descargada para el intervalo de tiempo en el



Velocidad de descarga	Capacidad %		
	Electrolito líquido	VRLA Gel	VRLA AGM
20h (0,05C)	100	100	100
10h (0,1C)	87	84,9	93,2
1h (C)	47	63,1	58,1

que se esté realizando la simulación, definiendo así unos parámetros que se presentan en la interfaz gráfica del usuario para que el usuario pueda estar consiente de este factor. Sin embargo, este al ser intrínseco de las propiedades del equipo y su tecnología, no puede ser modificado por el usuario.

5. Desarrollo

Caso de estudio

Perfil de carga

El primer aspecto a abordar para el inicio del proceso de estudio e intercomparación de los softwares mencionados en el capítulo anterior, fue la obtención de un caso de estudio el cual consistiría en un perfil de carga eléctrica anual con una resolución horaria, dicho caso de estudio sería un factor importante para el inicio de la simulación, ya que sería junto a los datos climatológicos de la ubicación, las primeras variables de entrada en la simulación.

Debido a que en el trabajo de fin de máster se plantea realizar la investigación partiendo de cargas residenciales debido a que en una instalación fotovoltaica de este tipo, el almacenamiento eléctrico por baterías es una parte de gran relevancia. Siendo en la mayoría de los casos uno de los equipos que mayor inversión requiere así como un equipo que desempeña una función esencial para la correcta gestionabilidad del recurso solar y la energía producida, todo esto debido a que la producción eléctrica está fijada al ciclo solar diario y una producción pico al mediodía solar. Sin embargo, el consumo eléctrico comúnmente no se comporta de manera similar a dicho ciclo, por lo que es necesaria la incorporación de sistemas de almacenamiento que gestionen la energía en la vivienda.

Partiendo de la investigación realizada por Escobar et al. [2] Se plantea un procedimiento para la elaboración de un modelado de perfil de consumo residencial para una diversidad de tipos de vivienda española, considerando los artículos eléctricos comúnmente utilizados en este tipo de residencia. Cabe destacar que los resultados publicados se basan en un modelo Bottom-Up que toma como datos de entrada, la data publicada por el Instituto Nacional de Estadística de España en la encuesta de empleo de tiempo [38]. En el cual se censó un total de 9.541 viviendas y documentó el comportamiento humano durante 24 horas consecutivas con una resolución de 10 minutos para así poder conocer que actividades desempeñaba a lo largo del día y posteriormente asociarlo con el uso de la electricidad. Aunado a esto el modelo se ajusta a los valores de potencia reflejados en la data del proyecto SECH-SPAHOUSEC publicado por el IDAE sobre el consumo energético en el sector residencial [39]. Para este trabajo se consideran los perfiles de consumo eléctricos que se muestran en la figura 31a los cuales corresponden al comportamiento semanal y durante el fin de semana para una residencia con ocupación de 4 habitantes.



Ya que dichos perfiles solo describen el comportamiento eléctrico en una semana, para poder obtener el caso de estudio anual se consideró la curva de cambio estacional presentada por Tjaden et al. [40] La cual permite representar la variación de consumo semanal a lo largo de un año, de mencionada curva se consideró como valor medio la semana correspondiente al equinoccio de primavera y a partir de dicho consumo fue normalizada la curva como se puede observar en la figura 31c, obteniendo un factor semanal que sería múltiplo del modelo anterior. Por último, Lee et al. [41] Proponen en su investigación una recopilación de datos a partir de mediciones eléctricas a un conjunto de viviendas Australianas, con el fin de poder modelar el perfil de consumo eléctrico en equipos de calentamiento y enfriamiento doméstico (HVAC) el cual fue clasificado según la estación del año como se nota en la figura 31b, para efectos de este trabajo se seleccionó el modelo que refleja el consumo de HVAC para una vivienda de 4 personas.

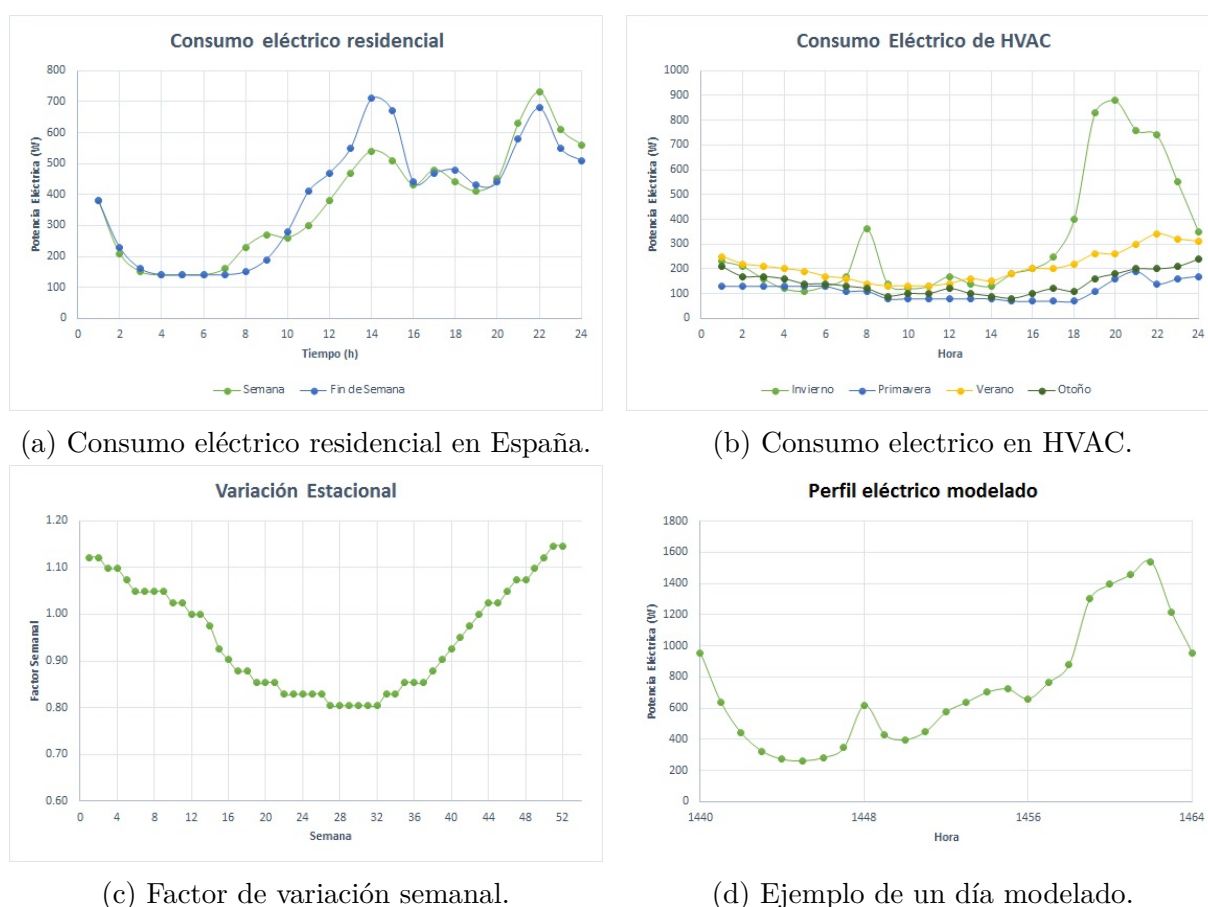


Figura 31: Caso de estudio España.

Ya habiendo realizado el procesamiento de datos y obtenido una base de datos anual de consumo eléctrico con una resolución horaria (8760 datos) siguiendo el procedimiento que se refleja en el diagrama de flujo mostrado en la figura 32, para la selección de la ubicación del caso de estudio se consideró la localización donde se obtuvo el perfil de carga para HVAC [41] y sus condiciones climáticos a lo largo del año [42], ya que las temperaturas se viven en el lugar están fuertemente ligados al consumo eléctrico en climatización de ambientes. Mediante la información climatológica publicada por el AEMET se pudo realizar la comparación para obtener el lugar español más similar, el cual se pudo concluir que se encontraba en la Comunidad Autónoma de Andalucía, en la ciudad de Jerez de la



Frontera [43].

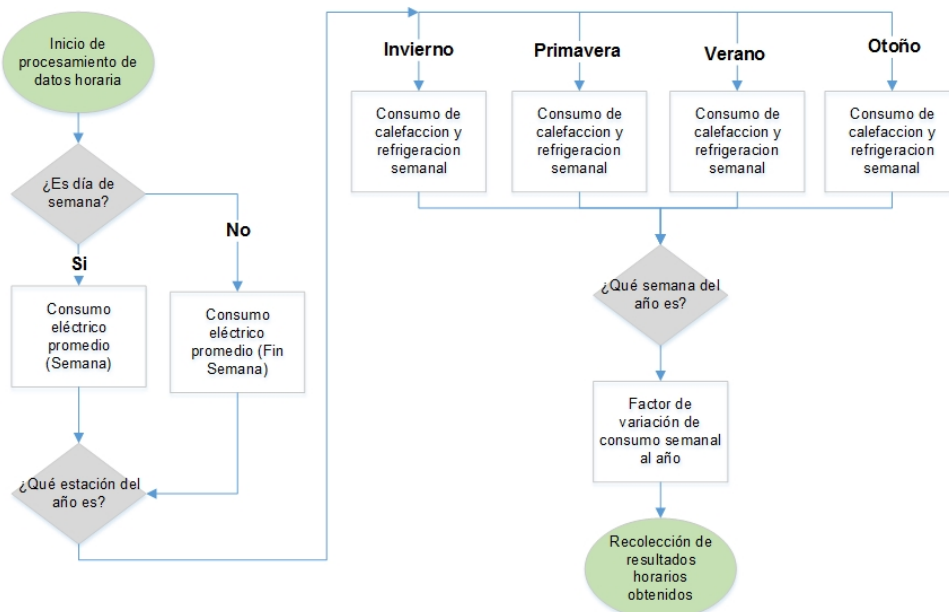


Figura 32: Procesamiento de Caso de estudio España.

Para los datos climatológicos referentes a radiación solar y un año meteorológico tipo (TMY) será obtenido a partir del software Meteonorm el cual cuenta con una base de datos alrededor del mundo y permite generar archivos con el formato de salida deseado para así poder introducirlos a las herramientas de simulación. Aunado a esto, un resumen de los datos obtenidos con esta herramienta se muestran en la figura 33. El TMY generado fue contrastado con los publicados por la Junta de Andalucía, la cual consta de información de temperaturas, radiación global, humedad entre otros parámetros que son recolectados por una estación meteorológica que una resolución diaria e información desde el año 2000 [44]. Los cuales serian parámetros de interés a la hora de establecer la ubicación geográfica y condiciones climatológicas en las herramientas a estudiar.

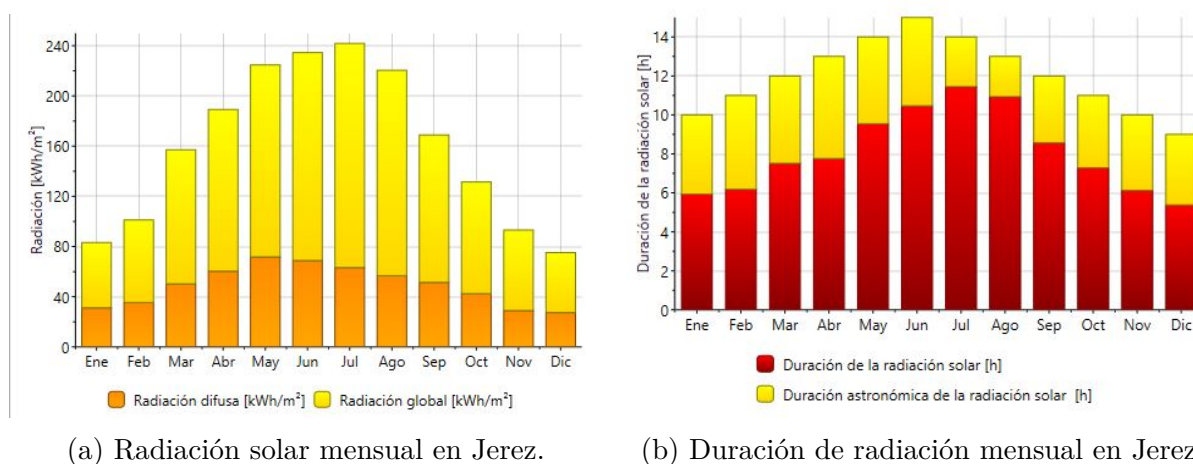


Figura 33: Resumen de Radiación solar mensual en Jerez.

Por último, ya habiendo determinado la ubicación geográfica y el perfil de carga eléctrica por parte del usuario, establecido que el caso de estudio constaría de un sistema



fotovoltaico conectado a red para aplicaciones residenciales. Se procedió a generar los archivos con el formato adecuado para la importación del perfil de carga, en el caso del software PVsyst fue necesario generar un archivo CSV (valores separados por comas) en el cual se fijan 2 parámetros:

- Tiempo que consistía en un formato mm:hh día/mes/año con una resolución horaria, es importante que la herramienta no toma en consideración años bisiestos, por lo que cualquier dato introducido en el día 29 de febrero sera omitido por PVsyst.
- Valor de carga eléctrica correspondiente a ese momento, expresado en unidades de W.

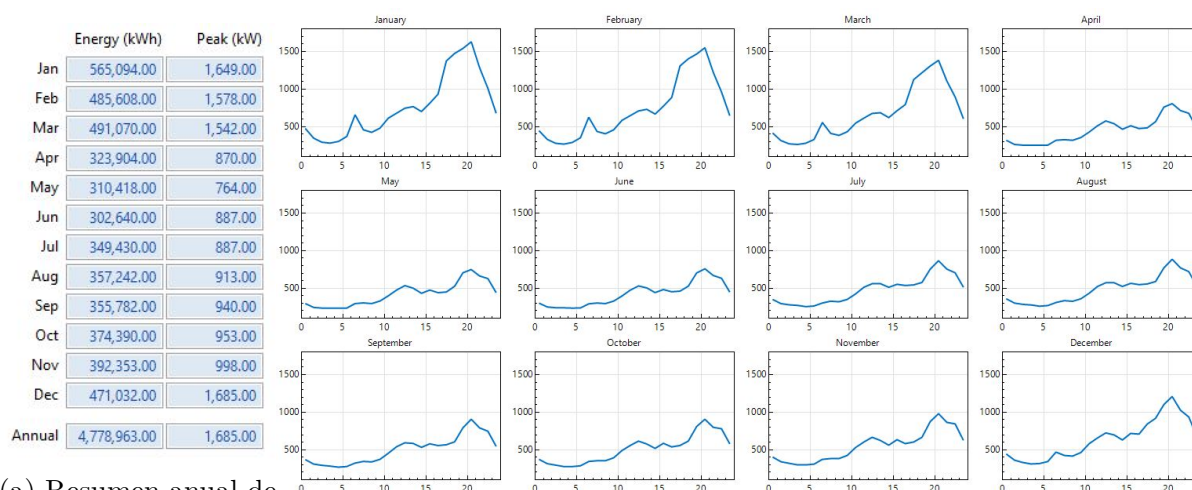
Una vez realizado dicho archivo e importando en la sección de autoconsumo, en la cual se permite seleccionar el tipo de modelo de carga eléctrica, perfiles probabilísticos, valores mensuales, diarios o en nuestro caso partiendo de una base horaria, se muestra un resumen anual de ciertos valores de interés como se muestra en la siguiente figura:

Hourly User's needs	
Annual needs	4762 kWh
Average load	544 W
Maximal load	1685 W
Max. current (38 V)	43.9 A
Installed Pnom PV	2.56 kWp
Pnom PV / Aver. Load	4.72 Wp/W

Figura 34: Resumen anual de carga en PVsyst.

En el caso de SAM, la incorporación del perfil de carga a utilizar se realiza mediante el portapapeles lo cual hace que el usuario no requiera generar un archivo con un formato en particular. Se selecciona los intervalos de tiempo entre cada dato de carga, la herramienta permite que el usuario seleccione libremente si desea incorporan una base de datos en resolución minutal, horaria o como sea de su preferencia. En el caso de esta investigación como se ha mencionado previamente se seleccionó una resolución horaria, el perfil eléctrico debe ser cargado en unidades de kW. Una vez realizado la importación, el software nos presenta un resumen mensual de valores de interés para el estudio como se muestra en la figura 35.

Aunado a esto, SAM permite modificar el perfil de carga utilizado con ciertos parámetros de escalada, los cuales permiten aumentar o disminuir el consumo eléctrico en una proporción establecida, normalizar la curva implementando un modelo basado en de facturaciones del servicio eléctrico. Por último, cuenta con la función de poder establecer un parámetro de crecimiento porcentual anual el cual puede ser de bastante interés. Si observamos las gráficas generadas por la herramienta, se plasma el perfil eléctrico mensual para la base de datos establecida, la cual permite observar el comportamiento del consumidor y los meses en los que la demanda será mayor, en el caso del modelo planteado en este trabajo se observa lo siguiente.



(a) Resumen anual de carga en SAM.

(b) Perfil de carga mensual para caso de estudio modelado.

Figura 35: Resumen de perfiles de carga en SAM.

Selección de componentes

Módulo FV

Para el desarrollo de este estudio, se seleccionó un módulo fotovoltaico comercial y disponible en la base de datos de ambas herramientas. Este sería el **JKM330PP-72** de Jinko Solar, un módulo policristalino de silicio de 72 células capaz de operar a 330W y 24V. Dicho equipo, se encuentra respaldado bajo un gran número de certificaciones ISO e IEC, permitiendo así garantizar su correcto funcionamiento durante un periodo de largo tiempo, siempre que se cumplan las correctas condiciones de operación. Lo cual es una condición de interés al hacer el análisis de LCOE durante el periodo de estudio, asegurando que ciertas condiciones de operación se mantengan estables. Algunos parámetros técnicos del módulo descrito que se obtuvieron de la hoja técnica del fabricante [45], se encuentran en la siguiente tabla:

JKM-330PP	STC	NOCT
Potencia Nominal (Wp)	330	246
V_{mpp} (V)	37,8	35,3
I_{mpp} (A)	8,74	6,97
V_{oc} (V)	46,9	44,1
I_{sc} (A)	9,14	7,38
Eficiencia (%)	17,01	
Tolerancia de P_{nom} (%)	0~+3	
Rendimiento de potencia garantizada a 25 años (%)	80,7	

El dimensionado del sistema fotovoltaico, que consiste en la selección de cantidad de módulos a instalar, estableciendo la capacidad nominal de la planta se basara en los resultados obtenidos mediante la herramienta en PVsyst de predimensionamiento para un sistema residencial conectado a red. En el cual basándose en los datos de un año



meteorológico tipo y una demanda energética anual establecida por el usuario, así como el tipo de tecnología de los módulos y ángulo de instalación (inclinación y azimut). Establece la capacidad nominal de la planta para poder generar una producción anual que satisfaga esas necesidades.

Es importante acotar que al momento de establecer los parámetros para el predimensionamiento del sistema de módulos fotovoltaicos, se estableció una tecnología de módulo policristalino y un ángulo de inclinación de 35° , ya que dicho valor de inclinación es el que produce una producción máxima para la ubicación establecida. En la figura 36 se puede observar la condición previamente establecida, pudiendo así mediante la herramienta de optimización seleccionar el ángulo de inclinación deseado y su repercusión con respecto a la producción anual.

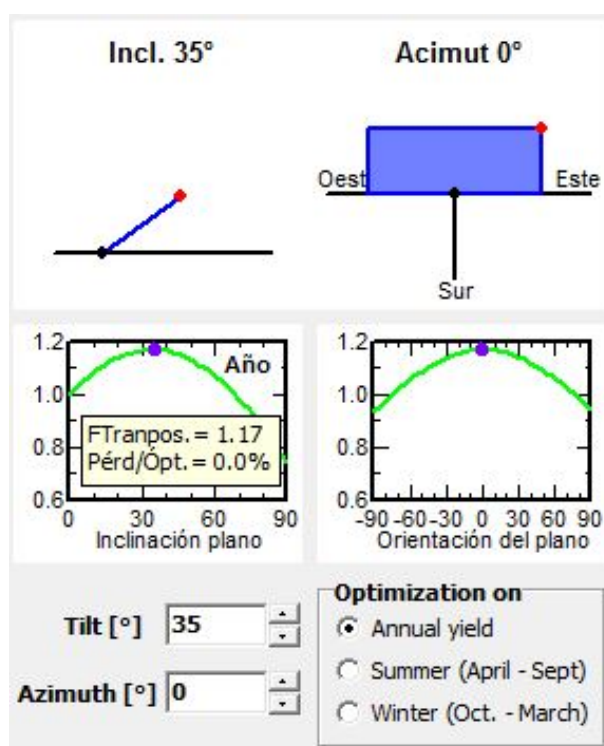


Figura 36: Eficiencia anual con respecto a la relación de potencia FV nominal y potencia del inversor.

