



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE CUENCA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**SIMULACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ALMACENAMIENTO PARA  
REDUCIR LOS PICOS DE DEMANDA ENERGÉTICA EN LA UNIVERSIDAD  
POLITÉCNICA SALESIANA**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
título de Ingeniero Eléctrico

**AUTORES: MATEO JOSUE CARPIO CARRERA**  
**LUIS GABRIEL AUCAPIÑA LONDA**  
**TUTOR: ING. CARLOS ULICER PERALTA LÓPEZ, MGST.**

Cuenca - Ecuador

2024

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Mateo Josue Carpio Carrera con documento de identificación N° 0105821375 y Luis Gabriel Aucapiña Londa con documento de identificación N° 0106127798; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

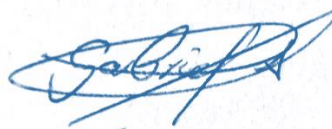
Cuenca, 26 de marzo del 2024



---

Mateo Josue Carpio Carrera

0105821375



---

Luis Gabriel Aucapiña Londa

0106127798

## CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Mateo Josue Carpio Carrera con documento de identificación N° 0105821375 y Luis Gabriel Aucapiña Londa con documento de identificación N° 0106127798, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Artículo académico: “Simulación de un sistema fotovoltaico con almacenamiento para reducir los picos de demanda energética en la Universidad Politécnica Salesiana”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 26 de marzo del 2024

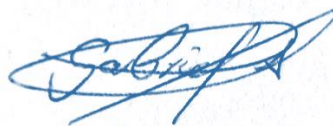
Atentamente,



---

Mateo Josue Carpio Carrera

0105821375



---

Luis Gabriel Aucapiña Londa

0106127798

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Carlos Ulicer Peralta López con documento de identificación N° 0103112561, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: SIMULACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ALMACENAMIENTO PARA REDUCIR LOS PICOS DE DEMANDA ENERGÉTICA EN LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, realizado por Mateo Josue Carpio Carrera con documento de identificación N° 0105821375 y Luis Gabriel Aucapiña Londa con documento de identificación N° 0106127798, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 26 de marzo del 2024

Atentamente,



---

Ing. Carlos Ulicer Peralta López, Mgst.

0103112561

# SIMULACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ALMACENAMIENTO PARA REDUCIR LOS PICOS DE DEMANDA ENERGÉTICA EN LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Mateo Josue Carpio Carrera<sup>1</sup>, Luis Gabriel Aucapiña Londa<sup>2</sup>, Carlos Peralta<sup>3</sup> 

February 21, 2024

**Abstract**—Reducing peak energy demand directly benefits high energy consumers; however, achieving this goal presents a significant challenge. This paper presents two photovoltaic storage scenarios, a charge and discharge control strategy where solar energy is stored during the day and released strategically during the peak demand period, taking as a case study the Universidad Politécnica Salesiana. This charging and discharging strategy serves to mitigate the energy demand peaks that occur at the University, resulting in a lower energy consumption during those hours and therefore an economic saving by reducing them.

**Key words:** Photovoltaic, Storage, Homer Pro, Reduction

## I. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica actualmente enfrenta adversidades energéticas, impulsando la necesidad de evolucionar hacia una gestión más sostenible y libre de emisiones [1]. Se anticipa que en el futuro se avanzará hacia un sistema que aproveche diversas fuentes de energía renovable con el objetivo de mitigar los impactos ambientales asociados con la generación de electricidad. Este cambio hacia una matriz energética más limpia y sostenible busca no solo abordar la creciente demanda de energía, sino también reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y promover la resiliencia del sistema eléctrico ante los desafíos climáticos [2]. Los sistemas fotovoltaicos on grid o conectadas a la red han tenido un amplio crecimiento debido a que los altos niveles de generación fotovoltaica provocan una reducción notable de picos de demanda [3]. Los dispositivos de almacenamiento es vital para establecer un sistema renovable en este tipo de sistemas son un elemento importante puesto que la generación elevada de energía fotovoltaica (PV) puede provocar una sobreproducción de energía lo cual es perjudicial para la estabilidad de la red eléctrica por ende los sistemas de almacenamiento guardan la sobreproducción de energía y cargan las baterías para que en las horas de mayor demanda estas se descarguen reduciendo así los picos elevados [4], [5], [6].

Ecuador en los últimos años ha apostado por las energías renovables con énfasis en la energía hidroeléctrica, eólica y solar [7]. En el país la legislación para este tipo de sistemas se inicio en el año 2019 a través de la norma ARCONEL003/18, la cual establece las condiciones para que los usuarios implemente instalaciones de generación fotovoltaica, luego de tres años con la norma ARCERNNR-001/2021 se actualizaron los requisitos para este tipo de instalaciones [8].

