

Estudio de Prefactibilidad de una Microrred Eléctrica Híbrida en el Corregimiento de San

José (El Charco-Nariño)

Martín Alejandro Pachón Ballesteros

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Electricista

Director

Juan Carlos Oviedo Cepeda

Ingeniero Electricista

Codirector

César Antonio Duarte Gualdrón

PhD en Ingeniería Eléctrica y Computación

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios nuestro creador todo poderoso por darnos las habilidades, el conocimiento y la perseverancia para poder llegar a esta meta en nuestra vida.

A los profesores que estuvieron dispuestos a todo tipo de orientación y colaboración para el desarrollo de este proyecto y crecimiento personal.

Al cuerpo administrativo del IPRED por la ayuda brindada en los aspectos normativos que los involucra a la permanencia académica en la institución.

A nuestros compañeros de estudio que estuvieron durante todo este camino de formación, por el apoyo y recomendaciones para poder avanzar en cada uno de los obstáculos que se presentaron en el camino.

A nuestras madres, nuestros hermanos y a nuestros compañeros de vida por estar siempre apoyándonos en este camino, alentándonos a seguir adelante, siempre queriendo que cumplamos cada una de nuestras metas propuestas.

Agradecimientos

A la universidad Industrial de Santander, por permitir la culminación de esta meta, como miembro de esta importante institución.

Al director de trabajo de grado por su acompañamiento y apoyo incondicional en el desarrollo del proyecto y todos los consejos y recomendaciones.

A cada uno de los docentes, por toda su orientación, todo lo aprendido durante nuestra formación y camino para poder optar por el título de Profesionales en Ingeniería Eléctrica.

A nuestras familias por estar siempre apoyándonos y estar siempre motivándonos.

A todos nuestros amigos que hicieron parte de este proceso.

A nuestros compañeros por estar acompañándonos en el desarrollo y crecimiento.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	14
1. Objetivos	18
1.1 Objetivo general	18
1.2 Objetivos específicos.....	18
2. Municipio El Charco	19
2.1 Identificación de Recursos Energéticos	21
2.2 Demanda Eléctrica del corregimiento San José.....	22
3. Prefactibilidad de una Microrred Eléctrica Híbrida (MEH)	24
3.1 Formulación de la metodología	26
3.2 Tarifas dinámicas	34
3.2.1 Tarifa plana (caso de referencia).....	35
3.2.2 Tarifa por Tiempo de Uso (ToU).....	36
3.2.3 Precio pico crítico (CPP)	37
3.2.4 Precios dinámicos del día siguiente (DADP).....	38
3.3 Simulación con el programa CVXMG	39
3.4 Resultados de simulación.....	45
4. Selección de una Estrategia de Gestión de la Demanda (EGD).....	54

4.1	Análisis de Datos	62
4.1.1	Costos Totales (total_costs)	62
4.1.2.	Tasa de retorno anual (anually_rate_of_return).....	64
4.1.3.	Inversión del sector privado (private_investment)	66
4.1.4.	Ganancias de los inversionistas privados (private_profits)	68
4.1.5.	Pagos de los clientes (customer_payments).....	69
4.1.6.	Consumo de combustible (diesel_consumption)	70
4.1.7.	Costos de combustible (diesel_cost).....	71
4.1.8.	Total costo nivelado de energía (total_lcoe).....	73
4.1.9.	Exceso de energía (excess_energy)	74
4.1.10.	Falta de energía (lack_energy).....	75
4.1.11.	Capacidad de paneles en el año (pv_capacity_this_year).....	77
4.1.12.	Capacidad de diésel en el año (dg_capacity_this_year)	79
4.1.13.	Capacidad de baterías en el año (bess_capacity_this_year)	80
4.1.14.	Capacidad de paneles solares(pv_capacity).....	81
4.1.15.	Capacidad total de plantas diésel (dg_capacity)	82
4.1.16.	Capacidad total de baterías (bess_capacity)	83
5.	Dimensionamiento y operación	86
5.1	Cantidad y capacidad de potencia de las instalaciones de la MEH	86
5.2	Operación de los equipos en un día de servicio en la MEH	91
5.3.	Comparación de escenarios (Escenario de referencia y Escenario DADP).....	95