Baterías

Ya que uno de los principales objetivos en este estudio es el análisis del modelado del sistema eléctrico en las herramientas de dimensionamiento fotovoltaico, se analizarán varias tecnologías de baterías (ion de litio y plomo ácido), las cuales se encuentran disponibles para su implementación en el diseño del sistema fotovoltaico en ambos softwares.

Una de las baterías seleccionada para implementar en las simulaciones es la **Secura Solar 5 PVS 350** del fabricante alemán BAE Batterien GmbH, la cual consiste en una batería de plomo ácido con válvula de ventilación, opera a un voltaje de 2V, lo cual permite



mediante la conexión en serio de otras baterías formar un banco del voltaje deseado (12V, 24V, etc), cuenta con un sistema de electrodos tubular y una composición que permite formar un equipo confiable y robusto, una de las características principales de esta batería es su alta capacidad cíclica, condiciones que será importante para este trabajo [46]. En la siguiente tabla se puede observar un resumen de algunos parámetros técnicos de interés, es importante notar que dichos valores se encuentran referidos a una temperatura de 20°C.

	C1h Ah	C10h Ah	C20h Ah	C100h Ah	Ri (mΩ)	Ik (kA)	Peso (kg)
Ue (V/cell)	1,67	1,8	1,8	1,8			
5 PVS 350	159	279	318	359	0,7	2,98	21,7

En el caso de la batería de tecnología de ion litio, se implementó la **US2000B Plus 48V** del fabricante Pylontech, la cual cuenta con una composición NMC y posee una capacidad útil de 2,2kWh. Contando con una amplia versatilidad al poder ser conectada en serie y paralelo con baterías del mismo fabricante, así como de otros fabricantes, es un equipo que cumple con certificaciones internacionales y de buena confiabilidad. Permitiendo contar así con una batería de alto rendimiento y en la cual se pueden observar ciertos parámetros técnicos en la siguiente tabla [47].

US2000B Plus 48V	
Energía Total (kWh)	2,4
Energía Utilizable (kWh)	2,2
Capacidad (Ah)	45
Rango Voltaje (V)	45~53,5
Peso (kg)	24

Inversor

Alguno de los inversores implementados durante el estudio y análisis del caso de estudio fueron de la serie **SUN2000L** del fabricante Huawei, dichos equipo cuenta con la ventaja de poder trabajar conectados a la red eléctrica, así como permitir el control de carga de un sistema de almacenamiento, funcionando con un inversor híbrido de alto rendimiento. Aunado a esto, el diseño y el funcionamiento de estos inversores cumplen una variedad de normas IEC, en la siguiente tabla se encuentran alguno de los parámetros técnicos más relevantes que se encuentran publicados en la hoja de especificación publicada por el fabricante [48].

Es importante acotar que en las especificaciones del fabricante se señala un rango de voltaje de entrada cuando el inversor se encuentra operando acoplado a un banco de baterías, dicho rango se encuentra señalado en la tabla previa (*).

Aunado a esto equipos, para poder cumplir con uno de los casos planteados en el trabajo, fue necesario la implementación del inversor **Plenticore Plus 10kW** del fabricante Kostal. El cual cuenta con el cumplimiento de una serie de normas IEC, siendo un equipo de gran eficiencia y confiabilidad, además permite el acople de diversos tipos de baterías,



Huawei SUN2000L	2KTL	4KTL	5KTL
Máxima Eficiencia (%)	98,4	98,6	98,6
Eficiencia Europea (%)	97,0	97,9	98,0
Voltajes de Operación (V)	90 - 600 / 90 - 495*		
Voltaje Nominal (V)	380		
Corriente de Entrada Máxima por Mppt (A)	11		
Isc Máxima (A)	15		
Potencia Salida (W)	2000	4000	5000
Voltaje Nominal Salida (V)	220 / 230 / 240		
Corriente Máxima de Salida (A)	10	20	25

para la incorporación de un sistema de almacenamiento. En la siguiente tabla se encuentran alguno de los parámetros técnicos más relevantes que se encuentran publicados en la hoja de especificación publicada por el fabricante [49].

Plenticore Plus 10kW	
Máxima Eficiencia (%)	97,2
Eficiencia Europea (%)	96,5
Voltajes de Operación (V)	120 - 720
Voltaje Nominal (V)	570
Corriente de Entrada Máxima por Mppt (A)	13
Isc Máxima (A)	16,25
Potencia Salida (W)	10.000
Voltaje Nominal Salida (V)	3N 400V
Corriente Máxima de Salida (A)	16,04

La selección del inversor adecuado para la instalación fotovoltaica, viene dado por los resultados y recomendaciones propuestas por Deb Mondol y Norton [50]. En el cual mediante el estudio de diferentes inversores de alta, mediana y baja eficiencia se logra establecer una relación óptima que toma en cuenta la potencia nominal de la planta fotovoltaica entre la potencia nominal del inversor, estableciendo un parámetro conocido como R_s y en el que concluyen que para valores entre 1,1 y 1,3 se encuentra el dimensionado óptimo del inversor, esto se puede observar en la figura 37, una de las curvas que dicho estudio presenta.

Misceláneos

Aunado a los elementos que ya se han descrito, es importante considerar en los softwares, dentro de la definición de los gastos de capital (CAPEX), los costos de ingeniería e instalación de la planta fotovoltaica, así como los costos de operación (OPEX) y una degradación de la producción nominal de la instalación. Fu et al [51], especifican ciertos parámetros de interés que fueron publicados en el informe técnico publicado por la NREL, en el año 2018. Donde se especifican valores de referencia los cuales fueron obtenidos

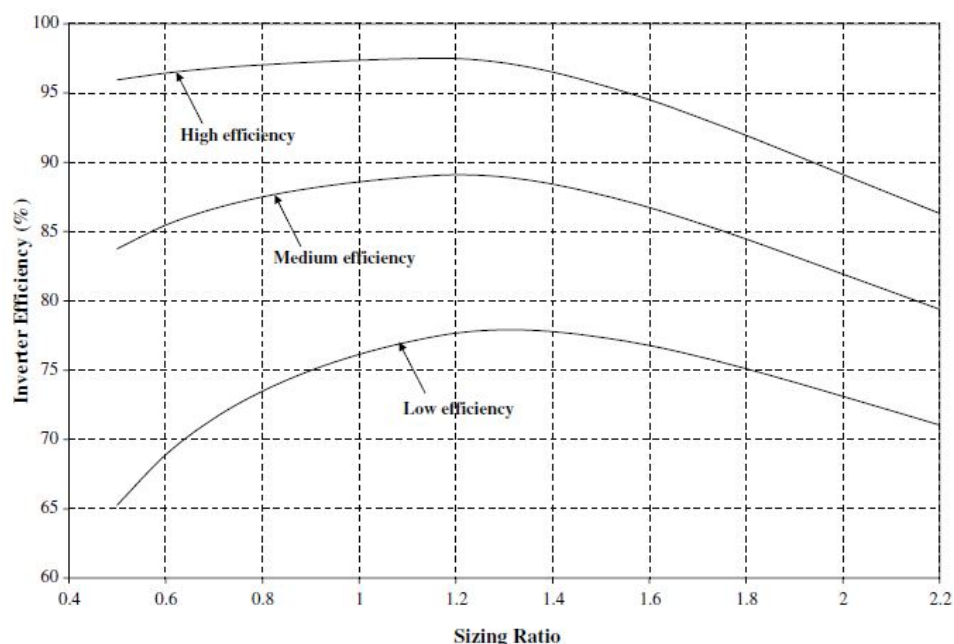


Figura 37: Eficiencia anual con respecto a la relación de potencia FV nominal y potencia del inversor [50].

mediante estudios de valores censados en Estados Unidos. Los valores que fueron tomados de dicho informe para la realización de este trabajo se presentan en la siguiente tabla.

Degradación anual (%)	0,7
Ingeniería e Instalación (%/Costo de Equipos)	19
Gastos O & M (€/kW)	19.6

Para poder completar la implementación de los componentes previamente descritos, es necesario establecer sus precios unitarios con el fin de obtener los resultados económicos que brinda cada software. Ya que las herramientas no cuentan en su base de datos con los precios de cada componente, dichos valores se obtuvieron desde las plataformas de AutoSolar y TechnoSun, en la cual se encuentra una variedad de equipos con sus costos y parámetros técnicos.

Resumen de precios unitarios	
Equipo	€
JKM330PP-72	166,38
BAE 6 PVS 350	172,50
US2000B Plus 48V	1075,2
SUN2000L-2KTL	807,81
SUN2000L-4KTL	1212,01
SUN2000L-5KTL	1276,55
Plenticore Plus 10kW	2468,21



Condiciones Económicas

Un factor importante para poder realizar el proceso de simulación con datos adecuados y así poder obtener variables de salida como el LCOE reales, determinar la rentabilidad del sistema de almacenamiento y la instalación fotovoltaica, es necesario establecer los parámetros económicos para el caso de estudio, en este se encuentran las tarifas energéticas por consumo de la red, posibles ingresos o métodos de compensación por inyección a la red, posibles porcentajes de interés si se considera un préstamo bancario, años de estudio, parámetros inflacionarios, entre otros.

En el caso de la tarifa eléctrica aplicada, se consideró la establecida en España para la fecha del 03/06/2020, en el cual se puede observar que el precio por kWh consumido se encuentra clasificado con una resolución horaria [52], tarifa que se ha mostrado anteriormente en el apartado de LCOE en este trabajo. Aunado a esto, el sistema de información del operador del sistema (SIOS) de Red Eléctrica de España se encuentra en constante monitorio del sistema eléctrico nacional y publica de forma publica la variación horaria y diaria con respecto a la tarifa eléctrica [53].

En este caso de estudio no se consideró parámetros de inflación e intereses por préstamos solicitados, ya considerando esto y los datos previamente mostrados, es posible implementar los parámetros financieros en las herramientas, proceder con la simulación y recolección de los resultados.

Metodología de simulación

Se desarrolló una metodología de simulación con el fin de poder realizar de forma sistemática el proceso de entrada de parámetros en las herramientas seleccionadas, simulación, recolección y análisis de los resultados. Si bien cada herramienta de dimensionamiento tiene sus características particulares, se buscó poder englobar y establecer un proceso que fuese acorde al estudio aquí planteado, realizando variaciones a algunas variables de entrada o equipos del sistema de almacenamiento eléctrico y así poder cumplir con los objetivos planteados. En la figura 38 se puede observar el diagrama de flujo propuesto para el desarrollo del estudio.

En este es posible observar como la metodología de simulación consta de ciertas partes fundamentales, una primera sección en la cual se realiza la incorporación de condiciones climatológicas y demanda eléctrica del usuario, parámetros que son una base fundamental para el inicio de cualquier proceso de diseño y simulación de una instalación fotovoltaica para autoconsumo, esto es intrínseco de la localización y las condiciones de vivienda establecidas. Por lo tanto, son parámetros que fueron obtenidos mediante estudios realizados previamente, recolección de bases de datos sustentados en mediciones in situ y estimaciones. Esta sección descrita del diagrama de flujo mostrado previamente, será completado con el caso de estudio que se menciona a principio de este capítulo del trabajo de fin de máster.

Una vez completada dicha tarea de establecer las condiciones climatológicas y el perfil de necesidades eléctricas, podemos considerar una siguiente sección en la cual se define los

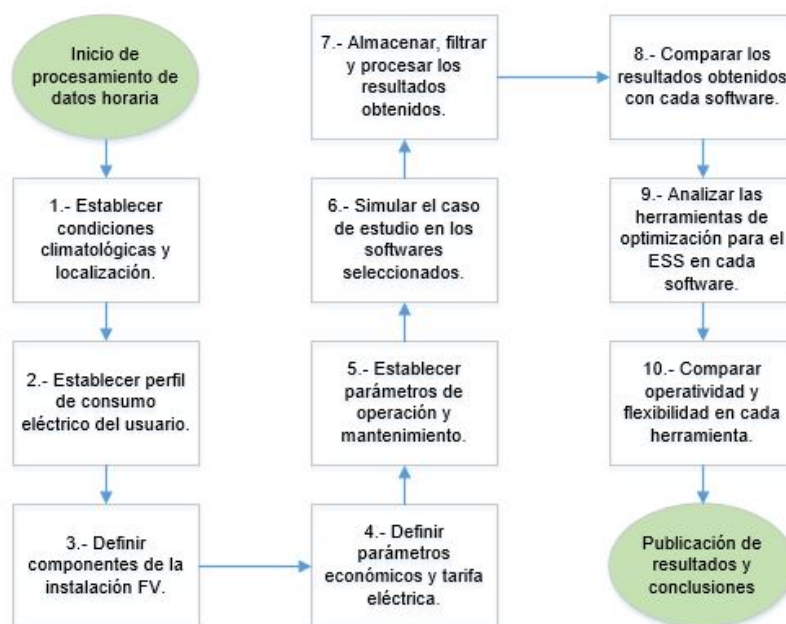


Figura 38: Diagrama de flujo respecto a la metodología del desarrollo.

componentes a utilizar en el caso de estudio, basándose en equipos reales y los cuales se encuentre información relevante respecto a aspectos técnicos y económicos, pudiendo así hacer uso de manera certera de cada función que nos brindan las herramientas y poder analizar los resultados conociendo cada parámetro de la instalación. Dichos componentes y las consideraciones que se tomaron para el diseño del caso de estudio se encuentran previamente detallados en este capítulo, donde se especifican parámetros técnicos y de operación, así como consideraciones de dimensionamiento. Aunado a esto, es importante definir ciertos parámetros económicos como pueden ser tarifas eléctricas, posibles modelos de financiamiento, costes de operación, mantenimiento y otros aspectos que nos permita modificar cada herramienta. Logrando así tener una base sustentable al momento de realizar el análisis de ciertos parámetros como pueden ser el LCOE.

Teniendo todas las condiciones y parámetros del caso de estudio en el software, es posible avanzar al proceso de simulado y recolección de datos. En esta sección del diagrama de flujo, podemos observar que, ya habiendo realizado la simulación en cada herramienta, es de suma importancia la correcta recopilación de resultados, tablas y gráficos de interés, los cuales pueden ser necesarios al momento de realizar la intercomparación entre cada herramienta. Ya que cada software procesa el sistema y las variables con modelos y consideraciones diferentes, la correcta interpretación de los resultados se considera una parte crucial en el desarrollo de este trabajo. Logrando así poder mostrar las capacidades de representar el comportamiento dinámico del sistema por cada software.

Finalmente se procede a realizar un análisis de las posibles herramientas que se encuentren implementadas en cada software, con respecto al estudio, optimización y evaluación del sistema de almacenamiento eléctrico implementado. Permitiendo así poder plasmar la funcionalidad, flexibilidad y precisión que cuenta cada software con respecto a un sistema de almacenamiento eléctrico para aplicaciones fotovoltaicas para autoconsumo en un sistema residencial conectado a red.



La siguiente tabla muestra un resumen de ciertas variables y componentes que se consideraron más relevantes al momento de realizar el estudio, esto fue considerando los parámetros más importantes al momento de observar un sistema de almacenamiento, su funcionamiento y diseño, así como variables que son indispensables para la simulación de un sistema fotovoltaico. Es importante mencionar que se realizaron ciertas variaciones en algunas variables de entrada durante el desarrollo del trabajo, todo esto con el fin de poder evaluar la respuesta de cada herramienta y analizar las variaciones obtenidas a la salida.

Resumen de Parámetros Principales		
VARIABLES ENTRADA	VARIABLE SALIDA	COMPONENTES SISTEMA
TMY	PR	Módulos FV
Perfil de Carga Eléctrica	LCOE	Baterías
Variaciones en ESS	Manejo de Carga y Descarga	Inversor
Tarifa Eléctrica	Perdidas en el ESS	Regulador de Carga
Costo de O&M	Dinámicas de Funcionamiento: Generación y Consumo Intercambio de Potencia con la Red Comportamiento del Almacenamiento	Miscelaneos

Podemos observar como en las variables de entrada tenemos el año meteorológico tipo (TMY), el cual una vez realizada la simulación inicial se realizaron pequeñas variaciones diarias para observar la respuesta del sistema y el comportamiento del software al momento de simular condiciones diferentes. Lo mismo se aplicó al perfil de carga eléctrica, realizando aumentos estacionales (incremento de carga en verano) y un aumento escalatorio en el perfil de carga. Por último, se realizaron simulaciones considerando variaciones en el sistema de almacenamiento eléctrico, definiendo diferentes equipos y tecnologías con el fin de observar las variaciones en el modelado y procesamiento del caso de estudio.

Desarrollo de simulación

Condiciones Iniciales

Ya habiendo establecido todas las bases teóricas, equipos a utilizar y un abordaje general de la metodología necesaria para poder llevar a cabo con éxito este trabajo, se procedió a realizar el desarrollo de las simulaciones, con las cuales se procesarían los datos de entrada y posteriormente se recolectarían los resultados obtenidos para su análisis. En esta sección del trabajo se plasmará mediante tablas y figuras los aspectos que se consideraron más relevantes durante la implementación de los softwares de modelado, así como los parámetros que fueron implementados, que herramientas sirvieron para estudiar la dinámica del proceso y la obtención de las variables de salida pertinentes.

Se puede resumir en la siguiente tabla alguno de los aspectos técnicos más relevantes para los cuatro casos planteados, dichos escenarios están fundamentados en el caso de estudio base que se presentó en la sección anterior, el cual corresponde a un perfil de carga eléctrica residencial española. A partir de dicho caso, se realizó una escalada para así poder estudiar cómo sería el comportamiento del sistema, las herramientas y los equipos en



condiciones de mayor demanda energética, pudiendo observarse variables como consumos diarios, anuales y las cargas más relevantes.

	Caso 01 (Base)	Caso 02 (Base x2)	Caso 03 (Base x5)	Caso 04 (Base x10)
Consumo Anual (MWh/año)	4,76	9,52	23,81	47,62
Consumo Diario Máximo (kWh/día)	18,15	36,5	91,25	182,5
Consumo Diario Mínimo (kWh/día)	9,99	19,99	48,98	99,95
Consumo Diario Promedio (kWh/día)	13,05	26,1	65,25	130,5
Máxima carga (kW)	1,685	3,37	8,425	16,850
Carga Promedio (kW)	0,544	1,088	2,72	5,44

Una vez determinado los casos de estudio a evaluar, lo siguiente para la elaboración del estudio consistió en el dimensionado del sistema. Partiendo de los equipos y las consideraciones de dimensionamiento descritos previamente, se obtuvo la capacidad pico instalada para cada escenario, la cual se puede observar en las siguientes tablas. Aunado a esto, es importante acotar que como se ha establecido a principios de esta investigación, uno de los objetivos fundamentales, sería el estudio e implementación de dos diferentes tecnologías de baterías, las cuales serían el plomo ácido e ion de litio.

Las siguientes cuatro tablas presentan un resumen para cada caso planteado, el número de celdas correspondientes a la celda de plomo ácido que se especificó en la selección de componentes, establecidas para cada caso planteado. Una vez formada la batería a implementarse en el sistema de almacenamiento eléctrico, se pueden observar ciertos parámetros técnicos, los cuales fueron obtenidos de la base de datos de PVsyst para dicho equipo, en el cual se puede observar la capacidad para una velocidad de descarga C10, la cual el software considera nominal, así como la capacidad disponible del sistema con una operación no mayor de un 80% de DoD, ya que dicha condicione es la establecida por el fabricante para asegurar una baja degradación en la vida útil de las celdas. Por último, se especifica para cada sistema de almacenamiento, con respecto a la capacidad instalada, cuantos días de autonomía se pueden operar en el sistema, con respecto a la demanda media diaria.