El trabajo actual se ha basado en trabajos anteriores que proponen una estrategia de carga y descarga para los dispositivos de almacenamiento integrados con los sistemas fotovoltaicos adaptados a la generación y el perfil de carga existente, en dichos trabajo se destaca que el almacenamiento de energía en baterías en la red eléctrica ha experimentado una evolución muy amplia a comparación que los recursos térmicos no son confiables para el sistema eléctrico actual [9]. En el artículo [10] se analizaron seis escenarios en aspectos prácticos, técnicos y ambientales donde se lograron reducir los costos de producción energética con una generación fotovoltaica y biogas conectado a la red, logrando reducir la contribución de la red eléctrica de un 100% a un 48%. Este artículo [11] presenta una estrategia de carga y descarga para los dispositivos de almacenamiento y de esta manera mitigar los picos nocturnos con energía fotovoltaica, donde se ha logrado desarrollar una metodología para obtener las tasas de carga y descarga apropiadas, obteniendo como resultados la mitigación de un 30% de los picos.

La creciente preocupación sobre la sostenibilidad energética ha llevado al interés masivo de las energías renovables. La Universidad Politécnica Salesiana, como creciente institución educativa debido a la incorporación de nuevas carreras y por ende nuevos laboratorios enfrenta desafíos relacionados con la demanda máxima que genera costos adicionales que resultan ser muy elevados. El presente trabajo de investigación busca abordar dichos desafíos con la simulación de un sistema fotovoltaico con almacenamiento el cual ha sido dimensionado para reducir los picos de demanda energética en la Universidad Politécnica Salesiana sede cuenca. La motivación subyacente es el optimizar la utilización de fuentes de energía renovable como la solar y mitigar la dependencia de fuentes convencionales como la generación diésel u otros tipos de generación energética que causan contaminación ambiental, contribuyendo así a la

<sup>1</sup> Carpio Mateo estudiante de la Universidad Politécnica Salesiana de la carrera de Ingeniería Eléctrica, miembro de IEEE desde hace 5 años. mcarpioc2@ieee.org

<sup>2</sup> Aucapiña Londa Luis Gabriel estudiante de la Universidad Politécnica Salesiana de la carrera de Ingeniería Eléctrica. laucapinal@ieee.org

<sup>3</sup> Carlos Ulicer Peralta Lopez, docente de la Universidad Politécnica Salesiana de la carrera de Ingeniería Eléctrica. cperalta@ups.edu.ec

eficiencia energética y la sostenibilidad ambiental.

En este trabajo de investigación se abordan los desafíos asociados al almacenamiento de energía en baterías dentro de los sistemas fotovoltaicos on grid, con el propósito de reducir los picos de demanda energética en la Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca. Se realizará un análisis de la demanda energética con los datos obtenidos del trafo mix, que concentra la mayor cantidad de carga de la Universidad. Además se propone dos sistemas fotovoltaicos simulados en Homer Pro para evaluar cómo se puede reducir los picos de demanda energética mediante una generación fotovoltaica estándar y una generación fotovoltaica duplicada.

## II. METODOLOGÍA DEL MODELO DE SIMULACIÓN

### A. Demanda trafo mix

Mediante un medidor inteligente se recolectó los datos de potencia proveniente del trafomix de la Universidad Politécnica Salesiana el cuál cuenta con un pico de demanda 322.04 kW y 2,878.27 kWh/día.

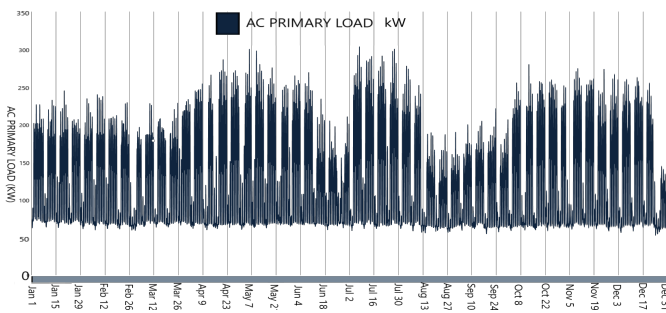


Fig. 1. Demanda anual Trafomix UPS

En la Figura 1 se demuestra los valores recolectados, notándose que en el mes de Julio es donde existe mayor consumo energético y septiembre el de menor consumo.