6. Determinación de la prefactibilidad de la MEH en el corregimiento de San José.	98
7. Conclusiones.....	99
8. Recomendaciones.....	100
Referencias bibliográficas	101
Apéndices	102

Lista de Tablas

Tabla 1. Elemento de identificación Municipio de El Charco.....	19
Tabla 2. Infraestructura de la localidad.....	23
Tabla 3. Declaración de variables.....	27
Tabla 4. Datos de entrada para simulación de la MEH.....	40
Tabla 5. Información del sistema de almacenamiento de energía de la batería.....	42
Tabla 6. Información del generador diésel.....	42
Tabla 7. Información del Sistema fotovoltaico.....	43
Tabla 8. Información de falta de energía.....	44
Tabla 9. Información de exceso de energía.....	44
Tabla 10. Resultados de simulación tarifa plana (Flat).....	45
Tabla 11. Resultados de simulación tarifa por Tiempo de Uso (ToU).	47
Tabla 12. Resultados de simulación tarifa de Precio Pico Critico (CPP).....	49
Tabla 13. Resultados de simulación tarifa de precios dinámicos del día siguiente (DADP).....	51
Tabla 14. Variables económicas utilizadas para la selección de una EGD en la MEH.	55
Tabla 15. Variables técnicas utilizadas para la selección de una EGD en la MEH.	55
Tabla 16. Resultados de simulación variables económicas en el 1° año de operación.....	56
Tabla 17. Resultados de simulación variables técnicas en el 1° año de operación.....	57
Tabla 18. Resultados de simulación variables económicas en el 10° año de operación.....	58
Tabla 19. Resultados de simulación variables técnicas en el 10° año de operación.....	59
Tabla 20. Resultados de simulación variables económicas en el 20° año de operación.....	60

Tabla 21. Resultados de simulación variables técnicas en el 20° año de operación.....	61
Tabla 22. Tasa de retorno total acumulada de la inversión.....	66
Tabla 23. Tarifas seleccionadas para las variables de estudio	84
Tabla 24. Parámetros de dimensionamiento de la MEH.....	86
Tabla 25. Especificaciones técnicas de los módulos solares.	87
Tabla 26. Especificaciones técnicas plante diésel.....	88
Tabla 27. Especificaciones técnicas de las baterías	89
Tabla 28. Costos de las fuentes de generación y almacenamiento de la MEH.....	90
Tabla 29. Comparación de escenarios.....	96

Lista de Figuras

Figura 1. Diagrama unifilar de la localidad.	22
Figura 2. Entradas y salidas de la metodología propuesta.....	33
Figura 3. Componentes de una tarifa por tiempo de uso.	36
Figura 4. Costos totales para tres periodos de simulacion.....	63
Figura 5. Tasa de retorno anual en la MEH.	65
Figura 6. Inversion del sector privado en la MEH en los tres periodos de simulacion.	67
Figura 7. Ganancias del sector privado en tres periodos de simulacion.	68
Figura 8. Pagos de los usuarios de la MEH en tres periodos de simulacion.	69
Figura 9. Cantidad de combustible diésel requerido por la MEH en tres periodos de simulacion.	70
Figura 10. Costos de combustible diésel en la MEH para tres periodos de simulacion.	72
Figura 11. Total costo nivelado de energía en la MEH para tres periodos de simulacion.	73
Figura 12. Exceso de energía en la MEH para tres periodos de simulacion.....	75
Figura 13. Faltante de energía en la MEH en los tres periodos de simulacion.....	76
Figura 14. Capacidad de potencia de paneles solares del año para los tres periodos de simulacion.	77
Figura 15. Capacidad de potencia de plantas diésel para los tres periodos de simulacion.	79
Figura 16. Capacidad de potencia de baterías para los tres periodos de simulacion.	80
Figura 17. Capacidad de potencia total de paneles solares para los tres periodos de simulacion.	81
Figura 18. Capacidad de potencia total de las plantas diésel en los tres periodos de simulacion.	82