Caso 01 Baterías PbO2						
N° Celdas	0	2	4	6	8	10
Capacidad FV (kWp)	2,64					
Demanda Anual (MWh)	4,762					
Capacidad C10 (Ah)	0	279	558	837	1116	1395
Capacidad a 80% DoD (kWh)	0	2,7	5,4	8,1	10,8	13,5
Días de autonomía	0	0,21	0,41	0,62	0,83	1,03

Caso 02 Baterías PbO2						
N° Celdas	0	4	8	10	14	20
Capacidad FV (kWp)	5,3					
Demanda Anual (MWh)	9,523					
Capacidad C10 (Ah)		558	1116	1395	1953	2790
Capacidad a 80% DoD (kWh)	0	5,4	10,8	13,5	18,9	27
Días de autonomía	0	0,21	0,41	0,52	0,72	1,03



Caso 03 Baterías PbO2						
N° Celdas	0	8	16	24	32	40
Capacidad FV (kWp)	13,2					
Demanda Anual (MWh)	23,81					
Capacidad C10 (Ah)	0	1116	2232	3348	4464	5580
Capacidad a 80 % DoD (kWh)	0	10,7	21,4	32,1	42,8	53,5
Días de autonomía	0	0,16	0,33	0,49	0,66	0,82

Caso 04 Baterías PbO2						
N° Celdas	0	16	32	48	64	80
Capacidad FV (kWp)	25,7					
Demanda Anual (MWh)	47,62					
Capacidad C10 (Ah)	0	22323	4464	6696	8928	11160
Capacidad a 80 % DoD (kWh)	0	21,4	42,8	64,2	85,6	107
Días de autonomía	0	0,18	0,36	0,55	0,73	0,91

Ya habiendo establecido las condiciones de los sistemas de almacenamiento con tecnología de plomo ácido para cada caso, se presentan las siguientes 4 tablas que resumen de manera similar al anteriormente plasmado, con la importante diferencia de que el estudio de la instalación fotovoltaico y la solución respecto al sistema de almacenamiento en este caso, sería realizado mediante la implementación de baterías de ion de litio mencionada en la selección de componentes.

Para estos equipos, los datos mostrados a continuación se obtuvieron a través de la base de datos de PVsyst, similar a lo planteado previamente. Se pueden observar las capacidades establecidas, así como los días de autonomía planteados para cada escenario, similar a lo planteado para las baterías de plomo ácido. Como de esperarse, al aumentar la capacidad del sistema de almacenamiento, los días de autonomía con respecto a las demandas del usuario, aumentan. Sin embargo, se describirá posteriormente en el análisis de resultados, porque debido al alto costo de este tipo de baterías, la implementación de un sistema de almacenamiento de gran capacidad comienza a perder relevancia para aplicaciones reales de gran escala, debido a un incremento excesivo en los costes iniciales del proyecto, que conllevan a obtener un LCOE muy elevado y una pérdida en la rentabilidad del proyecto.

Caso 01 Baterías Ion Lit					
N° Celdas	0	1	2	3	64
Capacidad FV (kWp)	2,64				
Demanda Anual (MWh)	4,762				
Capacidad C10 (Ah)	0	51	102	153	204
Capacidad a 80 % DoD (kWh)	0	1,9	3,8	5,7	7,6
Días de autonomía	0	0,15	0,29	0,44	0,58



Caso 02 Baterías Ion Lit					
N° Celdas	0	1	3	5	7
Capacidad FV (kWp)	5,3				
Demanda Anual (MWh)	9,523				
Capacidad C10 (Ah)	0	51	153	255	357
Capacidad a 80 % DoD (kWh)	0	1,9	5,7	9,5	13,3
Días de autonomía	0	0,07	0,22	0,36	0,51

Caso 03 Baterías Ion Lit					
N° Celdas	0	4	8	12	16
Capacidad FV (kWp)	13,2				
Demanda Anual (MWh)	23,81				
Capacidad C10 (Ah)	0	202	404	606	808
Capacidad a 80 % DoD (kWh)	0	17,8	15,6	23,4	31,2
Días de autonomía	0	0,12	0,24	0,36	0,48

Caso 04 Baterías Ion Lit					
N° Celdas	0	6	14	22	30
Capacidad FV (kWp)	25,7				
Demanda Anual (MWh)	47,62				
Capacidad C10 (Ah)	0	303	707	1111	1515
Capacidad a 80 % DoD (kWh)	0	11,4	26,6	41,8	57
Días de autonomía	0	0,10	0,23	0,36	0,49

Ya habiendo determinada las variables iniciales, así como las condiciones de simulación y operación, presentado las tablas previas donde se realiza un resumen de cada sistema implementado a través de las herramientas mencionadas, se procedió a determinar ciertos parámetros operativos referentes a los sistemas fotovoltaicos para aplicaciones de autoconsumo, así como para los sistemas de almacenamiento de energía por baterías.

Parámetros Operativos

Una de las primeras actividades a llevarse a cabo durante el desarrollo de este trabajo, es evaluar las diferentes dinámicas que se pueden representar en cada herramienta de simulación, observando las variables de salida y como los modelos se interconecta. Para esto se procederá a implementar cada caso planteado y se estudiará la distribución energética en el sistema, como es la transferencia de carga y de este modo comprender que proceso está considerando el software a medida que realiza una simulación con resolución diaria, donde se presentan una serie de cambios en variables de entrada como pueden ser, la energía producida por los módulos fotovoltaicos, el perfil de demanda eléctrica y los



parámetros de funcionamiento en cada equipo, como pueden ser las baterías, inversores y el controlador de carga.

Que tan necesario es tener una alta autonomía, parámetros elevados de SCR y SSR estarán fuertemente ligados a la tarifa eléctrica por parte del suministrador de energía, así como el precio de venta (Tarifa Feed-in) para la energía excedente que sea inyectada a la red. En la próxima sección, en el trabajo se abordarán ciertos aspectos relacionados con este tema.

Una vez ha sido desarrollada el apartado anteriormente descrito y recolectado los datos pertinentes con la operación general del sistema, otro aspecto a tratar en el proyecto será el estudio referente a la vida útil y posibles pérdidas que se presenten en el sistema de almacenamiento por baterías, buscando de esta forma poder analizar la manera en que cada herramienta de modelado y simulación permite expresar estas variables de salida. Observando la habilidad que se posee en el modelo del sistema, con respecto a la variabilidad y metodología empleada para expresar al usuario los resultados obtenidos.

Lo cual resulta de sumo interés, ya que dependiendo del enfoque planteado por el software y la versatilidad que tiene para poder brindar datos de interés con respecto al almacenamiento, se podrá realizar estudios de mayor o menor complejidad, tomando un mayor detalle a ciertos parámetros internos de la batería y buscar poder afrontar soluciones con modelos más especificadas para cada tipo de tecnología, como se ha podido mencionar en el marco teórico de este trabajo.

Parámetros Económicos

Un parámetro comúnmente representado al momento de describir un sistema de generación de energía, ya sea fotovoltaico o de otra fuente de energía, es el Levelized Cost of Energy (LCOE), el cual permite determinar que tan favorable es la producción energética con respecto a la inversión inicial, costos de operación y diversos costos que se pueden presentar durante la vida útil del proyecto, como se ha podido describir de forma detallada en el marco teórico de este trabajo. Las herramientas de simulación que aquí se han utilizado tienen incorporando un sistema de modelado y calculo capaz de obtener dicha variable.

En el caso de PVsyst, dicha herramienta cuenta con una interfaz dedicada a la simulación y estudio de los parámetros económicos más pertinentes, donde se puede establecer de forma detallada cada costo y variaciones anuales que se consideren para el proyecto, una vez establecido esto y ya habiendo completado la simulación del comportamiento del sistema fotovoltaico, se presenta como resultado una ventana en la cual se puede observar el flujo de caja, así como los diferentes ingresos por venta de energía a la red, ahorro por consumo de energía, gastos anuales y otros factores, todo esto con el fin de poder calcular tanto anual como de forma total, los ingresos y egresos del sistema, entregando como una de las muchas variables de salida que se presentan, el LCOE del escenario planteado. En la figura 39 se muestra un ejemplo de dicha interfaz, donde se hace referencia al caso 01, implementando un sistema de almacenamiento eléctrico con celdas de plomo ácido y una capacidad de 5,4kWh.

Gracias a esta herramienta fue posible, obtener una base de datos con variables

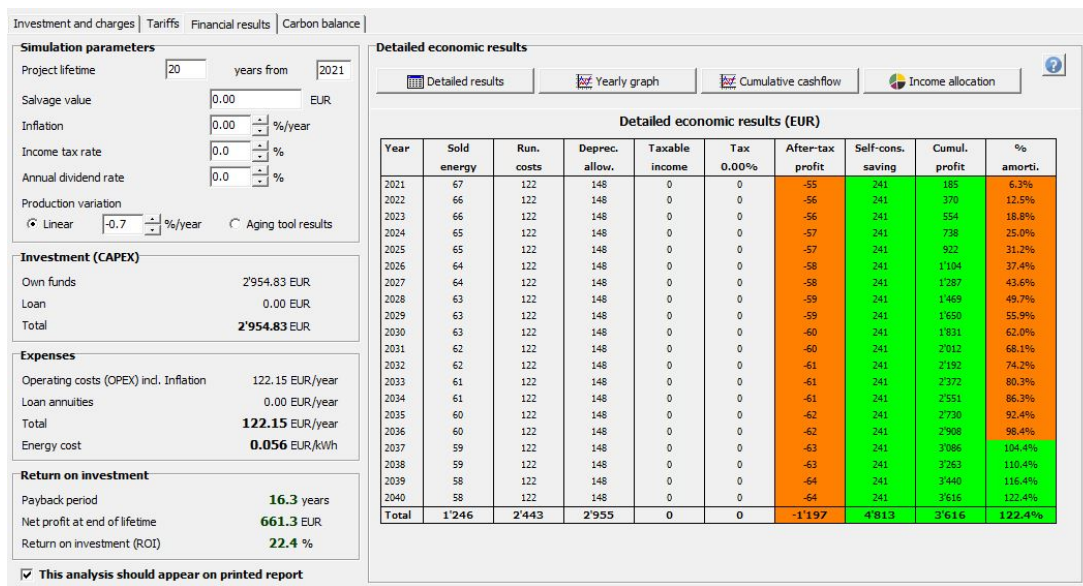


Figura 39: Evaluación económica en PVsyst.

económicas, referentes a cada caso, tecnología y capacidad de almacenamiento planteada. Con respecto al software SAM, la herramienta cuenta con una interfaz que, aunado a un conjunto de tablas y flujos de caja, también permite realizar un análisis económico detallado respecto al caso implementado.

Ciertos parámetros importantes para evaluar la rentabilidad del proyecto fotovoltaico y evaluar su comportamiento económico a lo largo de la vida útil del proyecto son el costo anual promedio por la compra de energía de la red (C_{GP}) y el ingreso anual promedio por parte de la inyección de energía a la red (R_{FV}) [8]. Estas variables se hallan partiendo de las siguientes ecuaciones.

$$C_{GP} = P_{GP} * E_L + (1 - SSR) \quad R_{FV} = P_{FV} * E_{FV} * (1 - SCR)$$

Donde podemos observar que para obtener el valor de C_{GP} para el proyecto, se considera la tarifa de compra a la red (P_{GP}) y lo que fue consumido por parte de esta fuente de energía, partiendo de la carga eléctrica anual (E_L) y el SSR. En el caso de querer obtener el valor de R_{FV} , se considera la tarifa de venta de energía a la red (P_{FV}) y lo que fue inyectado a la misma, partiendo de la generación total de energía en la planta fotovoltaica (E_{FV}) y el SCR.

Como se ha mencionado antes, la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías eléctricas, trae consigo un aumento en las condiciones de SCR y SSR, la magnitud dependerá de la capacidad instalada y de esta forma tendrá como consecuencia una disminución en el costo anual promedio por la compra de energía, el cual se considera favorable para la rentabilidad económica del proyecto. Aunado a esto, debido a un aumento del SCR, el ingreso anual promedio por parte la inyección de energía a la red es de esperar que disminuya, debido a que la energía excedente en vez de ser vertida a la red, será almacenada para su posterior uso en la carga, lo cual debido a que la tarifa de compra de energía es comúnmente mayor a la tarifa de venta por inyección, resulta favorable dicha condición.



Para poder tener un punto de comparación con respecto al desenvolvimiento económico de cada caso planteado, diferentes tecnologías y capacidad de baterías planteadas es de interés definir el concepto de costo promedio de la electricidad en la residencia durante la vida útil del proyecto (P_{ELEC}) [8]. Este factor toma en cuenta todos los costos iniciales, de operación, compra de energía de la red e ingresos por inyección, todo esto con respecto a la carga total durante el proyecto, este parámetro se puede obtener considerando la siguiente expresión.

$$P_{ELEC} = \frac{CAPEX + \sum_{i=1}^n (OPEX_n + C_{GP_n} + R_{FV_n})}{\sum_{i=1}^n E_{L_n}}$$

Como se ha mencionado previamente, esta variable será utilizada como punto de comparación para diferentes instalaciones, el P_{ELEC} puede servir como punto de optimización de un sistema fotovoltaico. Esto se debe a que, durante el proceso de diseño y estudio del comportamiento de la planta durante toda su vida útil, se determinan las condiciones que arrojen como resultado el menor costo promedio de la electricidad, dichas condiciones corresponderán al dimensionamiento más óptimo en términos económicos y de rentabilidad. Pudiendo así, mediante la siguiente expresión conocer cuanto será el retorno monetario una vez concluida la vida útil, calculando la diferencia existente entre el precio de electricidad obtenido y la tarifa eléctrica establecida por red eléctrica, multiplicado por la demanda del usuario, todo esto a través de cada año y la duración del proyecto.

$$GananciaNeta = \sum_{i=1}^n (P_{GP_n} - P_{ELEC_n}) * E_{L_n}$$

Se procederá a obtener el P_{ELEC} para cada caso planteado y se tomará como referencia el valor obtenido para una instalación fotovoltaica sin sistema de almacenamiento, ya que dicho valor deberá ser igualada o mejorado (P_{ELEC} menores) para las instalaciones con baterías, de esta forma se podrá asegurar que el sistema es económicamente más rentable que la instalación sin almacenamiento.

Otro aspecto de interés para el estudio de estos casos, es la determinación de una tarifa media de compra de energía para así poder asegurar que el sistema fotovoltaico con baterías tiene la misma rentabilidad que un sistema sin almacenamiento, de esta forma resulta conveniente realizar la instalación de estos equipos. Debido a que la tarifa de compra de energía actualmente se encuentra en un valor medio de 0,09€/kWh como se ha mencionado antes y este valor condiciona el costo de la electricidad durante la vida útil del proyecto, se procede a calcular la tarifa óptima para cumplir las condiciones de rentabilidad establecidas. Esto se obtiene utilizando la ecuación planteada para el cálculo de P_{ELEC} . Sin embargo, se parte de la premisa que el precio de la electricidad será el obtenido para la planta fotovoltaica sin baterías y la incógnita será P_{GP} .

$$Tarifa_{optima} = \frac{\frac{20 * E_L * P_{ELEC.SinBat} - CAPEX}{20} - OPEX + R_{FV}}{E_L * (1 - SSR)}$$

Aunado a esto, como el precio de venta de energía inyectada a la red también afecta el precio de electricidad durante el proyecto, el cual como se ha mencionado previamente



tiene una variación horaria y se puede observar un valor medio de 0,0325€/kWh. Sin embargo, así como la tarifa eléctrica, este precio está sujeto a variaciones temporales y su valor no necesariamente se mantiene constante, debido a que se ve afectado por la competencia en el mercado, incentivos del gobierno y otros factores. Es por esto, que también se considera de interés obtener un valor de precio de venta (Feed-In) para así poder asegurar una rentabilidad similar a la obtenida para una instalación fotovoltaica sin almacenamiento y las condiciones iniciales. Para poder realizar dicho procedimiento se hace uso de la expresión de P_{ELEC} . Sin embargo, se parte de la premisa que el precio de la electricidad será el obtenido para la planta fotovoltaica sin baterías y la incógnita será el precio de venta por inyección de energía P_{FV} .

$$Feed - In_{optimo} = \frac{C_{GP} + OPEX - \frac{20 * E_L * P_{ELEC, SinBat} - CAPEX}{20}}{E_{FV} * (1 - SCR)}$$

Una vez concluido todo el desarrollo del trabajo y realizado las simulaciones pertinentes, se procedió a recolectar y guardar los resultados obtenidos, teniendo una base de datos relevante que permitiese mediante uso de herramientas de procesamiento numérico, generar perfiles y expresiones que sirvieran para describir lo que se ha obtenido respecto al comportamiento de cada sistema de almacenamiento. Haciendo uso de herramientas como son Excel y Matlab.

En la siguiente sección referente al análisis de resultados, se presentan los resultados más importantes de este trabajo, que interpretación se pudieron llevar a cabo al observar la dinámica de los datos recolectado, una vez que fueron procesados. Así como figuran las ideas más relevantes que se pudieron hallar al momento de realizar el estudio de cada caso, las diferentes tecnologías planteadas para el sistema de almacenamiento de energía y las herramientas de modelado y simulación implementadas, como son PVsyst y SAM.

6. Análisis de Resultados

Parámetros Operativos

Distribución Energética

Una de las dinámicas más importantes al momento de modelar una planta fotovoltaica para autoconsumo acoplado a un sistema de almacenamiento de energía, es poder representar con exactitud cómo es la distribución de energía, carga y descarga en cada momento, pudiendo así representar como se encuentra el estado energético de cada componente que forma parte del sistema. Una vez iniciado el desarrollo de las simulaciones y recolectado las variables de interés, es posible confirmar que ambos softwares que aquí se tratan, cumplen con todo lo que se ha descrito anteriormente.

Un ejemplo de esta dinámica se puede observar en la figura 40, donde se muestra el comportamiento energético para el caso 01, implementando un sistema de almacenamiento por celdas de plomo ácido, permitiendo tener una capacidad instalada de 5,4kWh. En dicha figura se representan ciertas variables como son la producción fotovoltaica, el perfil de carga eléctrica, la energía consumida e inyectada a la red, así como el estado de carga de las baterías, todo esto mediante el software PVsyst.

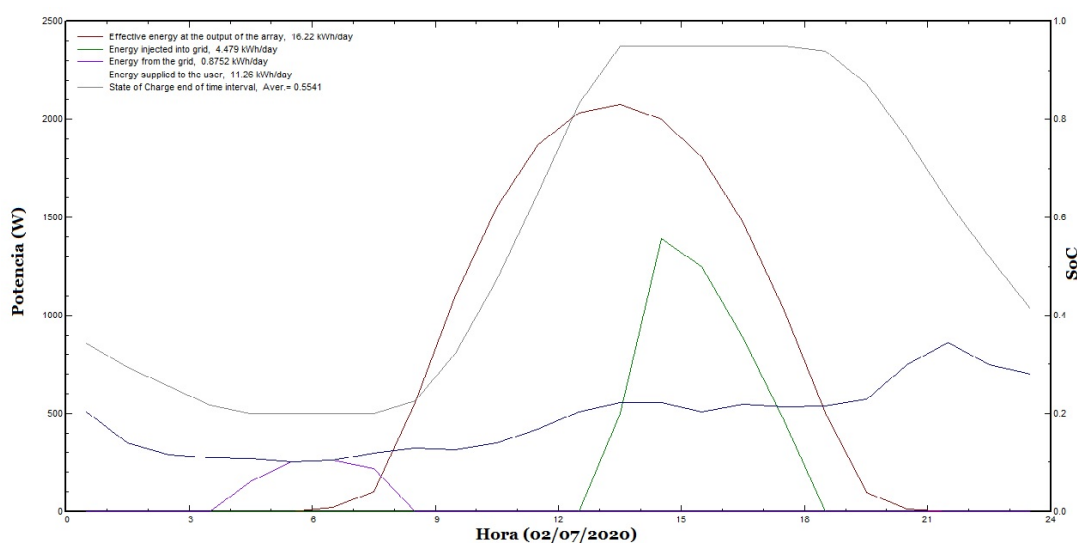


Figura 40: Distribución de energía para sistema FV con ESS=5,4kWh de plomo ácido.



En la figura 40 se pueden apreciar ciertos sucesos que son interesantes para comprender el comportamiento de cada equipo y como lo representa el software. El primer aspecto a destacar, es que el sistema se encuentra operando en un día clara de verano, en el cual no se encuentran pasos de nubes y debido a esto la producción fotovoltaica cuenta con un comportamiento similar al esperado para dichas condiciones climatológicas. El segundo factor a resaltar es el SoC de las baterías, un aspecto importante que considera la herramienta al momento de controlar la carga y descarga de este, es mantenerse en un rango de operación de 20 % y 95 % respecto al SoC, todo esto con el objetivo de resguardar la vida útil del equipo e impedir una degradación excesiva. Ya conociendo eso, es posible observar como la carga del almacenamiento se encuentra determinada por dos aspectos, si la producción fotovoltaica es mayor o menor al perfil de carga, alrededor de las 8:00 se puede notar como se cumple esta condición e inicia el proceso de carga, así como alrededor de las 19:00, al contar con una producción menor a la demanda, inicia el proceso de descarga.