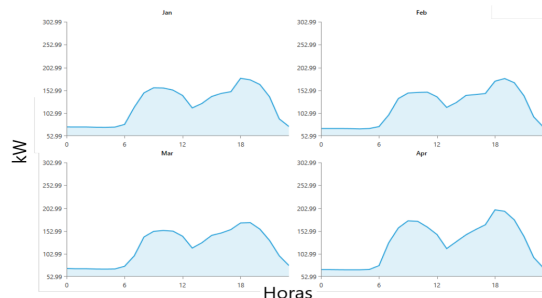


Fig. 2. Demanda de los meses Enero, Febrero, Marzo y Abril

En la Figura 2 se muestra la demanda del primer cuatrimestre que corresponde a Enero, Febrero, Marzo y Abril

En la Figura 3 se muestra la demanda del segundo cuatrimestre que corresponde a Mayo, Junio, Julio y Agosto

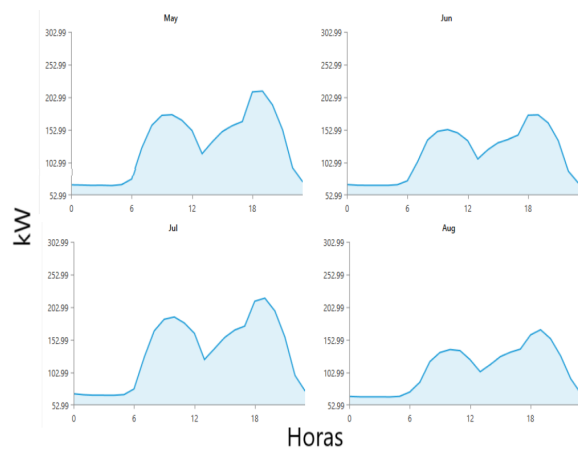


Fig. 3. Demanda de los meses Mayo, Junio, Julio y Agosto

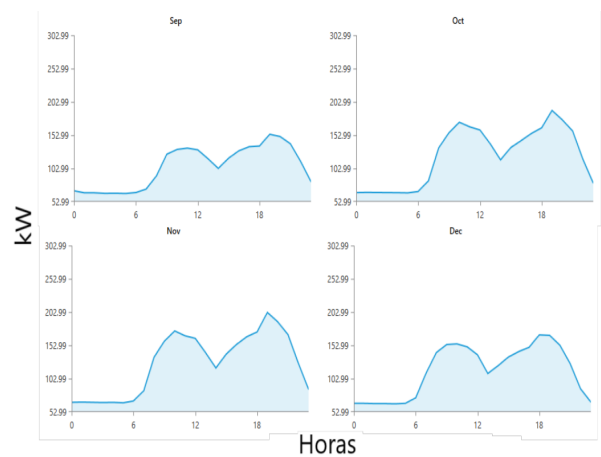


Fig. 4. Demanda de los meses septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre

En la Figura 4 se muestra la demanda del último cuatrimestre que corresponde a Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre

### B. Dimensionamiento de sistema fotovoltaico conectado a la red

La universidad cuenta con espacios donde se pueden aprovechar para la implementación de paneles fotovoltaicos, para este caso de estudio se usará la terraza del edificio Juan Botasso de la Universidad Politecnica Salesiana Sede Cuenca que cuenta con un área de 940 m<sup>2</sup>, paneles solares de 460 W y dos inversores netamente para el sistema fotovoltaico de 90 kW.

Para llevar a cabo este análisis, se emplea el método de dimensionamiento por área, el cual se calcula de manera autónoma mediante el software PVsyst [12].

### C. Optimización Homer Pro

En la Tabla 1 se observan los parámetros de generación fotovoltaica, valores que han sido obtenidos del software PVsyst y cargados en Homer Pro.

TABLE I  
RESUMEN DEL SISTEMA GLOBAL

Parámetro	Valor
Número de módulos	432
Producción del sistema	300 MWh/año
Producción específica	1527 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.879
Producción normalizada	4.18 kWh/kWP/día
Pérdidas del conjunto	0.52 kWh/kWP/día
Pérdidas del sistema	0.05 kWh/kWP/día

Para este caso de estudio se ha propuesto dos configuraciones para el sistema.

Estas dos configuraciones constan de módulos fotovoltaicos con inversores, un inversor bidireccional utilizados solo para las baterías, la red eléctrica y finalmente baterías de iones de litio estas son muy utilizadas en los sistemas de almacenamiento residenciales y a gran escala en los sistemas BESS [13],[14], [15].