Figura 19. Capacidad de almacenamiento de energía total por las baterías en los tres periodos de simulacion.	83
Figura 20. Operación de la MEH en el primer año.....	91
Figura 21. Operación de la MEH en el décimo año.....	92
Figura 22. Operación de la MEH en el veinteavo año.....	93
Figura 23. Exceso de energía de la MEH en un día de servicio.	94
Figura 24. Falta de energía de la MEH en un día de servicio.....	95
Figura 25. Comparacion de demanda entre el escenario base y el escenario con EGD.	97

Lista de Apéndices

Apéndice A. Datos climatológicos y de demanda eléctrica del corregimiento El Charco.....	102
Apéndice B. Capacidades anuales de potencia y energía para cada esquema tarifario	102
Apéndice C. Capacidades totales acumuladas de potencia y energía para los cuatro esquemas tarifarios.	104

Resumen

Título: Estudio de Prefactibilidad de una Microrred Eléctrica Híbrida en el Corregimiento de San José (El Charco-Nariño) *¹

Autor: Martin Alejandro Pachón Ballesteros**²

Palabras Clave: Respuesta de la Demanda, Estrategia de Gestión de la Demanda, Microrred Eléctrica Híbrida, Prefactibilidad.

Descripción:

El presente estudio está diseñado para realizar un análisis de prefactibilidad de la implementación una Microrred Eléctrica Híbrida (en adelante “MEH”) en el corregimiento de San José (El Charco-Nariño). El corregimiento de San José hace parte de las Zonas No Interconectadas (en adelante “ZNI”) del país y actualmente no cuenta con servicio de energía eléctrica las 24 horas del día, lo que dificulta las labores productivas y el crecimiento económico del corregimiento.

La prestación del servicio de energía eléctrica a esta comunidad es solo por unas cuantas horas al día, y se realiza por medio de dos grupos electrógenos que funcionan con combustible diésel. La propuesta de este proyecto es considerar un caso hipotético en el que se incorporen distintas fuentes de generación, como un sistema fotovoltaico con paneles solares y baterías.

Con la incorporación de este sistema y la utilización de una Estrategia de Gestión de la Demanda (en adelante “EGD”) se pretende evaluar los efectos que tiene una EGD en el dimensionamiento y en la operación óptima de las fuentes de generación y almacenamiento.

Con la ayuda de herramientas computacionales como Anaconda 3.0 y Python 3.7 se realizarán las simulaciones pertinentes para conocer la capacidad a instalar de los equipos y la operación óptima de la MEH. Además, se analizan aspectos económicos y financieros que son importantes para determinar la prefactibilidad de este trabajo de grado.

*Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicomecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Director: Juan Carlos Oviedo Cepeda, Doctor en Ingeniería Eléctrica

Codirector: César Antonio Duarte Gualdrón, Doctor en Ingeniería Eléctrica y Computación

Abstract

Title: Prefeasibility Study for a Hybrid Microgrid in the Corregimiento of San José (El Charco-Nariño) *³

Author: Martín Alejandro Pachón Ballesteros. **⁴

Key Words: Demand Response, Demand Management Strategy, Smart Grid, Prefeasibility.

Description:

This study is designed to carry out a pre-feasibility analysis on implementing a Hybrid Electric Microgrid (hereinafter “MEH”) in the San José district (El Charco-Nariño). The township of San José is part of the Non-Interconnected Zones (hereinafter “ZNI”) of the country and currently does not have electricity service 24 hours a day, which hinders productive work and economic growth in the township.

The provision of electrical energy service to this community is only for a few hours a day and is carried out by means of two generators that run on diesel fuel. The proposal of this project is to consider a hypothetical case in which different generation sources are incorporated, such as a photovoltaic system with solar panels and batteries.

With the incorporation of this system and the use of a Demand Management Strategy (hereinafter “EGD”) it is intended to evaluate the effects that an EGD has on the sizing and optimal operation of the generation and storage sources.

With the help of computational tools such as Anaconda 3.0 and Python 3.7, the pertinent simulations will be carried out in order to know the capacity to install the equipment and the optimal operation of the MEH. In addition, economic and financial aspects that are important to determine the pre-feasibility of this degree work are analyzed.