El sistema de almacenamiento comienza el proceso de carga y no es hasta aproximadamente 12:30 que el SoC de las baterías alcance su valor máximo, instante en el que se puede observar que, al no tener capacidad de almacenar más energía, el excedente se inyecta a la red, donde la magnitud inyectada se representa con respecto a la diferencia de la producción fotovoltaica y la demanda para este instante. Una vez que el proceso de descarga inicia, se observa como alrededor de las 3:30, el sistema de almacenamiento ha alcanzado su valor mínimo y las necesidades del usuario se deben satisfacer mediante el consumo de energía de la red. En todo este ciclo diario es posible observar como es el comportamiento e interacción de cada elemento en el sistema.

Este tipo de perfiles son una herramienta indispensable al momento de estudiar el comportamiento de un sistema de almacenamiento, ya que permiten observar de forma puntual como sería el funcionamiento en cada condición que se pueda presentar, una mayor demanda, situaciones de día clara o nublado, como es la variación en el SoC de carga y si se cambian los parámetros de C-rate máximo de carga y descarga, que tanto afecta la necesidad de obtener energía desde una fuente externa para poder cumplir con dichas restricciones en las baterías. Todo esto que se menciona efectivamente puede ser representado en PVsyst y SAM, brindando al final de la simulación, los resultados horarios de todas estas variables que se han mencionado.

Baterías de Plomo Ácido

A continuación, se procede a presentar un resumen de las variables de salida que se consideraron de mayor interés al momento de estudiar el comportamiento de un sistema de almacenamiento acoplada a una instalación fotovoltaica de autoconsumo. Ya que en este trabajo se han planteado dos tecnologías diferentes, las cuales a pesar de buscar cumplir la misma función que es almacenar la energía excedente de la producción fotovoltaica, por razones intrínsecas en la química dentro de la batería, los modelos implementados en las herramientas de simulación varían, lo que conlleva a una obtención de resultados diferentes para cada caso y tecnología.

Primeramente, se realizará en este apartado el análisis de los resultados obtenidos al momento de implementar una solución basada en celdas de plomo ácido. En las 4 siguientes



tablas se presenta un resumen para cada caso y dimensionamiento planteado, donde se puede observar como se refleja la demanda diaria media necesaria por parte del usuario, los días de autonomía que se obtienen a través de la capacidad de almacenamiento instalada, la distribución energética que existe en el sistema global (producción fotovoltaica, energía utilizada en las baterías y energía de la red eléctrica), así como algunos parámetros que se han descrito previamente, siendo el SCR y SSR una medida del uso de la energía útil en función de la generación fotovoltaica y la carga eléctrica respectivamente. Así como el valor de PR obtenido para cada caso, lo que permite mostrar que tan eficiente es el sistema con respecto a la energía producida esperada durante la vida útil del proyecto y lo que en realidad pudo ser utilizado, mostrando así el nivel de pérdidas que surgieron en el sistema.

Caso 01 Baterías Plomo Ácido						
Variables	Número de celdas					
	0	2	4	6	8	10
Demanda Anual (MWh/año)	4,762					
Días de Autonomía	0	0,21	0,41	0,62	0,83	1,03
Energía FV Producida (MWh/año)	4,904					
Energía para ESS (MWh/año)	0	0,513	1,392	1,906	1,971	1,984
Energía para el usuario desde sistema FV (MWh/año)	1,854	2,161	2,142	2,025	2,01	2,008
Energía Consumida de la Red (MWh/año)	2,908	2,088	1,277	0,831	0,781	0,77
PR (%)	83,88	82,88	80,10	78,73	78,73	78,74
SCR (%)	37,8	54,5	74,2	80,2	81,2	81,4
SSR (%)	38,9	56,2	74,2	82,5	83,6	83,8

Caso 02 Baterías Plomo Ácido						
Variables	Número de celdas					
	0	4	8	10	14	20
Demanda Anual (MWh/año)	9,523					
Días de Autonomía	0	0,21	0,41	0,52	0,72	1,03
Energía FV Producida (MWh/año)	9,94					
Energía para ESS (MWh/año)	0	1,02	2,78	3,5	3,9	4,01
Energía para el usuario desde sistema FV (MWh/año)	3,73	4,36	4,33	4,18	4,09	4,08
Energía Consumida de la Red (MWh/año)	5,79	4,15	2,41	1,84	,159	,149
PR (%)	85,03	82,98	80,71	80,05	79,93	79,88
SCR (%)	37,5	54,1	71,5	77,3	80,4	81,4
SSR (%)	39,2	56,5	74,7	80,6	83,9	85



Caso 03 Baterías Plomo Ácido						
Variables	Número de celdas					
	0	8	16	24	32	40
Demanda Anual (MWh/año)	23,81					
Días de Autonomía	0	0,16	0,33	0,49	0,66	0,82
Energía FV Producida (MWh/año)	24,92					
Energía para ESS (MWh/año)	0	1,91	4,96	8,49	9,63	9,83
Energía para el usuario desde sistema FV (MWh/año)	9,35	10,7	11,09	10,54	10,26	11,22
Energía Consumida de la Red (MWh/año)	14,46	11,2	7,76	4,78	3,91	3,76
PR (%)	85,26	83,56	81,85	80,33	80,08	80,01
SCR (%)	37,5	50,6	64,4	76,4	79,8	80,5
SSR (%)	39,3	53	67,4	79,9	83,5	84,2

Caso 04 Baterías Plomo Ácido						
Variables	Número de celdas					
	0	16	32	48	64	80
Demanda Anual (MWh/año)	47,62					
Días de Autonomía	0	0,18	0,36	0,55	0,73	0,91
Energía FV Producida (MWh/año)	47,7					
Energía para ESS (MWh/año)	0	3,72	10,02	15,79	17,53	17,78
Energía para el usuario desde sistema FV (MWh/año)	16,94	19,79	20,53	19,69	19,29	19,26
Energía Consumida de la Red (MWh/año)	25,91	19,34	12,3	7,38	6,04	5,82
PR (%)	83,69	81,79	80,13	78,95	78,74	78,67
SCR (%)	35,5	49,3	64	74,4	77,2	77,7
SSR (%)	35,6	49,4	64,2	74,5	77,3	77,8

Como se muestra en las tablas previas, es posible observar ciertas características a destacar. Lo primero que se debe mencionar, es como la producción fotovoltaica se mantiene constante para cada caso, sin importar si se cuenta con la implementación de un sistema de almacenamiento o que capacidad posee, ya que como es de esperarse, este resultado solo es dependiente del arreglo de módulos fotovoltaicos y el TMY, variables que se mantuvieron constantes en cada caso. El segundo aspecto a tratar, corresponde a la variación de la energía utilizada para la carga de baterías, energía que posteriormente será utilizada para poder satisfacer las necesidades del usuario en el momento que sea requerido y la producción fotovoltaica no sea suficiente. Dicha variación se incrementa a medida que el sistema se diseña considerando una autonomía mayor, esto como se puede observar ocurre para cada caso planteado.

Una consecuencia del segundo aspecto que se ha mencionado, es la variación en la magnitud calculada correspondiente al SCR y SSR, ya que dichas variables como se han descrito previamente, consideran la energía útil empleada en el sistema de autoconsumo



residencial. Por lo tanto, al aumentar la energía almacenada y disminuir la energía inyectada a la red por exceso de generación, la suma total de energía suministrada al usuario por el campo fotovoltaico y el arreglo de baterías incrementa durante todo el proyecto, incrementando finalmente los valores de SCR y SSR. En una siguiente sección de este trabajo, se hará un análisis más detallado de este aspecto y se mostrará mediante figuras como es posible predecir la variación y dinámica que se genera.

Como tercer punto se puede notar en los resultados obtenidos referentes a la energía que el usuario consume desde la red, a medida que la capacidad de almacenamiento aumenta, dicha sección disminuye. Lo cual es causa del aumento de energía aportado por las baterías y la posibilidad de satisfacer la demanda eléctrica en horarios que la radiación solar es baja o nula, lo que conlleva a una mejor operatividad del sistema. Este fenómeno ocurre para todos los casos planteados, ya sea con una mayor o menor demanda, pudiendo mostrar mediante la figura 41 el comportamiento descrito.

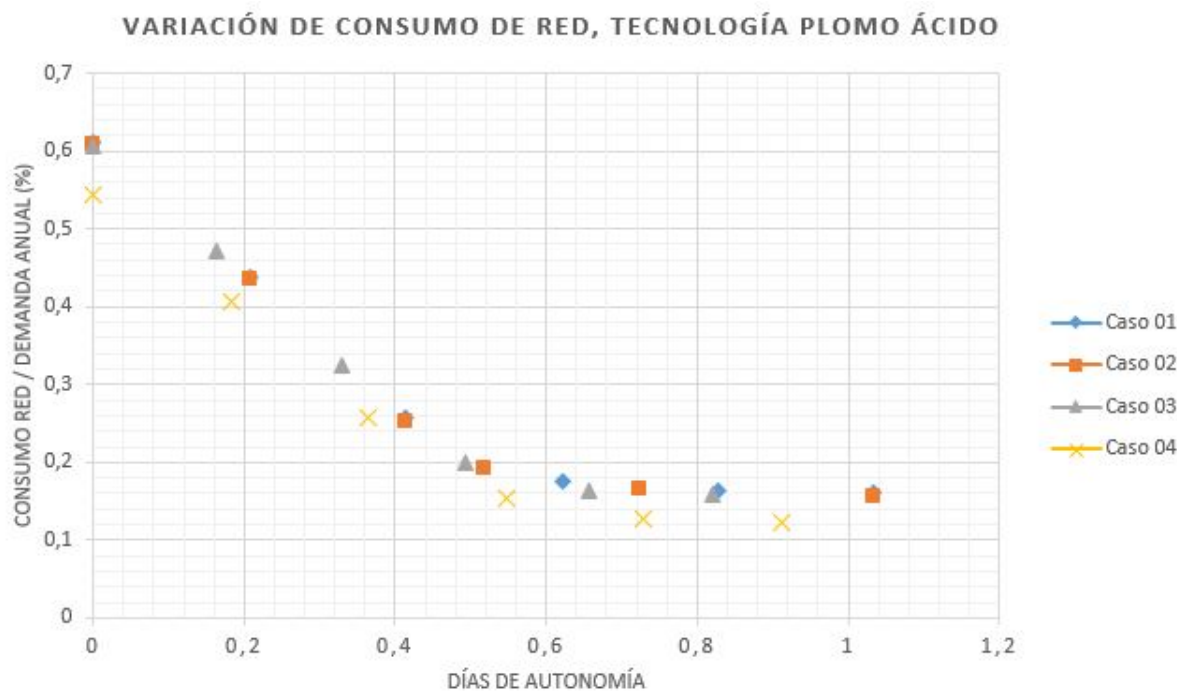


Figura 41: Perfil de variación de consumo de la red, tecnología plomo ácido.

Finalmente, otra de las variables que es importante analizar para un sistema de generación fotovoltaica es el PR, índice que permite conocer de forma global como son las pérdidas y que tan eficiente es la producción energética con respecto a los parámetros nominales. A pesar de que la energía útil entregada al usuario aumenta respecto a la capacidad de almacenamiento, es interesante notar como para cada caso planteado, el aumento de esta variable provoca una disminución en el PR del sistema. Esto se puede deber a que, al estar operando con capacidad elevadas de almacenamiento, las corrientes de carga y descarga son mayores, el nivel energético que se maneja anualmente es mayor y esto repercute en mayores pérdidas, así como el PR también considera factores en los módulos, inversores y otros aspectos de la instalación, entonces al operar con mayores corrientes, es de esperar mayores pérdidas por calentamiento en cada equipo.



Baterías de Ion Litio

Una vez concluido el análisis de los resultados obtenidos para un sistema de almacenamiento con tecnología de plomo ácido, se procedió a realizar las simulaciones con baterías de ion de litio, donde una vez terminado el desarrollo del trabajo y la recolección de los resultados, se pudo generar las siguientes tablas en las cuales se resumen los parámetros operativos más importantes, referentes a los sistemas y casos planteados con esta tecnología.

Caso 01 Batería Ion de Litio					
Variables	Número de celdas				
	0	1	2	3	4
Demanda Anual (MWh/año)	4,762				
Días de Autonomía	0	0,15	0,29	0,44	0,58
Energía FV Producida (MWh/año)	4,904				
Energía para ESS (MWh/año)	0	0,36	0,88	1,5	1,86
Energía para el usuario desde sistema FV (MWh/año)	1,854	2,11	2,21	2,13	2,05
Energía Consumida de la Red (MWh/año)	2,908	2,28	1,67	1,13	0,853
PR (%)	83,88	82,36	81,3	79,63	79,05
SCR (%)	37,8	50,4	63	74	79,7
SSR (%)	38,9	51,9	64,9	76,2	82,1

Caso 02 Batería Ion de Litio					
Variables	Número de celdas				
	0	1	3	5	7
Demanda Anual (MWh/año)	9,523				
Días de Autonomía	0	0,07	0,22	0,36	0,51
Energía FV Producida (MWh/año)	9,94				
Energía para ESS (MWh/año)	0	0,31	1,2	2,36	3,47
Energía para el usuario desde sistema FV (MWh/año)	3,73	4,05	4,4	4,42	4,2
Energía Consumida de la Red (MWh/año)	5,79	5,16	3,92	2,74	1,85
PR (%)	85,03	84,24	82,94	81,43	80,31
SCR (%)	37,5	43,9	56,3	68,2	77,2
SSR (%)	39,2	45,8	58,8	71,2	80,5



Caso 03 Batería Ion de Litio					
Variables	Número de celdas				
	0	4	8	12	16
Demanda Anual (MWh/año)	23,81				
Días de Autonomía	0	0,12	0,24	0,36	0,48
Energía FV Producida (MWh/año)	24,92				
Energía para ESS (MWh/año)	0	1,36	3,27	5,59	7,98
Energía para el usuario desde sistema FV (MWh/año)	9,35	10,5	11,06	11,11	10,72
Energía Consumida de la Red (MWh/año)	14,46	11,95	9,48	7,11	5,11
PR (%)	85,26	84,02	82,24	81,8	80,8
SCR (%)	37,5	47,6	57,5	67	75
SSR (%)	39,3	49,8	60,2	70,1	78,5

Caso 04 Batería Ion de Litio					
Variables	Número de celdas				
	0	6	14	22	30
Demanda Anual (MWh/año)	47,62				
Días de Autonomía	0	0,1	0,23	0,36	0,49
Energía FV Producida (MWh/año)	47,7				
Energía para ESS (MWh/año)	0	1,86	5,4	9,34	14,99
Energía para el usuario desde sistema FV (MWh/año)	16,94	18,86	20,33	21,23	19,53
Energía Consumida de la Red (MWh/año)	25,91	22,13	17,12	12,29	8,34
PR (%)	83,69	82,75	81,53	80,41	79,4
SCR (%)	35,5	43,4	53,9	64,1	72,4
SSR (%)	35,6	43,5	54	64,2	72,5

Si se realiza el mismo análisis que se llevó a cabo para la tecnología de plomo ácido, con respecto a un sistema de almacenamiento con baterías de ion de litio se pueden encontrar características y comportamientos similares. Donde se parte del hecho que la generación fotovoltaica es la misma durante cada caso, como ya se explicó anteriormente, durante cada paso que la capacidad del sistema de almacenamiento crece, el consumo eléctrico de la red disminuye y ciertos parámetros como el SCR y SSR aumenta, debido a un aumento en la energía útil del sistema, variable que se puede obtener mediante la suma de la energía que se inyecta al usuario directamente del sistema fotovoltaico y el banco de baterías.

Analizando los resultados obtenidos referentes a la energía que el usuario consumo desde la red, la dinámica es similar a lo previamente relatado, donde al tener un incremento de almacenamiento, esto se ve reflejado en una pérdida de dependencia con fuentes de energía externa y conlleva a una disminución en el consumo de la red. Este comportamiento se observa en los 4 casos planteados, teniendo una relación inversa entre la capacidad



de las baterías instaladas y el consumo de energía externa al sistema. Aunado a esto, dicho fenómeno se puede observar con mayor claridad en la figura 42.

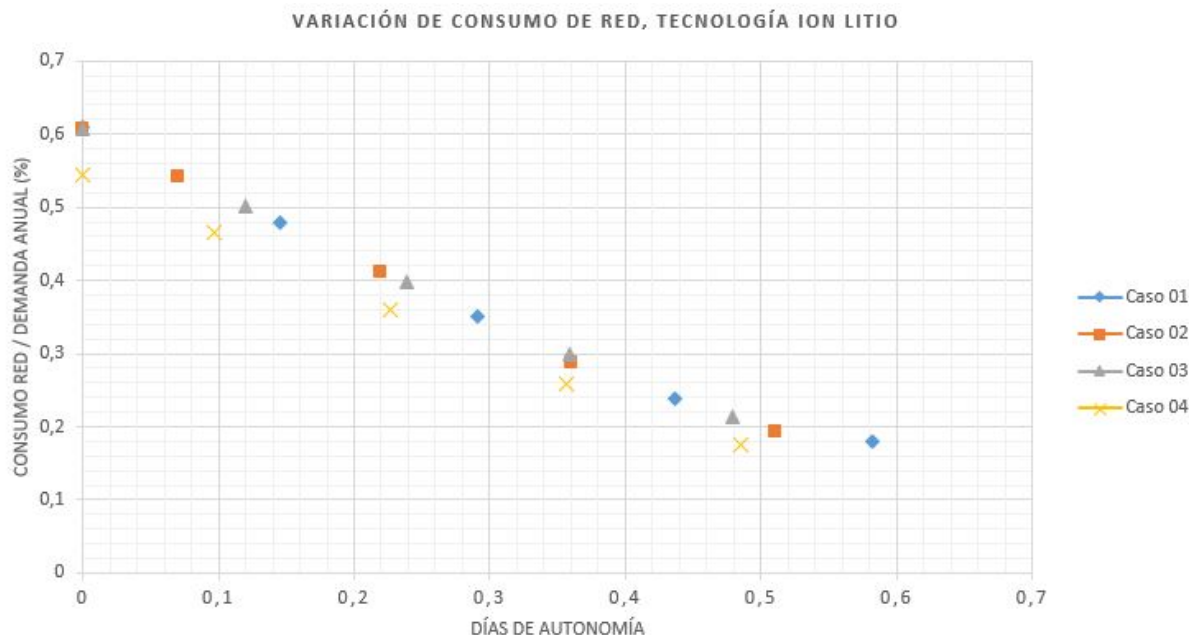


Figura 42: Perfil de variación de consumo de la red, tecnología Ion de Litio.

Por último, con respecto a la variable de PR, se observar una dinámica similar a la presentada para la otra tecnología. Al presentar un incremento del sistema de almacenamiento, esto conlleva en una reducción en el PR obtenido, los fenómenos que causas este comportamiento pueden ser los mismos que en los casos con celdas de plomo ácido, un mayor aumento de corriente en el proceso de carga y descarga, así como parte de la energía que antes era aportada por la red eléctrica, con un sistema más autónomo se satisface esta necesidad con energía autogenerada, la cual involucra un mayor proceso de control, almacenaje y conversión a condiciones estables para que pueda ser usado a nivel residencial, lo cual aumenta el nivel de complejidad en el sistema y al involucrarse con más énfasis ciertos equipos, las pérdidas de producción global pueden disminuir con respecto a lo esperado.

Resulta interesante comparar los valores obtenidos de PR para casos similares en los que se empleó tecnologías diferentes de almacenamiento, de esta forma es posible determinar bajo los mismos escenarios operativos, cual resulta mejor respecto a su operatividad y eficiencia. Si bien, en las tablas se puede observar como los resultados son bastante semejantes, es posible notar como de forma detallada el comportamiento para un sistema de almacenamiento con tecnologías de ion de litio resulta más favorable respecto al que presentan las celdas de plomo ácido, como ejemplo se puede resaltar ciertos puntos como en el caso 02, donde al considerar una autonomía de aproximadamente medio día, al implementar baterías de ion litio el resultado de PR es 0,3% mayor. Así como en el caso 04, para un sistema de almacenamiento con tecnología de ion litio y una autonomía de 0,36 días, el resultado de PR es 1,46% mayor que si se implementaran celdas de plomo ácido.