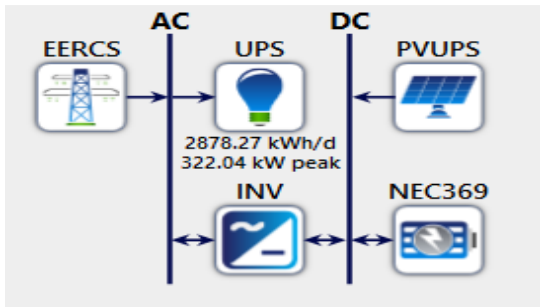


Fig. 5. Diseño primer escenario

En la figura 5 se presenta un sistema que consta de una generación fotovoltaica, mientras que en la figura 6 la generación propuesta es el doble de capacidad que la anterior. Esta elección se realiza con el objetivo específico de observar cómo se almacena la energía en las baterías para atenuar los picos de demanda durante las horas de mayor consumo. El aumento en la capacidad de generación fotovoltaica entre las dos configuraciones permite evaluar cómo el sistema responde y gestiona la energía excedente, ofreciendo así una perspectiva más amplia sobre la eficacia del almacenamiento de energía y su capacidad para mitigar los picos de demanda.

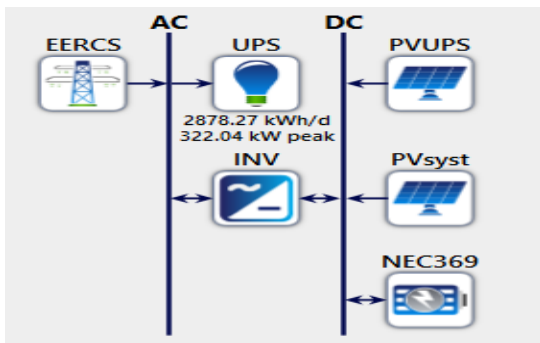


Fig. 6. Diseño segundo escenario

#### D. Irradiancia Solar

Los datos de irradiancia solar han sido obtenidos del software HOMER Pro seleccionando la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca, estos se utilizan para predecir la energía distribuida durante el día, mes y año y de esta manera realizar el despacho energético fotovoltaico.

TABLE II  
DATOS DE RADIACIÓN MENSUAL

Month	Clearness Index	Daily Radiation (kWh/m <sup>2</sup> /day)
Jan	0.424	0.390
Feb	0.402	4.250
Mar	0.423	4.450
Apr	0.431	4.330
May	0.446	4.190
Jun	0.462	4.150
Jul	0.459	4.190
Aug	0.462	4.490
Sep	0.442	4.550
Oct	0.433	4.540
Nov	0.457	4.730
Dec	0.447	4.570

En la Tabla III se muestran los datos de entrada de irradiancia para Homer obtenidos de la NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER).

#### III. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Después de configurar los parámetros necesarios para llevar a cabo la simulación en el software HOMER Pro, se presentan los resultados obtenidos de los sistemas fotovoltaicos en ambos escenarios: el escenario 1 (Figura 5) y el escenario 2 (Figura 6).

En cada caso, se analiza cómo se comporta la reducción de los picos de demanda con el uso del almacenamiento. Esta estrategia se implementa cargando las baterías del sistema fotovoltaico durante el día con el exceso de energía disponible y descargándolas de manera programada de 18:00 a 20:00 como se observa en la (figura 7), este período es en el que se registran los picos de demanda más significativos en el consumo de la Universidad Politécnica Salesiana.

Este enfoque de carga y descarga estratégica tiene como objetivo aprovechar al máximo la capacidad de almacenamiento para mitigar los costos asociados con los picos de demanda, contribuyendo así a la eficiencia energética y a la reducción de los gastos eléctricos en la institución.

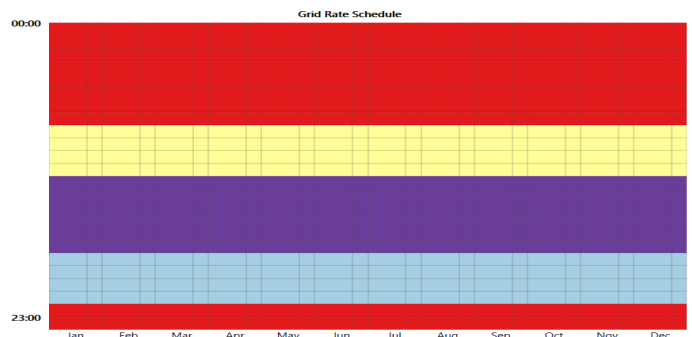


Fig. 7. Horarios control de carga y descarga

- Primer elemento en rojo, consumo de red 22h00 a 07h:00.
- Segundo elemento en amarillo, carga de batería 08h00 11h00.
- Tercer elemento en morado, carga de batería 11h00 18h00.
- Cuarto elemento en celeste, descarga de batería de 18h00 a 22h00.