* Degree project

** Faculty of Physicomechanical Engineering, Scholl of Electrical, Electronic and Telecommunications

Director: Juan Carlos Oviedo Cepeda, PhD. Electrical Engineering

Codirector: César Antonio Duarte Gualdrón, PhD. Electrical Engineering and Computer Science

Introducción

Uno de los principales pilares para el desarrollo económico, social y regional ha sido aumentar la cobertura energética en las ZNI del país. Según el informe de la Dirección Técnica de Gestión de Energía (DTGE) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (en adelante “SSPD”) sobre el diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI para el año 2019. “Las ZNI representan el 51% del territorio nacional y cuentan con una capacidad operativa de 241 MW, de los cuales 9,67 MW provienen de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE)” (Rey, O., Vélez, O., Serrano, S., Cubides, W., & Sáenz, G,2019).

Según la revista Energías renovables y sustentables se afirma:

“El acceso a electricidad asequible y de alta calidad es fundamental para el desarrollo de las economías modernas, las bajas tasas de acceso al servicio de energía eléctrica en zonas rurales remotas o comunidades aisladas del país representan una barrera importante para el desarrollo económico y social.” (Williams, N. J., Jaramillo, P., Taneja, J., & Ustun, T. S, 2015)

Esto ha motivado al gobierno nacional a establecer metas ambiciosas para ampliar el alcance de la electricidad como se menciona en el plan de desarrollo nacional 2018-2022 en los capítulos “Pacto por la calidad y eficiencia de los servicios públicos: agua y energía para promover la competitividad y el bienestar de todos” y “Pacto por los recursos minero-energéticos: para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades en los territorios”. En estos capítulos, se tienen como objetivos implementar soluciones alternativas para el acceso a los servicios públicos

en las zonas más apartadas, mejorar la calidad y eficiencia de la prestación de los servicios públicos e implementar nuevas tecnologías en zonas rurales y urbanas. Para lograr estos objetivos, se fijaron metas como aumentar la capacidad de generación energética con energías limpias (eólica y solar) de 22,4 MW a 1500 MW y apoyar el desarrollo de proyectos de eficiencia energética que beneficien principalmente los usuarios de bajos recursos (Vallejo, 2018).

No obstante, la falta de capital de fuentes públicas y de donantes ha impedido gravemente el logro de los objetivos de acceso al servicio de energía, lo que ha demandado una mayor participación del sector privado en las actividades de electrificación. Sin embargo, debido al alto nivel de riesgo asociado con los proyectos de electrificación descentralizada en zonas de bajos ingresos, los rendimientos marginales previstos de la inversión y la falta de políticas públicas claras y efectivas, han hecho que el sector privado no muestre un interés significativo en participar en estos proyectos (Williams, N. J, et al.,2015).

Según el informe final de la CREG volumen 2, sobre la determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para la actividad de generación en ZNI con plantas térmicas, en Colombia existen 1241 poblaciones denominadas sitios ZNI o que pertenecen a sitios donde no llega la red eléctrica Nacional Colombiana. La operación de las plantas diésel se hace de manera local y la mayoría de ellas se encuentran agrupadas en empresas de generación debidamente constituidas. La cabera municipal generalmente posee la planta más grande de la empresa, la cual puede ser operada por la empresa misma o por un tercero mediante un contrato de operación. Las plantas individuales aisladas son operadas por personal que depende de la empresa de distribución o que pertenece a la comunidad o municipio local y han sido entrenados en estas labores (GREG, 2013).

Por estas razones, lo que busca este trabajo de grado es la evaluación de una Estrategia de Gestión de la Demanda (EGD) en el dimensionamiento y operación óptima de una MEH en la que se utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER). La integración de distintas fuentes de generación a la matriz energética del corregimiento de San José, puede ser de gran provecho para los usuarios que actualmente no cuentan con el servicio de energía las 24 horas al día. De esta manera, la prefactibilidad de implementar una MEH en el corregimiento consiste en realizar un análisis preliminar de los impactos que tiene el uso de una EGD en el dimensionamiento y operación de las fuentes de generación y almacenamiento a través de la utilización de tarifas dinámicas en la MEH.