Perdidas y Vida Útil

Baterías de Plomo Ácido

Abordando el tema de las pérdidas que se presentan en un sistema de almacenamiento, ambas herramientas de simulación son capaces de presentar algunas variables de interés, en esta sección se procederá a presentar los aspectos que se consideraron más representativos y permite dar a conocer al usuario que consideraciones se toman en cuenta.

Ya que ambas tecnologías implementadas tienen un modelado diferente en cada software y se hace referencia en el marco teórico de este trabajo, para poder hacer un análisis más detallado y correcto respecto a las pérdidas y vida útil en las baterías, se procederá a clasificar, primeramente, el tipo de batería implementada. En este apartado, se iniciará el análisis referente a un sistema de almacenamiento con las celdas de plomo ácido mencionadas. Si se realiza un desglose de alguna de las variables de salida que pueden ser observadas a través de la interfaz de la herramienta SAM, podemos observar lo siguiente:

- Valor horario del ciclo de DoD en la batería, así como un valor medio mensual.
- El número de ciclos efectuados con una resolución horaria.
- El SoC para cada hora de la simulación, así como el valor de carga en Ah.
- Energía anual implementada para cargar las baterías y la que fue entregada de manera real, lo que considera las pérdidas en el proceso de descarga.
- Pérdidas energéticas mensuales en las baterías, así como un perfil de costos por mantenimiento y remplazo de estos equipos.

Todo esto que se ha mencionado anteriormente sirve para poder comparar los efectos finales que tiene determinado equipo o dimensionamiento, respecto a los resultados obtenidos en el sistema de almacenamiento. Si se procede a realizar el mismo análisis al software PVsyst, una vez desarrollado las simulaciones y él estudia a las secciones referentes a los sistemas de almacenamiento por baterías, es posible resumir las siguientes bondades que posee dicha herramienta y resultan de interés para el usuario:

- Energía empleada por la batería en los momentos de carga y descarga, pudiendo observarse de manera gráfica o tabulada para valores horarios, diarios y mensuales.
- El estado de uso del equipo, ya sea mediante un modelado basado en los ciclos de uso o una condición estacionaria.
- Duración de la carga y descarga.
- Las pérdidas globales que se presentan en las baterías y el sistema de almacenamiento en general.

Ya habiendo descrito alguno de los aspectos más interesantes a mencionar con respecto a las características de simulación y valores de salida que permite entregar cada herramienta, se procede a mostrar alguno de los resultados más resaltantes y que ayudan a visualizar todo lo que se ha tratado en este apartado. Un aspecto que es importante



resaltar, es como el software SAM a pesar de ser una herramienta de simulación y modelado, hace uso de una herramienta auxiliar para poder generar de forma más manejable y agradable al usuario las variables que se deseen graficar, esta herramienta es DView.

Como se ha mencionado antes en este trabajo, un aspecto fundamental para la dinámica de un sistema de almacenamiento de energía y la vida útil de las baterías son los ciclos de profundidad de descarga. Mediante el uso de SAM, es posible generar un mapa de calor que represente los valores medios diarios de esta variable, como se puede observar en la figura 43. Donde se implementó un conjunto de celdas de plomo ácido para el caso 02 y una autonomía de 0,36 días de autonomía, la cual servirá para futuras comparaciones en los resultados obtenidos a la misma solución pero implementando tecnologías de ion de litio.

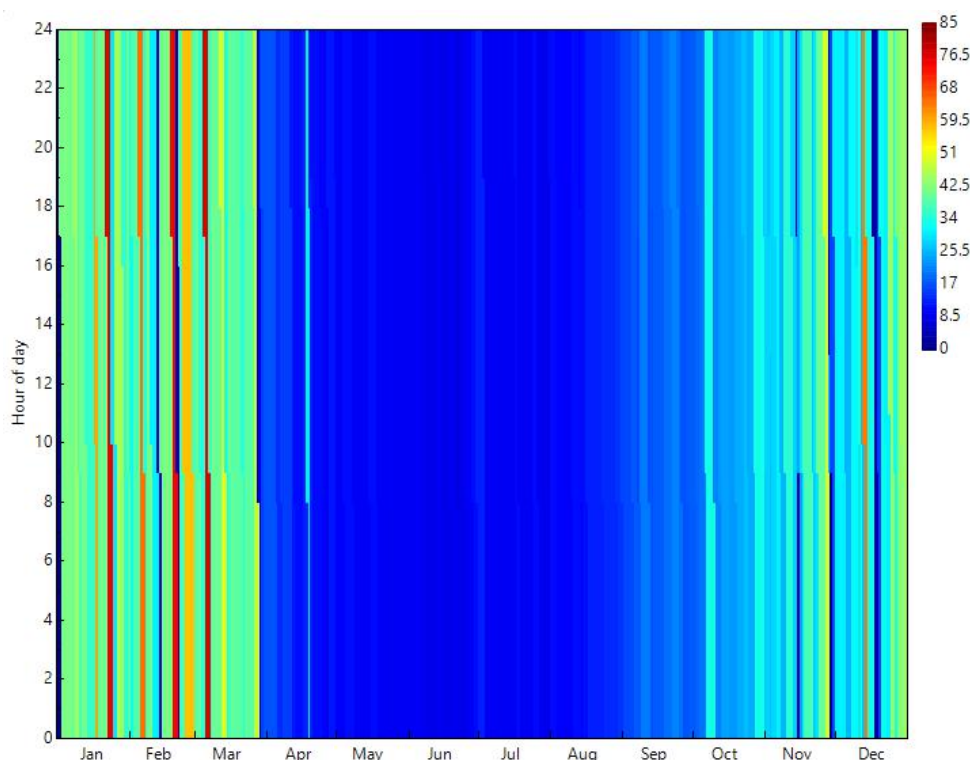


Figura 43: Ciclo de profundidad de descargar, batería de plomo ácido mediante SAM.

La figura 43 tiene cierto interés para el usuario, ya que se puede observar como los momentos de mayor descarga ocurren durante los meses de mayor demanda eléctrica (invierno), que también corresponden a un periodo de tiempo con baja producción fotovoltaica. Mientras que, para meses de verano con una alta producción, el valor obtenido en DoD se encuentra bajo. Este comportamiento permite dar a entender que, debido a una mayor capacidad de almacenamiento, las necesidades de completar un vaciado de carga en las baterías se reduce durante el año, lo cual trae como efecto beneficioso una disminución en la degradación del equipo como se ha podido mencionar previamente en este trabajo.

Si se realiza la simulación del mismo caso planteado anteriormente, con la diferencia de implementar la herramienta PVsyst, se puede observar que mediante tablas y curvas, ya sea horario, diario o mensual se permite al usuario realizar un análisis del comportamiento



del sistema de baterías, así como las pérdidas que se están teniendo y que efectos tienen en la degradación de las baterías, factor fundamental al momento de obtener parámetros de vida útil que dependen ya sea de las condiciones de carga y descarga en el sistema o factores estacionarios como se muestran en la siguiente tabla.

Sistema de Almacenamiento con Tecnología Plomo Ácido					
	SoC Medio	SoC Final del día	SoW por Ciclos	SoW Estatico	Perdida en Baterías (kWh)
Enero	0,360	0,200	98,5	99,2	8,23
Febrero	0,409	0,200	97,0	98,4	11,50
Marzo	0,461	0,362	95,2	97,5	17,02
Abril	0,539	0,467	93,6	96,7	19,28
Mayo	0,585	0,506	91,7	95,9	20,83
Junio	0,594	0,396	90,0	95,0	16,26
Julio	0,553	0,417	88,2	94,2	20,81
Agosto	0,544	0,352	86,4	93,3	19,67
Septiembre	0,510	0,357	84,7	92,5	18,46
Octubre	0,494	0,207	82,9	91,7	15,39
Noviembre	0,441	0,204	81,4	90,8	15,84
Diciembre	0,370	0,844	80,1	90,0	22,33
Año	0,489	0,844	80,1	90,0	205,60

De la tabla referente a los valores obtenidos para un sistema de almacenamiento con baterías de ion de litio, se pueden destacar ciertos factores. El primero es la comparación entre el grado de degradación (SoW) que se está considerando para cada mes en las baterías, en la tabla se muestra como la herramienta es capaz de considerar dos diferentes metodologías de calculado para dicha variable. Una de estas consiste en considerar un factor constante, el cual está establecido por la herramienta como se menciona en el marco teórico, el otro cálculo se basa en el comportamiento cíclico de las baterías, el cual toma como base de cálculo parámetros técnicos que se encuentran entregados por el fabricante del equipo, así como valores que son propios de los resultados de operación y condiciones del sistema.

Otras variables que se hacen referencia, son el SoC. La herramienta permite mostrar al usuario como se encuentra el estado de carga medio durante cada mes y otro factor que resulta interesante como el estado de carga promedio al final de cada ciclo. Esta última variable sirve como referencia para saber que tanto se está utilizando la energía del sistema de almacenamiento, así como si se está operando hasta límites de mayor descarga lo cual tiene como consecuencia una mayor degradación en los equipos. Finalmente, se permite observar como son las perdidas en el sistema de almacenamiento durante cada mes.

Baterías de Ion de Litio

La figura 44 muestra mediante un mapa de calor los resultados obtenidos para los valores diarios horarios de DoD para un sistema de almacenamiento de ion litio, planteado para el caso 02 y una capacidad de 9,7kWh de almacenamiento, escenario similar al que se plantea para la sección anterior, mediante la herramienta SAM.

Si se realiza la comparación entre los resultados obtenidos para ambas tecnologías presentadas, es posible analizar como el sistema de almacenamiento compuesto por bate-

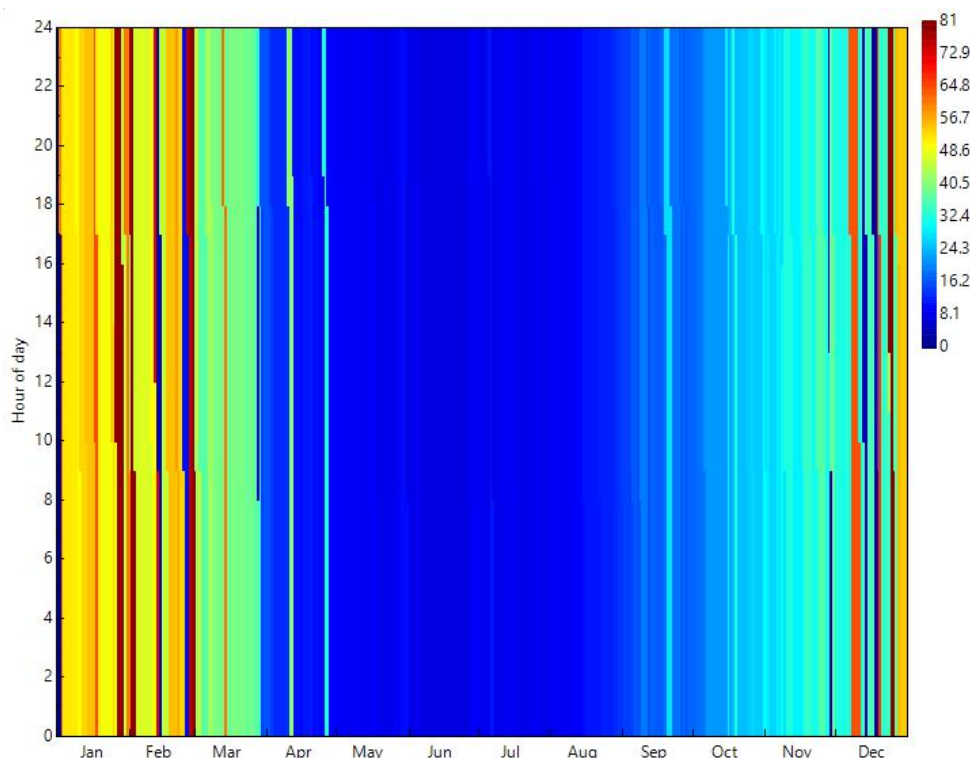


Figura 44: Ciclo de profundidad de descargar, batería de ion de litio mediante SAM.

rías de ion de litio opera durante una mayor cantidad de veces con una profundidad de descargar mayor, cercano al límite de los 80 %. Esto se debe a la limitación de descarga en cada tecnología, para una batería de ion de litio el c-rate permitido es mayor, lo que puede traer como consecuencia que al haber ciertos momentos de baja producción por paso de nubes u otros fenómenos, la batería tenga la capacidad de cubrir esta falta de energía de una forma más rápida que una batería de plomo ácido, lo que conlleva a un mayor porcentaje de descarga. Aunado a esto es posible observar como en el mapa de calor se representa esta variable con respecto a la hora de simulación, donde al comparar los dos resultados obtenidos, se puede observar cómo se alcance de forma más rápida profundidades de descarga mayores que en almacenamientos con plomo ácido, resultado que se debe al mismo fenómeno antes planteado.

Cuando se realiza el mismo desarrollo para un caso similar, con la diferencia de implementar la herramienta PVsyst se puede obtener los resultados que se presentan en la siguiente tabla. En la cual, así como para una tecnología de plomo ácido, se muestran aspectos importantes como el SoC, SoW y las pérdidas que se presentan en el sistema de almacenamiento.

Ya que las condiciones de dimensionamiento, operación y climatología son las mismas con respecto a lo presentado para la tecnología de plomo ácido, es posible mediante esta tabla realizar un estudio comparativo de los resultados obtenidos. La primera característica a resaltar hace referencia al estado de uso de la batería, se puede observar como la degradación obtenida por el modelo que considera el ciclo de uso es mayor que el resultado obtenido para el modelo estático, situación contraria a lo que se presenta para las celdas de plomo ácido. Una de las posibles causas de dicho resultado, es que al aumentar la capacidad de las baterías estas se encuentran operando de una forma menos



Sistema de Almacenamiento con Tecnología Ion de Litio					
	SoC Medio	SoC Final del día	SoW por Ciclos	SoW Estatico	Perdida en Baterías (kWh)
Enero	0,372	0,200	99,7	98,3	5,04
Febrero	0,412	0,200	99,3	96,8	10,39
Marzo	0,458	0,315	98,9	95,1	14,00
Abril	0,505	0,400	98,6	93,4	13,16
Mayo	0,540	0,288	98,1	91,7	11,80
Junio	0,546	0,345	97,7	90,1	13,55
Julio	0,524	0,363	97,3	88,4	13,55
Agosto	0,516	0,309	96,9	86,7	12,62
Septiembre	0,488	0,294	96,5	85,0	12,13
Octubre	0,474	0,200	96,1	83,3	11,58
Noviembre	0,426	0,215	95,8	81,7	11,25
Diciembre	0,369	0,880	95,5	80,0	17,78
Año	0,469	0,880	95,5	80,0	146,84

intensa que con mayores descargas, lo que da como resultado una posible degradación del equipo.

Aunado a esto, hay que aclarar y como se ha mencionado en el marco teórico de este trabajo, el estudio y modelado actual de baterías de ion litio se encuentra en un estado complejo, debido a la singularidad que existe en cada tipo de química e ingeniería empleada en el diseño de las celdas. Es por esto que la herramienta de modelado considera un valor constante que es el arrojado para el SoW estático, que quizás como se mencionó antes, a pesar de ser obtenida partiendo de una base de datos de baterías de ion de litio y así encontrar una condición promedio de degradación, este tipo de modelo no sea el que más se asemeja a las características de la batería empleada en este trabajo.

Al momento de realizar la simulación y análisis de los resultados obtenidos para un sistema de almacenamiento con baterías de litio, es importante comparar ambos resultados (SoW por ciclos de uso y Sow estático), observar detalladamente a que se deben ambos resultados y escoger el valor que se considere más pertinente, ya que este parámetro será usado para determinar la vida útil de la batería, lo cual condiciona la programación de remplazo de equipos durante el tiempo del proyecto, lo cual repercutir de gran manera sobre los costos de operación y mantenimiento.

Con respecto a las pérdidas obtenidas en el sistema de almacenamiento con baterías de ion litio, se puede observar como el valor anual respecto al de celdas de plomo ácido es menor. Esto era de esperarse, ya que como se ha mencionado en este trabajo, las baterías de ion de litio manejan actualmente una mayor eficiencia y las herramientas de modelado y simulación están consientes de esto, por lo que al modelar este tipo de baterías no considerar pérdidas que si afectan a las celdas de plomo ácido, como puede ser el efecto de gassing.

Self-Consumption Ratio

Un aspecto interesante a evaluar en los diferentes casos planteados fue la variación del SCR y SSR con respecto a cada capacidad de baterías instaladas. Como se podría esperar,



al realizar aumentos en las cantidades de celdas utilizadas en el sistema de almacenamiento, la energía posible para almacenar crecería, lo que trae como principal consecuencia un mayor aporte de energía eléctrica al usuario por parte de este sistema, como se puede observar y se ha mencionado previamente en las tablas de resumen referente a los resultados operativos obtenidos.

Las herramientas permiten mediante tablas de valores, diagramas de flujo y gráficas poder mostrar cual es el aporte de manera horaria, mediante valores de media diaria y mensual referentes a la energía inyectada y consumida de la red, así como la energía aportada por parte del sistema de almacenamiento y los módulos fotovoltaicos directamente. Conociendo estas condiciones, es posible determinar las variables SCR y SSR implementando las expresiones que se describieron en el desarrollo de las simulaciones. En este caso se tomará como variable de mayor interés el SCR, ya que dicha variable permite conocer hasta qué punto está siendo utilizado el sistema de almacenamiento y el grado de aporte que tiene sobre el usuario para poder satisfacer sus necesidades energéticas.

Debido a que en este trabajo se encuentra una variedad de casos y dimensionamientos diferentes, para poder relacionar dichas variables y poder generar un perfil que sea de interés para el lector, el diseñador de sistemas fotovoltaicos y expresar una forma de interpretar los resultados obtenidos, se decidió establecer una variable que relacionara la capacidad del sistema de almacenamiento en (kWh) respecto a la potencia pico fotovoltaica (kWp). De esta manera se tendría como parámetro, un valor que pudiese describir que tan grande puede ser el almacenaje de carga con respecto a los valores nominales de la planta fotovoltaica.

Ya habiendo establecido dicha variable, fue posible agrupar cada resultado obtenido y mostrado en las tablas anteriores, para cada tipo de tecnología. En la Fig: 45 podemos observar cómo se representan 24 datos referentes a los 4 casos planteados para un sistema de almacenamiento con tecnología de plomo ácido, teniendo como variable de referencia la relación entre el ESS y el sistema FV, generando una variación del SCR a medida que la capacidad de almacenamiento aumentaba para cada caso.

Como podemos observar en la figura referente al perfil de variación de SCR, uno de los aspectos más importantes a interpretar es la posible saturación del sistema de almacenamiento con respecto al dimensionamiento de los módulos, esto se puede explicar cómo a pesar de existir un aumento apreciable en la capacidad de las baterías, se deja de notar un incremento considerable de SCR. Como consecuencia de que la producción fotovoltaica se mantiene constante para cada caso, llegado un punto en que el exceso de energía es aprovechado en su mayoría por el sistema de almacenamiento, incrementar la capacidad del mismo no genera un impacto muy beneficioso en el comportamiento general del sistema, ya que se cuenta con una capacidad de almacenamiento elevada, más la producción energética no es suficiente para completar el SoC de las baterías.