### A. Escenario Uno

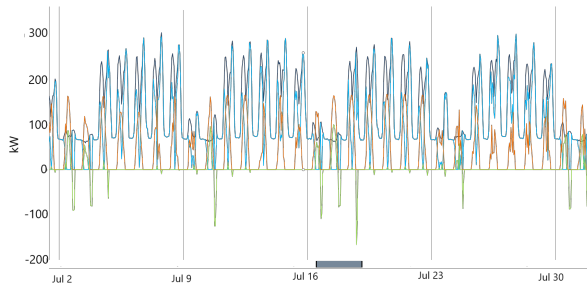


Fig. 8. Simulación del sistema fotovoltaico escenario 1

- Compras de Red
- Carga Eléctrica total suministrada
- Estado de batería
- Potencia de salida de PVsyst

En la (figura 8) se muestra el resultado de la simulación con un arreglo fotovoltaico en el mes de Julio, donde existe más consumo energético.

Es importante señalar que la estrategia de reducir el pico de demanda a 0 kW no es aplicable durante todo el año. Esto se debe a que en varios días del año, los picos de demanda son más elevados. En consecuencia, se requeriría una mayor capacidad de generación fotovoltaica para abastecer estos niveles de demanda, aspecto que será analizado en detalle en el escenario 2.

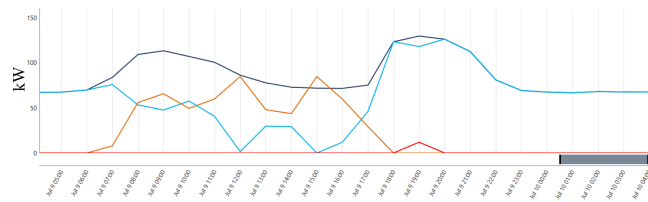


Fig. 9. Reducción de pico demanda escenario 1

- Potencia de salida de PVsyst
- Compras de red
- Descarga de las baterías.

En la figura 9 se observa la descarga de la batería, se logra la reducción del pico, sin embargo, como se nota no es muy grande, esto debido a que la generación no supera el consumo. Al ser un mes de alto consumo se requiere bastante generación.

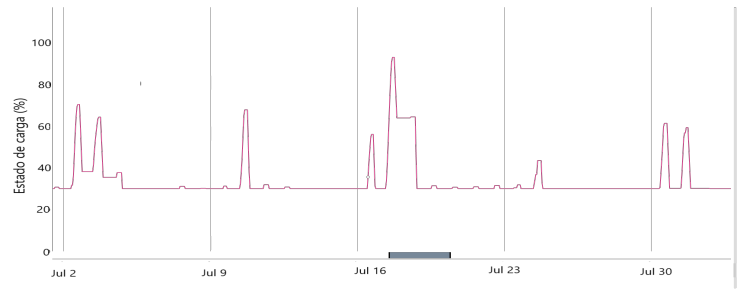


Fig. 10. Estado de carga de batería escenario 1

- Compras de Red
- Carga Eléctrica total suministrada
- Potencia de salida de PVsyst1
- Descarga de la batería

En la figura 10 se muestra el estado de carga de las baterías en el mes de Julio, donde se tiene una carga completa en los días de menor consumo, esto dependerá netamente de factores climáticos y del consumo energético en el momento de generación.

### B. Sistema fotovoltaico propuesto escenario dos

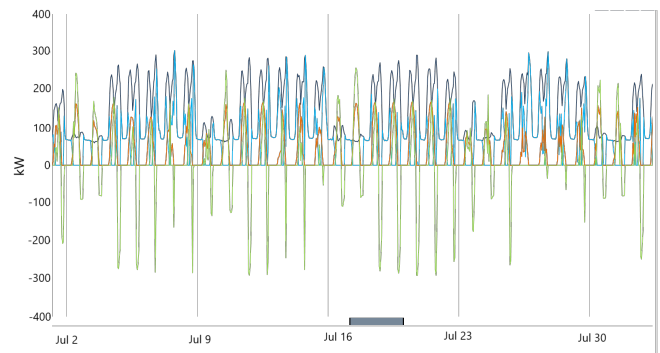


Fig. 11. Simulación del sistema fotovoltaico escenario 2

- Compras de Red
- Carga Eléctrica total suministrada
- Estado de batería
- Potencia de salida de PVsyst1
- Potencia de salida de PVsyst2
- Descarga de la batería

En la figura 11 se muestra la simulación del sistema del escenario 2 en el mes de Julio, mes de mayor consumo con el doble de inyección fotovoltaica.

- Compras de Red
- Carga Eléctrica total suministrada
- Potencia de salida de PVsyst1
- Potencia de salida de PVsyst2
- Descarga de la batería

En la Figura 12 se refleja la reducción completa del pico en la curva de demanda por la inyección de la energía almacenada en las baterías, se nota un pequeño ascenso de



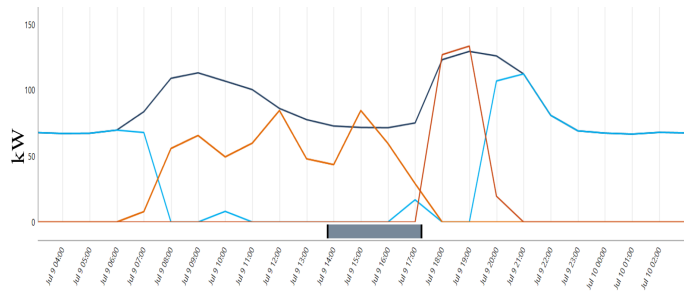


Fig. 12. Reducción del pico en un día

consumo cuando la producción fotovoltaica está por terminar (atardecer) y enseguida se empieza con la descarga de la batería, así logrando esa reducción.

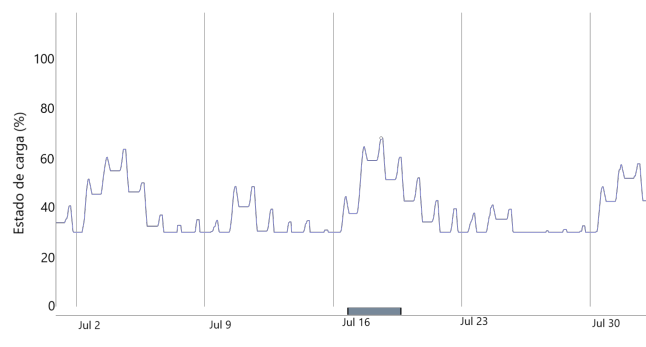


Fig. 13. Estado de carga escenario 2

En la Figura 13 se presenta el estado de carga de la batería en el mes de Julio, con una generación fotovoltaica duplicada en comparación con la Figura 10. En este escenario (escenario 2), se emplea una batería de mayor capacidad para aumentar el almacenamiento disponible. Esta estrategia tiene como objetivo reducir los picos de demanda eléctrica de manera más significativa.

El estado de carga de la batería en el escenario 2 se destaca por ser más favorable, gracias a la ampliación de la capacidad de generación fotovoltaica. La utilización de una batería más grande y un aumento correspondiente en la generación solar permiten gestionar de manera más efectiva la demanda eléctrica, contribuyendo a una reducción más pronunciada de los picos de consumo.

#### IV. DISCUSIÓN

Según los valores facturados por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur los costos de las necesidades eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana en el año 2022 fueron de \$97,598, a esto se le suma la el costo por demanda que fue de \$15330,53. En total un costo de \$112,928.45, así como se muestra en la tabla III

TABLE III  
VALORES FACTURADOS 2022

Mes	Demanda Max. (kW)	Recargo Demanda	Costo Energía	Total
Enero	255	\$ 1.166,88	\$ 7.973,03	\$ 9.139,91
Febrero	254	\$ 1.162,30	\$ 7.142,91	\$ 8.305,21
Marzo	258	\$ 1.121,11	\$ 7.978,89	\$ 9.100,00
Abril	305	\$ 1.377,40	\$ 8.270,70	\$ 9.648,10
Mayo	317	\$ 1.450,59	\$ 8.794,34	\$ 10.244,93
Junio	279	\$ 1.276,70	\$ 7.574,45	\$ 8.851,15
Julio	323	\$ 1.478,05	\$ 9.108,60	\$ 10.586,65
Agosto	298	\$ 1.363,65	\$ 9.108,60	\$ 10.472,25
Septiembre	230	\$ 1.053,40	\$ 7.323,17	\$ 8.376,57
Octubre	285	\$ 1.304,16	\$ 8.262,72	\$ 9.566,88
Noviembre	286	\$ 1.308,74	\$ 8.298,63	\$ 9.607,37
Diciembre	277	\$ 1.267,55	\$ 7.761,88	\$ 9.029,43
		\$ 15.330,53	\$ 97.597,92	\$ 112.928,45

La investigación abordó dos escenarios para la integración de un sistema fotovoltaico con almacenamiento con el objetivo de atenuar los picos en la curva de demanda.

En el escenario 1, se tiene una inversión aproximada de \$152.500 para el sistema. Así demostrando la reducción de los picos de manera económica en la tabla 3.

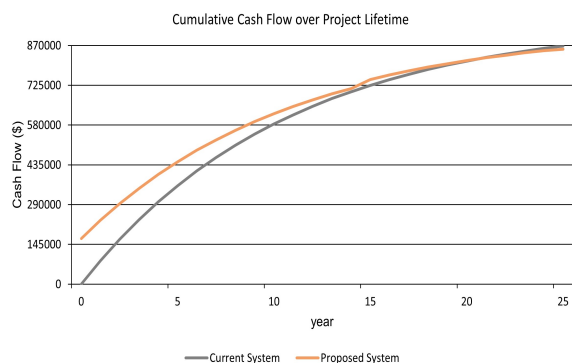


Fig. 14. Flujo efectivo escenario 1

En la Figura 14 se muestra el flujo efectivo del proyecto, teniendo un reembolso de 8 años.