Se puede considerar como al incorporar un sistema de almacenamiento, el valor de SCR crece favorablemente con respecto a un sistema sin baterías, en el cual el coeficiente de autoconsumo se encuentra entre 35 % y 38 %, pudiendo considerarse un valor no muy elevado. Teniendo un coeficiente de SCR bastante óptimo cuando se cuenta con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 3 o 4 veces la potencia pico del sistema fotovoltaico, logrando obtener resultados que rondan los 77 % y 81 % respecto al autoconsumo de la energía generada. Ya que el comportamiento de estos perfiles es bastante

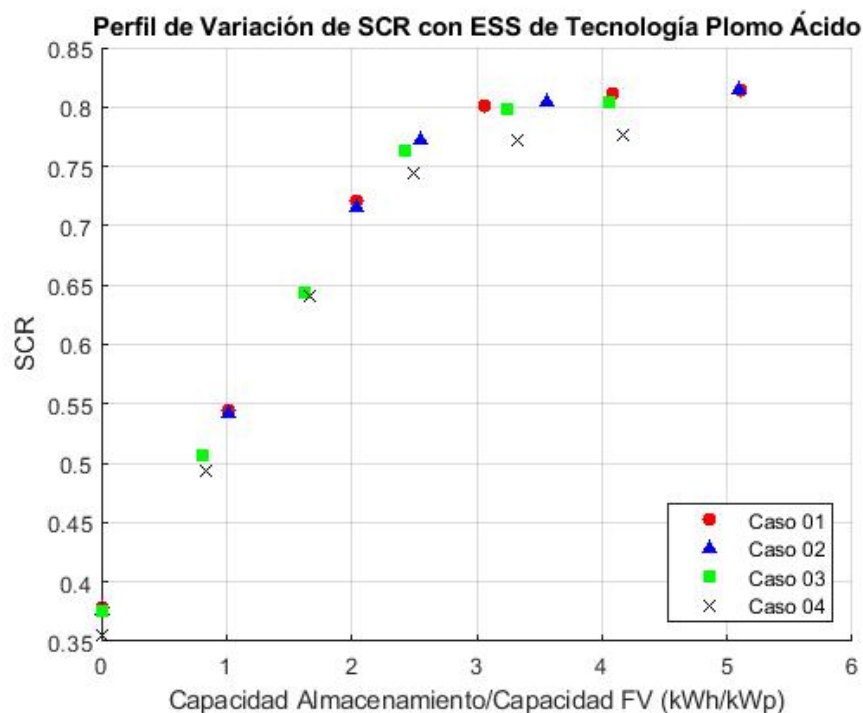


Figura 45: Perfil de variación de SCR para cada caso, tecnología plomo ácido.

similar para cada caso, aunado a la facilidad y flexibilidad que tienen las herramientas de simulación aquí implementadas, es posible realizar una serie de datos que permita obtener una curva de tendencia bastante fiable, pudiendo así modelar como será el comportamiento del SCR o SSR referido a un aumento de capacidad de almacenamiento.

En este caso y basándose en lo mostrado anteriormente, fue posible hallar una curva de tendencia que se ajustara correctamente para cada caso, como se puede observar en la siguiente ecuación, se presenta una forma de conocer el valor de SCR esperado para una determinada capacidad de carga en las baterías, basándose en un comportamiento logarítmico, donde se hallan dos parámetros propios de cada curva, teniendo como consideración que debido a los límites intrínsecos de una función logarítmica, no se consideró el dato correspondiente a 0kWh/kWp. Aunando a esto se halló el coeficiente de determinación (R^2), el cual permite validar la calidad del modelo planteado y como se ajusta a los valores reales.

$$SCR = a * Ln(CapacidadBaterias_{kWh} / CapacidadFV_{kWp}) + b$$

Como se mostró previamente, los dos parámetros característicos de la curva se establecen como "a", la amplitud de la función logarítmica, que cuenta como argumento la relación entre la capacidad de baterías y la capacidad pico del sistema fotovoltaico, así como un término independiente "b". En la siguiente tabla se muestran los valores correspondientes a cada curva, logrando así poder describir cada línea de tendencia mencionada.

Si bien todo lo detallado en esta sección es de suma importancia al momento de realizar el estudio de un sistema de almacenamiento eléctrico y su comportamiento dinámico,



Parámetros de Curvas de Tendencia			
Casos	a	b	R ²
Caso 01	0,173	0,569	0,916
Caso 02	0,175	0,659	0,905
Caso 03	0,186	0,541	0,962
Caso 04	0,198	0,555	0,969

otro factor de interés son los resultados económicos, ya que como se detallara a continuación, dimensionar un sistema fotovoltaico tomando como referencia solo parámetros de SCR, SSR y días de autonomía no resulta conveniente y rentable para el proyecto, es necesario realizar un balance de los costos de la energía producida, así como el precio de los equipos, todo esto englobado con el comportamiento operativo que aquí se ha presentado.

Parámetros Económicos

LCOE

Para iniciar el análisis de resultados referente a los parámetros económicos del proyecto, la primera variable a analizar sería el LCOE, el cual permite saber el costo de producción energético que tiene el sistema planteado, tomando en cuenta los costos de equipos, instalación, operación y mantenimiento, decaimiento de la eficiencia de la planta, todo esto durante la vida del proyecto entre la producción total que se haya generado, de esta forma esta variable funciona como parámetro de medición, estableciendo un rendimiento que toma en cuenta la parte económico y la generación energética. La siguiente tabla presenta un resumen de los valores obtenidos respecto al LCOE para cada caso y dimensionamiento planteada, implementado un sistema de almacenamiento por baterías de plomo ácido.

Sistema de Almacenamiento con Tecnología PbO2							
Caso 01	Días de Autonomía	0	0,21	0,41	0,62	0,83	1,03
	LCOE (€/kWh)	0,036	0,056	0,077	0,085	0,088	0,099
Caso 02	Días de Autonomía	0	0,21	0,41	0,52	0,72	1,03
	LCOE (€/kWh)	0,034	0,053	0,073	0,079	0,083	0,095
Caso 03	Días de Autonomía	0	0,16	0,33	0,49	0,66	0,82
	LCOE (€/kWh)	0,032	0,048	0,064	0,77	0,081	0,084
Caso 04	Días de Autonomía	0	0,18	0,36	0,55	0,73	0,91
	LCOE (€/kWh)	0,033	0,049	0,066	0,077	0,081	0,084

En la tabla de valores referentes al sistema de almacenamiento con baterías de plomo ácido, es posible destacar como a medida que se implementan un mayor número de celdas al sistema, el valor obtenido de LCOE crece, esto se puede explicar debido al costo que implica incorporar actualmente dichos equipos en un sistema fotovoltaico, ya que esto repercute de una manera tan fuerte en el flujo de caja del proyecto, el incremento de energía



que se puede aprovechar por el sistema de almacenamiento no se ve compensado económicamente, pudiendo observar como para el escenario sin sistema de almacenamiento, el valor de LCOE es menor a los otros.

Aunado a lo anteriormente planteado, si en vez de comparar el incremento de LCOE debido a un aumento en la capacidad instalada, que se representa como un mayor porcentaje de autonomía, se realiza la comparación del LCOE para los diferentes casos planteados donde la demanda eléctrica anual crece y el dimensionado del sistema de almacenamiento se mantiene parecido con respecto a la autonomía brindada, es posible observar como para instalaciones de gran escala el beneficio es menor, presentado un costo de la energía menor. Variación que quizás para un sistema sin almacenamiento no se ve tan elevada, partiendo de que para un sistema con 10 veces la demanda inicial (Caso 04), solo presenta una reducción del 8 % respecto al LCOE del caso 01.

Si se comienza a realizar el análisis previo, pero para los escenarios con una mayor capacidad de almacenamiento, se observa como la reducción del LCOE se comienza a presentar de forma más pronunciada, teniendo para el caso de un sistema de almacenamiento con aproximadamente medio día de autonomía, una variación en el caso 4 de aproximadamente un 9 % respecto al LCOE del caso 01 y para un sistema de almacenamiento con una capacidad que ronda un día de autonomía, el resultado de LCOE que se obtuvo para el caso 04 corresponde alrededor de un 13 % menos que en el caso 01. Lo que permite llevar a pensar que a medida que la demanda eléctrica por parte del usuario sea mayor, la instalación de cualquier equipo de almacenamiento será más favorable que en el caso de una demanda menor y un dimensionamiento similar respecto a la autonomía del sistema, idea que se ve reflejada en la aplicación de economía de escala, en donde se plantea de forma más favorable económicamente, resolver problemas energéticos planteado sistema de generación en mayor escala.

La siguiente tabla presenta un resumen de los valores obtenidos respecto al LCOE para cada caso y dimensionamiento planteada, implementado un sistema de almacenamiento con tecnología de ion de litio, donde como en los otros resultados planteados, se realizaron variaciones en la autonomía del sistema y la demanda energética anual.

Sistema de Almacenamiento con Tecnología IonLit						
Caso 01	Días de Autonomía	0	0,15	0,29	0,44	0,58
	LCOE (€/kWh)	0,036	0,095	0,155	0,218	0,28
Caso 02	Días de Autonomía	0	0,07	0,22	0,36	0,51
	LCOE (€/kWh)	0,034	0,062	0,121	0,182	0,244
Caso 03	Días de Autonomía	0	0,12	0,24	0,36	0,48
	LCOE (€/kWh)	0,032	0,078	0,125	0,174	0,223
Caso 04	Días de Autonomía	0	0,10	0,23	0,36	0,49
	LCOE (€/kWh)	0,033	0,069	0,118	0,168	0,221

En la tabla mostrada referente a los sistemas de almacenamiento con tecnologías de ion de litio, similar a lo que ocurría con las celdas de plomo ácido, se puede observar como a medida que la capacidad de almacenamiento crece, el valor de LCOE también incrementa, con la característica de que este incremento se presenta una forma mucho más elevada que lo que se mostró para las tecnologías de plomo ácido, esto es claramente producto del elevado precio que tienen las baterías de ion litio actualmente, donde al



comparar el precio de una batería US2000B con respecto a un conjunto de celdas Secura Solar 5 PVS 350 que correspondan a la misma capacidad de almacenamiento, este valor asciende a un valor aproximado del triple con respecto la de plomo ácido. Factor que resulta determinante al momento de obtener los resultados referentes al LCOE.

Si se realiza el mismo análisis de resultados respecto a la variación de demanda eléctrica anual considerando un dimensionamiento similar en días de autonomía, podemos observar que se obtienen el mismo comportamiento que en un sistema de almacenamiento con celdas de plomo ácido. Donde tomando como ejemplo una autonomía aproximada de 0,25 días de autonomía, para el caso 04 que corresponde a una demanda eléctrica 10 veces mayor que el primer caso, se tiene una reducción del LCOE de alrededor de un 24 % respecto al caso 01.

Por último, para completar el análisis del LCOE en las simulaciones realizadas, si se realiza la comparación entre la tecnología de plomo ácido e ion de litio, se puede observar un comportamiento económicamente más favorable para la tecnología primeramente mencionada. Un ejemplo de este resultado se puede demostrar al comparar como para un sistema con la misma capacidad almacenamiento y la misma demanda anual, el LCOE será menor en las celdas de plomo ácido Partiendo del caso 01 y una autonomía aproximada de 0,6 días, el LCOE obtenido para una tecnología de ion de litio ronda un 230 % más que con una solución de almacenamiento con celdas de plomo ácido.

En la figura 46 se muestra mediante una representación en 3 dimensiones, como es la variación de LCOE respecto a la demanda anual (MWh) y la capacidad de almacenamiento, referida en términos de días de autonomía. Todo esto para un rango de valores que son obtenidos mediante un proceso de interpolación lineal respecto a la base de datos obtenidos mediante las herramientas de simulación.

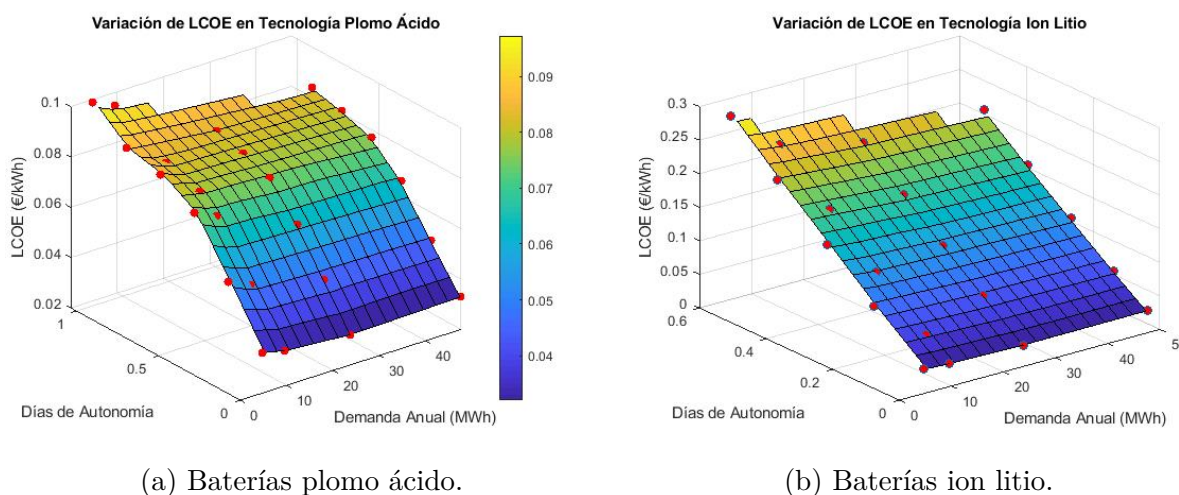


Figura 46: Variación de LCOE, respecto a las necesidades del usuario y el sistema de almacenamiento.

En estas figuras se hace una representación mediante puntos, los valores obtenidos de cada simulación. Aunado a esto, gracias a estos perfiles se puede observar con mayor facilidad y mediante un sistema de valores continuos, todo lo que se ha descrito anteriormente con respecto a los resultados y estudios de las tablas referentes al LCOE. Describiendo la variación en crecimiento del LCOE con respecto a la capacidad instalada en el sistema



de almacenamiento, sin importar el tipo de tecnología planteado. Ya como se ha podido demostrar mediante las tablas y comparando el rango de valores que se encuentran en las figura 46a y 46b, es posible determinar la mayor factibilidad económica y un mejor comportamiento en cuanto a costes energéticos, cuando se plantea una solución tecnologías de plomo ácido.

Costo de Electricidad

Teniendo en cuenta todos los parámetros operativos del proyecto que se plantearon anteriormente, en esta sección se hace referencia al análisis de los resultados obtenidos respecto a ciertos parámetros económicos de la instalación. Uno de estos, es el coste medio de electricidad para el usuario (P_{elec}), como se describió en la sección de desarrollo de la simulación, toma en cuenta costes de operación y mantenimiento, la inversión inicial de la instalación, así como la tarifa de compra de energía de la red y los beneficios obtenidos por inyectar a la red la energía excedente generada, todo esto durante la vida útil del proyecto que en este caso se consideró como 20 años.

Dicha variable sirve como referencia para determinar la rentabilidad de un proyecto, partiendo del hecho que se puede obtener del perfil de tarifa eléctrico establecido para este trabajo, un valor medio de 0,09€/kWh, al momento de realizar el cálculo de P_{elec} la instalación fotovoltaica en conjunto con el sistema de almacenamiento tiene que generar un valor menor al de la tarifa eléctrica. Logrando así poder generar al usuario de la instalación un costo de electricidad menor al que hubiese tenido si no hubiese implementado el sistema de autoconsumo. Esta relación de rentabilidad del proyecto durante la vida útil se presenta a continuación y es importante considerarla al momento de plantear diversos casos, dimensionamientos y tecnologías de baterías, buscando obtener el valor más bajo y de esta forma determinar la solución óptima para las necesidades planteadas.

$$P_{elec} < Tarifa Electrica \rightarrow Proyecto Rentable$$

En la siguiente tabla, se presenta un resumen de los valores correspondientes al precio medio de electricidad para cada caso y capacidad de carga instalada, referente a un sistema de almacenamiento eléctrico compuesto por celdas Secura Solar 5 PVS 350, cuales corresponden a una tecnología de plomo ácido.

En los resultados obtenidos se puede reflejar como para instalación con una mayor capacidad de almacenamiento el precio medio de electricidad es mayor, incluso llegando a valores que no permiten la rentabilidad del proyecto. Se parte del valor de P_{elec} sin almacenamiento como referencia, el cual podemos observar que varía para cada caso. Sin embargo, este siempre ronda entre un 70% y 80% de la tarifa eléctrica, lo cual implica un beneficio económico.

A medida que se aumenta la capacidad de almacenamiento, podemos notar como el precio de electricidad comienza a incrementar y esto es debido a los costos de instalación y mantenimiento de las baterías, aunado a una tarifa de venta de energía que quizás no sea la más adecuada para poder compensar la inversión inicial gracias a un gran beneficio anual por venta de energía a la red. Lo cual conlleva a que quizás considerar un



Sistema de Almacenamiento con Tecnología PbO2			
	Demanda anual (MWh)	Días de autonomía	Pelec (€/kWh)
Caso 01	4,762	0	0,073
	4,762	0,21	0,083
	4,762	0,41	0,091
	4,762	0,62	0,094
	4,762	0,83	0,095
	4,762	1,03	0,106
Caso 02	9,523	0	0,07
	9,523	0,21	0,08
	9,523	0,41	0,089
	9,523	0,52	0,09
	9,523	0,72	0,093
	9,523	1,03	0,103
Caso 03	23,81	0	0,063
	23,81	0,16	0,077
	23,81	0,33	0,084
	23,81	0,49	0,089
	23,81	0,66	0,091
	23,81	0,82	0,093
Caso 04	47,62	0	0,07
	47,62	0,18	0,078
	47,62	0,36	0,084
	47,62	0,55	0,087
	47,62	0,73	0,089
	47,62	0,91	0,092

dimensionamiento con un gran valor de autonomía diaria no sea lo más adecuada para los casos planteados.

Sin embargo se puede ver en la tabla de valores presentada previamente, como para cada caso planteado el precio de la electricidad parece reducir su incremento al estar operando en rangos de 0,4 y 0,8 días de autonomía, presentando variaciones muy pequeñas de P_{elec} . Esto se debe al aumento de SCR, en el cual debido a la capacidad de almacenar energía excedente en momentos picos de producción, el sistema tiene la posibilidad de utilizar dicha energía en momentos de baja producción, evitando una compra de energía a la red que conllevaría a un aumento del P_{elec} del proyecto.

Por último, al aumentar la capacidad de almacenamiento instalada, superando las condiciones de 0,8 días de autonomía, se vuelve a presentar un incremento del precio de la electricidad obtenido. Esto se debe a lo descrito previamente, respecto al estancamiento del crecimiento del SCR debido a una relación muy elevada de capacidad de almacenamiento con respecto a la producción fotovoltaica. Por lo que, al no poder aprovechar en su totalidad las bondades de la batería y estar operando a valores de carga bajos, el beneficio que generar poder almacenar esa energía extra, no compensa el alto precio del equipo y los costos de operación que este implica.

Ya habiendo presentado los resultados obtenidos referentes a celdas de plomo ácido,



lo posteriormente realizado fue la simulación y recolección de datos correspondientes a los casos planteados para un sistema de almacenamiento eléctrico con baterías de ion litio, en este caso se implementó un conjunto de baterías US2000B Plus y los resultados obtenidos corresponde a los publicados en la siguiente tabla.

Sistema de Almacenamiento con Tecnología IonLit			
	Demanda anual (MWh)	Dias de autonomía	Pelec (€/kWh)
Caso 01	4.762	0	0.073
	4,762	0,15	0,124
	4,762	0,29	0,175
	4,762	0,44	0,228
	4,762	0,58	0,283
Caso 02	9,523	0	0,07
	9,523	0,07	0,09
	9,523	0,22	0,148
	9,523	0,36	0,199
	9,523	0,51	0,253
Caso 03	23,81	0	0,069
	23,81	0,12	0,11
	23,81	0,24	0,151
	23,81	0,36	0,193
	23,81	0,48	0,235
Caso 04	47,62	0	0,07
	47,62	0,1	0,101
	47,62	0,23	0,141
	47,62	0,36	0,182
	47,62	0,49	0,225

En tabla presentada para resumir los valores obtenidos de P_{elec} referidos a un sistema de almacenamiento eléctrico con tecnología de ion litio, se hace el mismo análisis que con la tecnología de plomo ácido. En esta tabla se puede observar que el valor de referencia que corresponde a una instalación de autoconsumo residencial sin almacenamiento se mantiene igual para los casos con tecnología de plomo ácido, ya que el comportamiento fue el mismo, al no variar factores como perfil de demanda eléctrica, variables climatológicas y condiciones de operación referentes a los módulos e inversores implementados.

Claramente se puede observar como al realizar la instalación de una de las baterías planteadas, el resultado del precio medio de la electricidad se hace superior a la tarifa eléctrica actual, esto es debido al alto coste de las baterías de esta tecnología, el cual con respecto a la tecnología de plomo ácido deja de ser competitivo con respecto al precio de los equipos. El alto precio de las baterías de ion litio actualmente y las consecuencias que esto implican al momento de realizar un estudio económico del proyecto fotovoltaico, comúnmente arrojaran como resultado la no viabilidad de esta aplicación, como se pudo observar en cada caso y capacidad de almacenamiento planteado.

En la figura 47 se puede observar mediante una representación gráfica en 3 dimensiones, la variación que se tendrá en el precio de la electricidad con respecto a dos variables, la demanda anual (MWh) determinada por el perfil de carga eléctrica, así como la capa-

cidad del sistema de almacenamiento establecido, esta variable se encuentra referida a los días de autonomía que dicho sistema puede brindar a la carga.

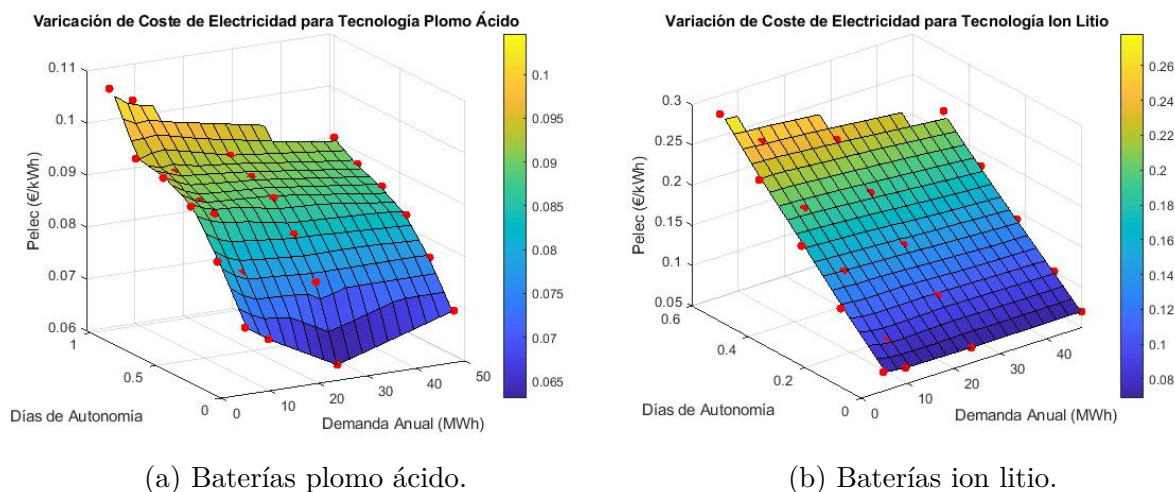


Figura 47: Variación de P_{elec} , respecto a las necesidades del usuario y el sistema de almacenamiento.

Dichas gráficas fueron obtenidas mediante los datos publicados en este estudio y una interpolación lineal, basado en una relación de las tres variables descritas, todo esto mediante el uso del software de cómputo numérico Matlab. Estas representaciones permiten observar y analizar mediante un espectro más amplio, cuáles serían los comportamientos obtenidos para diferentes escenarios planteados.

En la figura 47a se pueden observar dos características interesantes, la primera que ya fue mencionada previamente y corresponde a la dinámica referente al eje de la capacidad del sistema de almacenamiento, en la cual ocurre el estancamiento del precio medio de electricidad, al estar operando con valores entre 0,4 y 0,8 días de autonomía, así como el repunte de crecimiento superado dicha capacidad de almacenamiento. La segunda característica corresponde a la dinámica en el eje de la demanda anual, en donde a medida que dicha necesidad crece, un ligero decrecimiento general en los valores obtenidos para P_{elec} se puede observar, lo que puede llevar a pensar en que a medida que las necesidades energéticas crecen, la posibilidad de implementar un sistema de almacenamiento con baterías se vuelve más factible. Mientras que para necesidades de autoconsumo residencial bajo, la instalación de un conjunto de baterías puede tener una mayor repercusión desfavorable en el aspecto económico del proyecto.

Es interesante resaltar como observando las figura 47a, 47b y las tablas presentadas, es posible analizar y obtener una relación que establece como para un sistema de almacenamiento con baterías de ion de litio y una autonomía de 0,5 días, se obtiene un P_{elec} que con respecto al obtenido para celdas de plomo ácido y una capacidad de 1 día de autonomía representa un incremento de aproximadamente 114 %, lo que permite entender que el precio medio de electricidad para sistemas de almacenamiento con baterías de ion de litio es un poco más del doble, al que se podría encontrar con un sistema de almacenamiento de plomo ácido y el doble de autonomía.

Ya habiendo analizado y descrito los beneficios y contras de la implementación de un sistema de almacenamiento para aplicaciones de autoconsumo residencial, entendiendo



el impacto que puede llevar en la rentabilidad del proyecto poder asegurar una mayor o menor satisfacción en las necesidades de consumo, queda por establecer bajo qué condiciones se puede considerar favorable dicha instalación. Un sistema de baterías debido a su propiedad intrínseca de almacenar energía excedente en momentos pico de consumo, permitiendo una mayor operatividad en el sistema energético puede parecer siempre atractivo para incorporarse en un sistema fotovoltaico. Sin embargo, si el proyecto se basa en aspectos como rentabilidad económica y los beneficios que este sistema puede generar, una condición crucial a considerar es la que se expresa a continuación.

$$P_{elecBaterias} < P_{elecSinBaterias} \rightarrow \text{Conviene implementar un ESS}$$

Donde se establece que un sistema de almacenamiento de energía por baterías resulta una solución conveniente en términos económicos, solo si se obtiene como resultado que el precio medio de la electricidad generada con las baterías, resulta menor que a un sistema sin almacenamiento. De esta forma, se puede asegurar que al final de la vida útil del proyecto, la instalación un sistema de baterías habrá generado un mayor beneficio económico.

Tarifa Optima

Para poder estudiar el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones a las planteadas inicialmente y poder predecir bajo que condiciones sería favorable la implementación del sistema de almacenamiento para cada caso y tecnología de equipos, se procedió a realizar el cálculo de la tarifa optima de compra de energía de la red. El parámetro calculado, está basando en la ecuación presentada previamente en la sección referente al desarrollo de la simulación.

El cálculo y predicción de una tarifa óptima es de interés, ya que el precio de energía que tiene que pagar el usuario cada vez que el sistema de autoconsumo no es capaz de satisfacer las necesidades, tiene un impacto fuerte en el costo medio de la electricidad durante la vida útil del proyecto. Como es lógico pensar, a medida que incremente el precio de la tarifa eléctrica, más conveniente será poseer un sistema de generación y almacenamiento que permita no depender de la red eléctrica, por lo que realizar una alta inversión inicial en baterías no acarrearía un problema a la hora de estudiar la rentabilidad del sistema. Caso contrario ocurriría, si la tarifa eléctrica fuese bajo, ya que dicho precio se encuentra en un rango bajo y asequible para el usuario, realizar inversiones altas en equipos de almacenamiento puede que no sean compensados al final del proyecto.

En este caso se deseó obtener una base de datos correspondientes al valor que debe cambiar la tarifa eléctrica en cada caso, para que el sistema con almacenamiento en función, tuviese el mismo P_{elec} que un sistema de autoconsumo sin baterías, logrando así cumplir la condición que se presentó anteriormente y la cual determina en qué punto es económicamente conveniente realizar la incorporación de un sistema de almacenamiento eléctrico. La siguiente tabla presenta un resumen de los resultados obtenidos referentes a la implementación de baterías de plomo ácido y la tarifa óptima necesaria.

En las tablas presentadas se puede observar como a medida que incrementa la autonomía del sistema fotovoltaico, la tarifa eléctrica también debe subir necesariamente



Sistema de Almacenamiento con Tecnología PbO2			
	Demanda anual (MWh)	Días de autonomía	Tarifa optima (€/kWh)
Caso 01	4,762	0	0,09
	4,762	0,21	0,108
	4,762	0,41	0,116
	4,762	0,62	0,118
	4,762	0,83	0,12
	4,762	1,03	0,129
Caso 02	9,523	0	0,09
	9,523	0,21	0,108
	9,523	0,41	0,126
	9,523	0,52	0,117
	9,523	0,72	0,118
	9,523	1,03	0,129
Caso 03	23,810	0	0,09
	23,810	0,16	0,105
	23,810	0,33	0,113
	23,810	0,49	0,116
	23,810	0,66	0,117
	23,810	0,82	0,119
Caso 04	47,620	0	0,09
	47,620	0,18	0,106
	47,620	0,36	0,114
	47,620	0,55	0,116
	47,620	0,73	0,117
	47,620	0,91	0,12

Sistema de Almacenamiento con Tecnología IonLit			
	Demanda anual (MWh)	Días de autonomía	FeedIn Optimo (€/kWh)
Caso 01	4,762	0	0,09
	4,762	0,15	0,189
	4,762	0,29	0,249
	4,762	0,44	0,295
	4,762	0,58	0,348
Caso 02	9,523	0	0,09
	9,523	0,07	0,147
	9,523	0,22	0,222
	9,523	0,36	0,272
	9,523	0,51	0,318
Caso 03	23,81	0	0,09
	23,81	0,12	0,173
	23,81	0,24	0,227
	23,81	0,36	0,267
	23,81	0,48	0,303
Caso 04	47,62	0	0,09
	47,62	0,1	0,161
	47,62	0,23	0,223
	47,62	0,36	0,266
	47,62	0,49	0,305



para que se obtenga como resultado el mismo valor de ganancia neta para las condiciones iniciales de la planta fotovoltaica sin baterías. Esto se debe a que los grandes costos iniciales para la instalación de equipos y el aumento en los costos de operación deben ser compensados con un costo de compra de electricidad elevado, lo que lleva al usuario tener una necesidad de no dependencia de la red eléctrica.

En el caso de los sistemas de almacenamiento con tecnologías de plomo ácido, de los resultados obtenidos es posible observar como el incremento no es tan elevado con respecto al presente para baterías de ion de litio. Esto se debe a que el costo de esta tecnología y su operación, resulta económicamente más favorable. A pesar de que, al aumentar la autonomía de la instalación, para cada caso planteado se puede notar que el peor de los casos se obtiene para el sistema de almacenamiento de mayor capacidad. Sin embargo, para los 4 casos planteados con tecnología de plomo ácido, la tarifa óptima se encuentra aproximadamente en valores de 40 % con respecto a la tarifa media inicial, la cual corresponde a 0,09€/kWh.

Referente a los resultados obtenidos para la tecnología de baterías de ion de litio, se puede observar en dicha tabla como los valores de tarifa óptima necesarias para que este tipo de instalación posea la misma rentabilidad que el sistema fotovoltaico sin baterías, debe crecer de forma elevada. Incluso para condiciones de autonomía bajas como puede ser 0,25 días de autonomía, se observa en los resultados un incremento de aproximadamente 150 % con respecto a la tarifa inicial, para cada caso planteado. Se tiene como peores escenarios, las instalaciones con mayor capacidad de almacenamiento donde se pudieron llegar a obtener resultados de 0,348€/kWh, el cual representa un incremento del 286 % respecto a la tarifa inicial.

En la figura 48 se presentan unas gráficas en 3 dimensiones, similares a la gráfica de variación del P_{elec} con respecto a las necesidades del usuario y el sistema de almacenamiento implementado, en estas figuras se representa como serían las magnitudes de tarifa óptima (€/kWh) necesaria con respecto a las dos variables más relevantes de cada caso planteado, la demanda anual (MWh/año) y la capacidad del sistema de almacenamiento, la cual se representa basándose en los días de autonomía que este sistema puede aportar, todo esto para las dos diferentes tecnologías de baterías que se ha tratado en este trabajo, celdas de plomo ácido y ion de litio.

Similar a los resultados obtenidos para el P_{elec} , se puede analizar al observar las curvas como el caso de mayor beneficio para cada simulación realizada es el de un sistema de autoconsumo sin almacenamiento eléctrico. Se obtiene un momento en que el incremento de la tarifa eléctrica no debe variar de gran manera, debido a que en esta parte de la curva, contar con un valor elevado de SCR resulta beneficioso para la instalación, así como superado esta región la tarifa óptima inicia de nuevo su incremento tomando valores más elevados que para casos con una capacidad de almacenamiento menor.

Si bien no se realizó simulaciones para casos de un almacenamiento mayor a 0,6 días de autonomía con sistemas de almacenamiento basado en baterías de ion litio, es evidente como debido al alto coste de estos equipos, los resultados obtenidos superan notoriamente a los que se pueden encontrar para tecnologías de plomo ácido. Siendo interesante resaltar como para una instalación con baterías de ion litio y una autonomía de medio día, es necesario un incremento en la tarifa eléctrica de alrededor de 140 % respecto a lo que se podría encontrar para un sistema de almacenamiento con celdas de plomo ácido y una

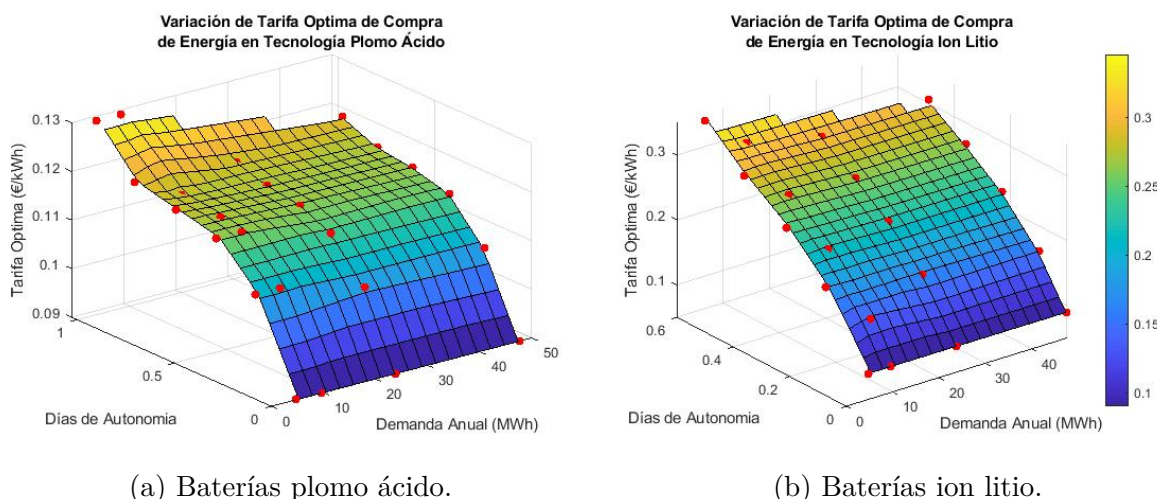


Figura 48: Variación de tarifa óptima, respecto a las necesidades del usuario y el sistema de almacenamiento.

autonomía de 1 día.

Feed-In Optimo

Para concluir el análisis de los resultados obtenidos, referentes al apartado económico de un proyecto de autoconsumo residencial con almacenamiento de baterías, se procedió a evaluar el precio de compra de energía por inyección a la red, otro de los factores principales que determinar la rentabilidad y ganancia neta que se puede encontrar en un proyecto de este tipo. Actualmente como se ha descrito anteriormente, existe un auge a nivel internacional para poder generar metodologías y sistemas que permitan incorporar la posibilidad de vender la energía excedente generada a la red y de esta forma obtener un beneficio que antes no se tenía.

Durante esta sección, los resultados obtenidos para cada simulación y caso planteado fueron comparados con la tarifa media de compra de energía, la cual se especificó en una sección anterior y se puede observar en la figura 49, donde a través de una de las herramientas de diseño y simulado (PVsyst), se permite representar de forma horaria este perfil, dando como resultado promedio un valor de 0,0325€/kWh.

Ya habiendo partido de este parámetro, las siguientes tablas muestran un resumen de los resultados obtenidos con respecto al valor de la tarifa de venta de energía a la red necesaria, para que cada escenario presentara una ganancia neta al final de la vida útil del proyecto, igual al sistema fotovoltaico sin baterías. Permitiendo así conocer a partir de qué condiciones se puede concluir que sería beneficioso haber instalado dicho componente y poder predecir las repercusiones que tendrían dichos equipos en el análisis económico.

En el caso de una instalación de almacenamiento formada por celdas de plomo ácido, es posible observar como a medida que el incremento de la capacidad instalada se hace presente, para poder compensar el impacto económico que tienen estos equipos sobre la rentabilidad y costos de operación del proyecto, hace necesario que la red eléctrica otorgue

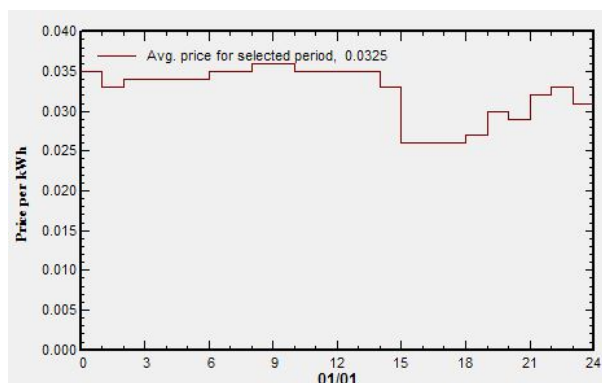


Figura 49: Precio de Feed In implementado en PVsyst.

un beneficio más elevado al usuario por la energía inyectada.

Con los resultados obtenidos es posible comprender e interpretar como debería ser el comportamiento de venta de energía para una instalación con las condiciones eléctricas y climatológicas establecidas, observando que a medida que las condiciones de autonomía diaria crecen, el Feed In óptimo se aleja del valor de referencia y el cual actualmente se puede encontrar disponible en las condiciones de mercado actual, considerando necesario un incremento aproximado del 250 % respecto a la tarifa de venta de energía actual, para sistemas de almacenamiento de medio día de autonomía y un incremento aproximado del 520 % respecto a la tarifa de Feed In actual, para sistemas de almacenamiento con 1 día de autonomía.

Cabe destacar, para poder analizar de forma correcta el parámetro de precio de venta de energía, es necesario considerar en conjunto el precio actual de la tarifa eléctrica por compra de energía la cual corresponde a un valor medio de 0,09€/kWh. Esto debido a que se podría considerar como valor límite dicho valor, ya que considerar la posibilidad de que el precio de venta de energía supera al de compra no es realista, ya que se estaría planteando una situación no rentable para la empresa encargada de la red eléctrica. Es por todo lo anteriormente mencionado, que resultados en los cuales se obtenga un precio de Feed In mayor al de la tarifa actual no se consideran posibles.

Ya habiendo establecido una condiciones de posibilidad referente al precio óptimo de venta de energía a la red, para el caso del sistema de almacenamiento eléctrico con celdas de plomo ácido, es posible observar en la tabla de resultados de esta tecnología y en la figura 50a, como para condiciones de diseño donde se cuente con una autonomía aproximada de 0,4 días, para todos los casos planteados el valor obtenido supera los 0,09€/kWh, entrando en la condición de no posibilidad debido a que se estaría operando con un precio de venta de energía a la red superior al de compra.

Aunado a todo lo anteriormente planteado, se procedió a realizar la recolección y análisis de los datos obtenidos para los casos y condiciones planteadas en una instalación con sistema de almacenamiento de baterías de ion de litio, cuyos resultados y análisis se muestran a continuación.

La tabla previamente mostrada, que hace referencia a un sistema de almacenamiento con tecnología de ion de litio, muestra los valores obtenidos para cada caso y diferentes capacidades planteadas. Arrojando como resultado, un comportamiento similar al de otra



Sistema de Almacenamiento con Tecnología PbO2			
	Demanda anual (MWh)	Días de autonomía	FeedIn Optimo (€/kWh)
Caso 01	4,762	0	0,0325
	4,762	0,21	0,053
	4,762	0,41	0,096
	4,762	0,62	0,135
	4,762	0,83	0,149
	4,762	1,03	0,205
Caso 02	9,523	0	0,0325
	9,523	0,21	0,054
	9,523	0,41	0,095
	9,523	0,52	0,118
	9,523	0,72	0,143
	9,523	1,03	0,203
Caso 03	23,810	0	0,0325
	23,810	0,16	0,048
	23,810	0,33	0,074
	23,810	0,49	0,114
	23,810	0,66	0,136
	23,810	0,82	0,152
Caso 04	47,620	0	0,0325
	47,620	0,18	0,047
	47,620	0,36	0,072
	47,620	0,55	0,101
	47,620	0,73	0,117
	47,620	0,91	0,132

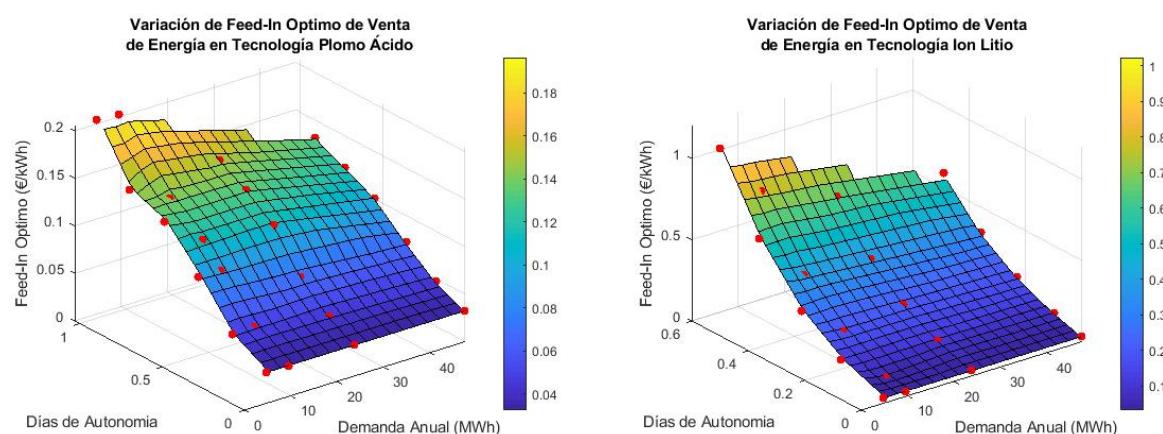
tecnología, en donde al estar en presencia de un aumento de capacidad instalada, la tarifa de venta de energía a la red debe incrementar, para así poder compensar el impacto que lleva el alto coste de estos equipos y su operación.