TABLE IV  
VALORES ESCENARIO 1

Mes	Demanda Max. (kW)	Recargo Demanda	Costo Energía	Total
Enero	244	\$ 1.116,54	\$5.773	\$ 6.889,54
Febrero	238	\$ 1.089,08	\$5.106	\$ 6.195,08
Marzo	233	\$ 1.012,48	\$5.492	\$ 6.504,48
Abril	286	\$ 1.291,59	\$6.107	\$ 7.398,59
Mayo	300	\$ 1.372,80	\$6.377	\$ 7.749,80
Junio	269	\$ 1.230,94	\$5.293	\$ 6.523,94
Julio	310	\$ 1.372,80	\$6.475	\$ 7.847,80
Agosto	278	\$ 1.272,13	\$5.247	\$ 6.519,13
Septiembre	221	\$ 1.012,18	\$4.354	\$ 5.366,18
Octubre	280	\$ 1.281,28	\$5.564	\$ 6.845,28
Noviembre	274	\$ 1.253,83	\$5.688	\$ 6.941,83
Diciembre	263	\$ 1.203,49	\$5.212	\$ 6.415,49
		\$ 14.509,14	\$66.688,00	\$81.197,14

En el escenario 2, se observa una mejora significativa en la reducción de los picos gracias al aumento en la generación de energía fotovoltaica, demostrado económicamente en la tabla

V. Sin embargo, es importante destacar que este incremento conlleva un aumento en la cantidad de baterías, lo que se traduce en una inversión adicional aproximada de \$41000 por banco de baterías, esto debido al tipo de batería que se utiliza. Este enfoque no llega a ser económicamente viable, ya que compromete la rentabilidad del proyecto.

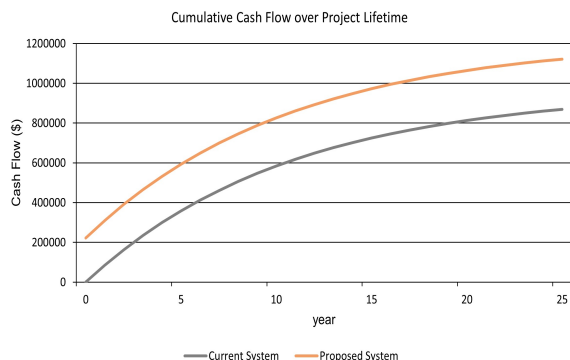


Fig. 15. Flujo efectivo escenario 2

En la figura 15 se muestra el flujo efectivo del proyecto, en donde se observa que no tiene ningún reembolso, es decir, el proyecto no es viable con esta configuración, esto debido a que la inversión inicial es muy grande.

TABLE V  
VALORES ESCENARIO 2

Mes	Demanda Max. (kW)	Recargo Demanda	Costo Energía	Total
Enero	232	\$ 1.061,63	\$3.599	\$ 4.660,63
Febrero	233	\$ 1.066,20	\$3.134	\$ 4.200,20
Marzo	220	\$ 955,99	\$2.985	\$ 3.940,99
Abril	268	\$ 1.210,31	\$4.061	\$ 5.271,31
Mayo	293	\$ 1.340,77	\$4.046	\$ 5.386,77
Junio	254	\$ 1.162,30	\$3.144	\$ 4.306,30
Julio	303	\$ 1.386,53	\$4.066	\$ 5.452,53
Agosto	278	\$ 1.272,13	\$3.258	\$ 4.530,13
Septiembre	174	\$ 796,92	\$2.172	\$ 2.968,92
Octubre	230	\$ 1.052,48	\$2.712	\$ 3.764,48
Noviembre	274	\$ 1.253,83	\$3.058	\$ 4.311,83
Diciembre	224	\$ 1.025,02	\$2.967	\$ 3.992,02
		\$ 13.584,10	\$ 39.202,00	\$52.786,10

Se han identificado limitaciones en la rentabilidad económica, especialmente al considerar el ciclo de vida útil de las baterías y los costos asociados. Por lo tanto, es crucial examinar detenidamente la relación costo-beneficio para determinar la viabilidad económica del proyecto.