Si se realiza la comparación entre los resultados obtenidos para ambas tecnologías, es posible postular que para las condiciones de perfiles de carga eléctrica y variables climatológicas establecidas, es de esperarse que debido al mayor precio que se encuentra actualmente en las tecnologías de baterías de ion de litio, para un sistema de almacenamiento con esta tecnología y medio día de autonomía, sea necesario un incremento de aproximado un 50 % en el precio de Feed In optimo con respecto al esperado para una instalación de celdas de plomo ácido y un día de autonomía. Demostrando nuevamente, la mayor rentabilidad y beneficios económicos que conllevan la instalación actual de baterías de plomo ácido sobre baterías de ion de litio.

En la figura 50 se muestra mediante unas gráficas en 3 dimensiones, como es la variación del precio de venta optimo con respecto a la demanda anual del sistema (MWh/año) y la capacidad de almacenamiento instalada, referido a los días de autonomía disponibles. Similar a los casos previamente mostrado, para poder completar la base de datos necesaria para generar dichos perfiles, se hizo uso de un software de cómputo numérico y un proceso de interpolación lineal entre variables, para así poder representar de forma adecuado a lo largo de un espectro de variables que resultado se obtendría.



Sistema de Almacenamiento con Tecnología IonLit			
	Demanda anual (MWh)	Días de autonomía	FeedIn Optimo (€/kWh)
Caso 01	4,762	0	0,09
	4,762	0,15	0,189
	4,762	0,29	0,249
	4,762	0,44	0,295
	4,762	0,58	0,348
Caso 02	9,523	0	0,09
	9,523	0,07	0,147
	9,523	0,22	0,222
	9,523	0,36	0,272
	9,523	0,51	0,318
Caso 03	2,81	0	0,09
	23,81	0,12	0,173
	23,81	0,24	0,227
	23,81	0,36	0,267
	23,81	0,48	0,303
Caso 04	47,62	0	0,09
	47,62	0,1	0,161
	47,62	0,23	0,223
	47,62	0,36	0,266
	47,62	0,49	0,305



(a) Baterías plomo ácido.

(b) Baterías ion litio.

Figura 50: Variación de Feed In óptimo, respecto a las necesidades del usuario y el sistema de almacenamiento.

Como ya se había mencionado anteriormente, se puede observar en la figura 50a como para tecnologías de almacenamiento con plomo ácido, solo para valores aproximados de capacidad menores a 0,4 días de autonomía, se obtienen resultados de precios de venta de energía a la red razonables, siendo menores a la tarifa eléctrica actual. Mientras, para sistemas de almacenamiento formados para baterías de ion de litio, todos los casos planteados presentan un valor de Feed In óptimo mayor al de la tarifa eléctrica actual, pudiendo demostrar de esta forma la poca conveniencia que tiene la implementación de este tipo de tecnología con respecto a los resultados económicos que se pueden obtener para una instalación fotovoltaica sin almacenamiento y aplicaciones de autoconsumo.

7. Conclusiones

Los crecientes incentivos que cada vez se implementan en una mayor cantidad de países, así como la necesidad de poder contar con sistemas de generación de energía renovables que puedan tener aplicaciones para el autoconsumo y cuenten con sistemas que se puedan adaptar a las necesidades eléctricas particulares de cada residencia, han tenido como consecuencia la necesidad del estudio de los posibles equipos que permitan aumentar la maniobrabilidad de la generación fotovoltaica, como es el caso de las diferentes tecnologías en sistemas de almacenamiento.

Al ser estos equipos uno de los aspectos de mayor peso en una inversión en este tipo de proyectos, así como tener requerimientos de operación y mantenimiento especiales, resulta importante poder predecir de antemano cómo será la incorporación de estos sistemas en las diferentes aplicaciones fotovoltaicas, como es el caso del autoconsumo residencial.

Como se ha podido comprobar en este trabajo, hacer una comparación de los diferentes modelos que presentan las herramientas de diseño establecidas (SAM y PVsyst en este trabajo) resulta una tarea imprescindible al momento de entender la degradación y vida útil de estos equipos. Como se pudo mostrar con respecto al modelado de una batería de Ion litio con el software PVsyst, donde se pudo obtener para ciertas condiciones de dimensionamiento, el modelado basado en el comportamiento de operación y ciclos de descarga presentaba una menor degradación que el obtenido para modelos de degradación estática. Modelo que se basa en representaciones experimentales que quizás no se ajusten a alguna de las baterías actuales en el mercado, lo que podría conllevar a cometer posibles errores en la predicción de la vida útil y planificaciones de remplazo de equipos, teniendo un impacto importante en el flujo de caja del proyecto. Mediante las diferentes simulaciones realizadas durante todo el desarrollo del proyecto, habiendo analizado cada aspecto que se tomaba en cuenta con respecto a la simulación de un sistema de almacenamiento de baterías acoplado a un arreglo fotovoltaico, así como los resultados que se han presentado fue posible concluir que, a pesar de llevar a cabo diferentes dimensionamientos de baterías, tecnologías y herramientas de simulación, la repercusión que tienen este tipo de sistemas sobre el PR no es de gran valor, induciendo pequeñas variaciones con respecto a lo que se espera en una solución sin almacenamiento. Por lo tanto, no se inducen pérdidas excesivas en el sistema y valores de PR que se podrían considerar poco favorables.

Con respecto al perfil eléctrico planteado en el caso de estudio hay que decir que constituye la pauta para el escenario más desfavorable de implantación de sistemas de almacenamiento, obteniéndose posibles valores más bajos de SCR y SSR a los que se obtendrían para perfiles de demanda con una concentración de consumo cercano al medio



día solar. La necesidad de una instalación de mayor capacidad de almacenamiento, para así poder satisfacer de mejor forma la demanda del usuario y obtener valores más elevados de autoconsumo trae como consecuencia un aumento el precio medio de electricidad generada, LCOE y el desempeño económico del proyecto durante su vida útil.

Durante el proceso de análisis de cada caso desarrollado, se pudo establecer un perfil que permitiese predecir y modelar las condiciones de SCR con respecto parámetros técnicos como son la capacidad de almacenamiento instalada en el sistema y las condiciones nominales pico del arreglo fotovoltaico, todo esto para un caso de estudio que se basaba en un perfil de demanda eléctrica en una vivienda española, así como con unas condiciones meteorológicas propias de la zona. Lo cual sirve como base para futuros estudios y proyectos que se encuentren basados en condiciones similares.

Fue posible mediante los datos obtenidos para cada escenario, representar de forma gráfica como sería el comportamiento de autoconsumo y autosuficiencia con respecto a la demanda anual de la vivienda y el dimensionamiento planteado para el sistema de almacenamiento, basado en días de autonomía. Donde se concluyó que todo tipo de instalación de baterías cuenta con una región de baja variación, la cual es importante tener presente. Ya que este rango de valores puede servir como referencia para el diseñador del proyecto, conociendo hasta qué punto un aumento el número de celdas instaladas, deja de tener un gran impacto en el beneficio de la energía útil producida e inicia a representar una mayor autonomía a la que se podría considerar favorable en términos de operación y economía.

Considerando tarifas actuales del mercado español, para la venta y compra de energía a la red eléctrica, así como el precio de equipos disponibles en el mercado. Se realizó un análisis comparativo entre el desenvolvimiento económico de ambas tecnologías plomo ácido e ion de litio, así como un sistema de autoconsumo sin almacenamiento. Teniendo como principales parámetros a estudiar, el precio medio de la energía generada, el valor de tarifa eléctrica óptima y el precio óptimo de compra de energía inyectada a la red, todo esto con el fin de poder hallar las mejores condiciones de rentabilidad y un retorno de inversión que permitiese favorece la implementación de sistemas de almacenamiento en usos de autoconsumo residencial.

Condiciones que, para los casos establecidos, se demostró la actual ventaja que poseen los sistemas de generación sin almacenamiento, obteniendo un ingreso neto al final de la vida del proyecto mucho mayor que soluciones en las que se implementaron baterías, hallando una relación lineal entre la capacidad de almacenamiento instalada y el aumento del costo de la energía, donde incluso se alcanzan valores que provocan la pérdida de rentabilidad en la instalación. Por lo tanto, es posible concluir como el incremento de instalaciones de este tipo, se encuentra sujeto a una disminución en los precios de los equipos o un aumento en el precio de energía inyectada a la red.

Por último, a pesar de las dificultades actuales se presentan en estos equipos, en su mayoría por temas de precio y costos de mantenimiento. Así como el impacto económico en la energía producida, como se ha mencionado anteriormente. Se pudo concluir como la incorporación de este tipo de sistemas a un arreglo fotovoltaica, genera una variación considerable en términos de SSR y SCR, presentando variaciones en la mayoría de los casos de valores alrededor de 37 % sin almacenamiento y 75 % al considerar un sistema de baterías que brindase medio día de autonomía. Hecho que sirve como incentivo, para seguir



realizando desarrollos y estudios referentes a los sistemas de almacenamiento eléctrico para aplicaciones fotovoltaicas.

8. Bibliografía

- [1] *El sector fotovoltaico impulsor de la transición energética*, volume Informe Anual. Unión Española Fotovoltaica, 2019.
- [2] P Escobar, E Martínez, JC Saenz-Díez, E Jiménez, and J Blanco. Modeling and analysis of the electricity consumption profile of the residential sector in Spain. *Energy and Buildings*, 207:109629, 2020.
- [3] Dave Turcotte, Michael Ross, and Farah Sheriff. Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tools: status and needs. In *PV Horizon: Workshop on Photovoltaic hybrid systems*, pages 1–10, 2001.
- [4] S Ben Mabrouk, H Oueslati, A Ben Mabrouk, G Zizzo, D La Cascia, L Dusonchet, S Favuzza, and F Massaro. Simulation of photovoltaic installation connected to the grid with storage system. *Energy Procedia*, 139:609–616, 2017.
- [5] Gobierno de España Ministerio para la Transición Ecológica. Real decreto 244/2019, de 5 abril, por el que regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado num. 86*, 2019.
- [6] Joern Hoppmann, Jonas Volland, Tobias S Schmidt, and Volker H Hoffmann. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems—a review and a simulation model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39:1101–1118, 2014.
- [7] Cambio Energetico. Balance neto y autoconsumo fotovoltaico. 2019.
- [8] Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, Volker Quaschnig, et al. Sizing of residential pv battery systems. *Energy Procedia*, 46(Suppl. C):78–87, 2014.
- [9] Thomas B Reddy. *Linden’s handbook of batteries*, volume 4. Mcgraw-hill New York, 2011.
- [10] Concordia University. Lead acid batteries. 2020.
- [11] Battery University. What’s the best battery? 2020.
- [12] Djamila Rekioua and Ernest Matagne. *Optimization of photovoltaic power systems: modelization, simulation and control*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [13] CJ Francois. Modeling the art of charge electric vehicle batteries. *Faculty of Applied Sciences Degree Legal Electricians Civil Engineer, University of Liege, Liege*, 1997.



- [14] N Achaibou, M Haddadi, and A Malek. Modeling of lead acid batteries in pv systems. *Energy procedia*, 18:538–544, 2012.
- [15] MEV Team et al. A guide to understanding battery specifications. 2008.
- [16] Hao Mu and Rui Xiong. Chapter 1 - modeling, evaluation, and state estimation for batteries. In Hui Zhang, Dongpu Cao, and Haiping Du, editors, *Modeling, Dynamics and Control of Electrified Vehicles*, pages 1 – 38. Woodhead Publishing, 2018.
- [17] Soteris Kalogirou. *McEvoy’s handbook of photovoltaics: fundamentals and applications*. Academic Press, 2017.
- [18] Battery University. Bu-402: What is c-rate? 2020.
- [19] Heinrich Häberlin. *Photovoltaics: system design and practice*. John Wiley & Sons, 2012.
- [20] Manish Kumar and Arun Kumar. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78:554–587, 2017.
- [21] Wilfried van Sark, Nils Reich, Björn Müller, Alfons Armbruster, Klaus Kiefer, and Christian Reise. Review of pv performance ratio development. 05 2012.
- [22] Sylvain Quoilin, Konstantinos Kavvadias, Arnaud Mercier, Irene Pappone, and Andreas Zucker. Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment. *Applied Energy*, 182:58–67, 2016.
- [23] Kadra Branker, MJM Pathak, and Joshua M Pearce. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and sustainable energy reviews*, 15(9):4470–4482, 2011.
- [24] Deutsche Bank. Fitt for investors crossing the chasm. *Recuperado a partir de https://www.db.com/cr/en/docs/solar_report_full_length.pdf*, 2015.
- [25] Red Eléctrica de España Sistema de información del operador del sistema. Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (pvpc). https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=03-06-2020T00%3A00&end_date=03-06-2020T23%3A50&compare_start_date=02-06-2020T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1013,1014,1015, 6 2020.
- [26] PVSyst Photovoltaic Software. Pvsyst 6.86: Photovoltaic system study help. <https://www.pvsyst.com/help/>, 2019.
- [27] Jorge Solórzano and Miguel Ángel Egido. Simulation of ac, dc and ac-dc coupled hybrid mini-grids in search of the most efficient system. *Universidad Politécnica de Madrid Madrid, Spain*, 2011.
- [28] Cynthia A Lundgren, Kang Xu, T Richard Jow, Jan Allen, and Sheng S Zhang. *Lithium-ion batteries and materials*. Springer, 2016.
- [29] J.B. Copetti, F. Chenlo, and E. Lorenzo. Comparison between charge and discharge battery models and real data for pv applications. pages 1131–1134. 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 10 1992.



- [30] Georg Bopp, Hansjoerg Gabler, Dirk Sauer, Andreas Jossen, Wolfgang Höhe, Johannes Mittermeier, Manfred Bächler, Peter Sprau, Bernd Willer, and Michael Wollny. A systematic effort to define evaluation and performance parameters and criteria for lead-acid batteries in pv systems. 10 1995.
- [31] Nate Blair, Aron P Dobos, Janine Freeman, Ty Neises, Michael Wagner, Tom Ferguson, Paul Gilman, and Steven Janzou. System advisor model, sam 2014.1. 14: General description. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2014.
- [32] System Advisor Model. Sam 2020.2.29: Help, 2020.
- [33] Austin Nelson, Blake Lundstrom, Nicholas DiOrio, Aron Dobos, and Steven Janzou. Technoeconomic modeling of battery energy storage in sam. page 36, 08 2015.
- [34] Olivier Tremblay, Louis-A Dessaint, and Abdel-Allah Dekkiche. A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles. In *2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, pages 284–289. Ieee, 2007.
- [35] D. Linden and T Reddy. *Linden's Handbook of Batteries*. McGraw Hill, New York, 2011.
- [36] Kandler Smith, Aron Saxon, Matthew Keyser, Blake Lundstrom, Ziwei Cao, and Albert Roc. Life prediction model for grid-connected li-ion battery energy storage system. pages 4062–4068, 05 2017.
- [37] James F Manwell and Jon G McGowan. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. *Solar energy*, 50(5):399–405, 1993.
- [38] INE. Survey of employment of time 2009-2010. Technical report, Instituto Nacional de Estadística, Madrid, 2011.
- [39] IDAE. Sech-spahousec project: Analysis of the energy consumption in the spanish residential sector. final report. Technical report, Spanish Institute for Energy Diversification and Saving, Madrid, 2011.
- [40] Tjarko Tjaden, Joseph Bergner, Johannes Weniger, and Volker Quaschnig. Representative electrical load profiles of residential buildings in germany with a temporal resolution of one second. *ResearchGate: Berlin, Germany*, 2015.
- [41] Seungho Lee, David Whaley, and Wasim Saman. Electricity demand profile of heating and cooling appliances in australian low energy residential buildings. *The IRES International Conference*, 2018.
- [42] Bureau of Meteorolgy. Australian Government. Climate statistics for australian locations: Adelaide (kent town). http://www.bom.gov.au/climate/averages/tables/cw_023090.shtml, 2020.
- [43] Agencia Estatal de Meteorología. Gobierno de España. Valores climatológicos normales: Jerez de la frontera aeropuerto. <http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?l=5960&k=undefined>, 1981-2010.



- [44] Junta de Andalucía. Instituto de Investigación y Formación Agraria y Pesquera. Estación meteorológica de jerez de la fronteta. https://www.juntadeandalucia.es/agriculturaypesca/ifapa/ria/servlet/FrontController?action=Static&url=fechas.jsp&c_provincia=11&c_estacion=2, 2000-2020.
- [45] JinKO Solar. *JKM330PP-72 310-330 Vatios*, 2017. <https://autosolar.es/pdf/Ficha-Tecnica-Jinko-Solar-305-330W.pdf>.
- [46] BAE batterien GmbH. *BAE Secura PVS BLOCK Solar*, 2016. https://autosolar.es/pdf/BAE_SECURA_SOLAR.pdf.
- [47] Pylontech. *US2000B Plus 48V*, 2018. <https://autosolar.es/pdf/Datasheet-US2000B-US3000.pdf>.
- [48] Huawei. *SUN2000L 3KTL*, 2017. <https://autosolar.es/pdf/Huawei-SUN2000-Ficha.pdf>.
- [49] Kostal. *Plenticore Plus 10kW*, 2017. <https://autosolar.es/pdf/Inversor-Kostal-Plenticore-ficha.pdf>.
- [50] Deb Jayanta, Jayanta Mondol, Yigzaw Yohanis, and Brian Norton. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. *Solar Energy*, 80, 04 2006.
- [51] Ran Fu, David J Feldman, and Robert M Margolis. Us solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2018. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2018.
- [52] Tarifaluzhora by selectra. Precio del kwh en españa en 2020. <https://tarifaluzhora.es/info/precio-kwh>, 6 2020.
- [53] Red Eléctrica de España Sistema de información del operador del sistema. Término de facturación de energía activa del pvpc. <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>, 6 2020.

En este trabajo se analizan las capacidades para abordar el dimensionado y la simulación de sistemas de almacenamiento eléctrico de dos de los softwares de diseño de sistemas fotovoltaicos de naturaleza profesional más implantados (PVsyst y SAM). A tal fin se han identificado e intercomparado sus modelos internos de baterías y se han valorado sus opciones de su integración en los procesos dinámicos de generación solar y consumo que se dan en las instalaciones reales. A continuación se ha abordado un caso de estudio de una aplicación de autoconsumo residencial en España, basada en un perfil contrastable de demanda eléctrica con resolución horaria y un contexto de venta y compra de energía a la red eléctrica. El caso de estudio ha consistido en la generación de diferentes escenarios operacionales y en el análisis de los resultados ofrecidos por los softwares mencionados en cuanto al efecto del almacenamiento en la cobertura solar de la demanda, la rentabilidad de la inversión y el precio de la electricidad producida. **Palabras clave:** sistema de almacenamiento eléctrico, energía fotovoltaica, herramientas de diseño, PVsyst, SAM.

This paper analyzes the capabilities to approach the dimensioning and simulation of electrical storage systems of two of the most widely implemented professional photovoltaic system design software (PVsyst and SAM). Their internal battery models have been identified and intercompared and their options for their integration into the dynamic processes of solar generation and consumption that occur in real installations have been evaluated. Next, a case study of a residential self-consumption application in Spain, based on a verifiable profile of electricity demand with hourly resolution and a context of sale and purchase of energy from the electricity network, has been addressed. The case study consisted of the generation of different operational scenarios and the analysis of the results offered by the aforementioned softwares regarding the effect of storage on the solar demand coverage, the return on investment and the price of electricity produced. **Key words:** electric storage system, photovoltaic energy, design tools, PVsyst, SAM.