En resumen, aunque el escenario 2 presenta una mejora en la reducción de picos de demanda mediante el aumento de la generación fotovoltaica, la viabilidad económica se ve desafiada por las implicaciones financieras asociadas con el incremento en el tamaño o cantidad de baterías requeridas. Este análisis destaca la importancia de considerar cuidadosamente los aspectos económicos para tomar decisiones informadas sobre la implementación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento.

## V. CONCLUSIÓN

En este caso de estudio, mediante el análisis de dos escenarios diferentes, se pudo identificar mejoras significativas, cerca del 7 % (20 kW) en la reducción del pico máximo en el mes de mayor consumo y en el consumo energético anual una reducción cerca del 53 % en el escenario que implica un aumento en la producción de energía fotovoltaica, en comparación al escenario uno, donde el pico máximo se reduce un 4 % (13 kW) y en el consumo anual 28 %.

Se destaca la importancia de considerar cuidadosamente el equilibrio entre la producción de energía y el tamaño del sistema de almacenamiento. Si bien un aumento en la producción de energía puede llevar a una mejora en la reducción de picos, también conlleva mayores costos de inversión y mantenimiento pudiendo llegar a un incremento aproximado del 30 %.

Si bien estas tecnologías ofrecen beneficios significativos para la gestión de la demanda energética en grandes consumidores, esto puede llegar a afectar a las empresas generadoras de energía en épocas de estiaje.

Una alternativa para la gestión del caso de estudio puede ser la implementación de otro software en conjunto a HOMER PRO donde se pueda programar una configuración más específica de carga y descarga de las baterías.

## REFERENCES

- [1] F. Hafiz, A. R. de Queiroz, and I. Husain, "Solar generation, storage, and electric vehicles in power grids: Challenges and solutions with coordinated control at the residential level," *IEEE Electrification Magazine*, vol. 6, no. 4, pp. 83–90, 2018.
- [2] A. Burgio, D. Cimmino, M. Dolatabadi, M. Jasinski, Z. Leonowicz, and P. Siano, "Virtual energy storage system for peak shaving and power balancing the generation of a mw photovoltaic plant," *Journal of Energy Storage*, vol. 71, p. 108204, 2023.
- [3] Y. Yang, H. Li, A. Aichhorn, J. Zheng, and M. Greenleaf, "Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 982–991, 2014.
- [4] Y. Riesen, P. Ding, S. Monnier, N. Wyrtsch, and C. Ballif, "Peak shaving capability of household grid-connected pv-system with local storage: a case study," tech. rep., 2013.
- [5] F. Hafiz, A. R. de Queiroz, and I. Husain, "Coordinated control of pev and pv-based storages in residential systems under generation and load uncertainties," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 6, pp. 5524–5532, 2019.
- [6] B. Li, H. Miao, and J. Li, "Multiple hydrogen-based hybrid storage systems operation for microgrids: A combined topsis and model predictive control methodology," *Applied Energy*, vol. 283, p. 116303, 2021.
- [7] A. Salto, A. R. Villacorta, O. M. Siguencia, and D. Icaza, "Feasibility analysis for the implementation of floating solar panels in reservoirs of hydroelectric dams. case study mazar in ecuador," pp. 448–453, 2022.
- [8]
- [9] D. Stenlik, B. Zhang, R. Rocheleau, and J. Cole, "Energy storage as a peaker replacement: Can solar and battery energy storage replace the capacity value of thermal generation?," *IEEE Electrification Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 20–26, 2018.
- [10] S. W. Chisale, S. Eliya, and J. Taulo, "Optimization and design of hybrid power system using homer pro and integrated critic-promethee ii approaches," *Green Technologies and Sustainability*, vol. 1, no. 1, p. 100005, 2023.
- [11] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, "Mitigation of rooftop solar pv impacts and evening peak support by managing available capacity of distributed energy storage systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 3874–3884, 2013.

- [12] K. J. Sauer, T. Roessler, and C. W. Hansen, "Modeling the irradiance and temperature dependence of photovoltaic modules in pvsyst," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, no. 1, pp. 152–158, 2015.
- [13] K. Uddin, R. Gough, J. Radcliffe, J. Marco, and P. Jennings, "Techno-economic analysis of the viability of residential photovoltaic systems using lithium-ion batteries for energy storage in the united kingdom," *Applied Energy*, vol. 206, pp. 12–21, 2017.
- [14] E. Tervo, K. Agbim, F. DeAngelis, J. Hernandez, H. K. Kim, and A. Odukumaiya, "An economic analysis of residential photovoltaic systems with lithium ion battery storage in the united states," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 1057–1066, 2018.
- [15] Y. Basheer, S. M. Qaisar, A. Waqar, F. Lateef, and A. Alzahrani, "Investigating the optimal dod and battery technology for hybrid energy generation models in cement industry using homer pro," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 81331–81347, 2023.