Con la ayuda de la librería CVXMG, que es un lenguaje de modelado de código abierto integrado en Python, se pueden representar distintos modelos de fuentes de energía, los sistemas de almacenamiento, como también las funciones de respuesta de la demanda de los clientes y las Estrategias de Gestión de la Demanda (EGD) para la planeación de MEH aisladas (cepeda, 2020).

Además, permite realizar análisis financieros como la identificación de las ganancias que tienen los inversionistas privados y las tasas de retorno anuales que pueden tener al invertir en proyectos de energización rural. De igual forma se puede conocer el precio máximo de las tarifas que deben pagar los usuarios en el tiempo de operación de la MEH. Esto permite identificar beneficios y la viabilidad de ejecutar este tipo de proyectos.

De esta manera, CVXMG es una buena herramienta para crear diferentes modelos de negocio debido a que permite saber el porcentaje que debe invertir el gobierno y el inversionista privado para obtener beneficios económicos y técnicos en el tiempo de vida del proyecto. Dicho esto, la

comparación del escenario en el que no existe una EGD con el escenario hipotético en el que se utiliza una EGD con las fuentes de FNCER en el corregimiento, busca crear interés en el sector privado para que exista una mayor participación y se puedan brindar soluciones energéticas óptimas en las comunidades aisladas.

Teniendo en cuenta lo anterior, el estudio de prefactibilidad se desarrolla en cuatro etapas. Inicialmente, se identificarán los recursos primarios energéticos, las condiciones ambientales y una estimación de la demanda promedio diaria del corregimiento de San José. La segunda etapa corresponde a la selección de la EGD a partir de la comparación de variables económicas y técnicas como lo son los costos totales, las ganancias de los inversionistas, la reducción de pago de los usuarios, la energía entregada por las fuentes de generación, entre otros. La tercera etapa comprende el dimensionamiento de las fuentes de generación y almacenamiento considerando los efectos que trae la utilización de una EDG sobre la capacidad a instalar de los equipos y la operación óptima de la MEH. Por último, se presentará la simulación del funcionamiento de la MEH, almacenando los datos de operación para posteriormente ser comparados con el caso base en el que no se utiliza una EGD y definir la prefactibilidad de la MEH en el corregimiento de San José.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Evaluar los efectos de implementar una Estrategia de Gestión de la demanda (EGD) en el dimensionamiento de una Microrred Eléctrica Híbrida en el corregimiento de San José (El Charco-Nariño) considerando una operación óptima de las fuentes de generación y almacenamiento.

1.2 Objetivos específicos

Estimar la demanda eléctrica y los recursos primarios de generación para el corregimiento de San José en el año 2019 por medio de bases de datos de acceso público.

Seleccionar un esquema tarifario a partir de variables económicas tales como (costos totales, pagos de los usuarios, ganancias de los inversionistas) y variables técnicas tales como (Energía entregada, Exceso de energía, Falta de Energía) que permita realizar el dimensionamiento y despacho óptimo energético de la microrred híbrida.

Determinar las características técnicas de la instalación de los generadores y sistemas de almacenamiento junto con los costos de adquisición.

Comparar los resultados obtenidos del dimensionamiento y de la operación de la microrred cuando se utiliza gestión de la demanda y cuando no se utiliza.

2. Municipio El Charco

El municipio de El Charco se encuentra ubicado en la costa norte del departamento de Nariño, con una altura promedio sobre el nivel del mar de 5 metros, sobre las vertientes de los ríos Iscuande, Tapaje, Amarales, Muchica y Sequionda. El Charco se localiza en la subregión Departamental Sanquianga, conformada por los municipios de: El Charco, La Tola, Mosquera, Olaya Herrera y Santa Barbara.

De acuerdo con el pacto municipal para el Municipio de El Charco se afirma que:

El municipio de El Charco cuenta con 2.485 km². Según el Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), ocupando un 3.86% del territorio del departamento de Nariño. En 2005 tenía 25.553 habitantes, con una proyección a 2018, según el DANE, de 41.042 habitantes. 72% habitan la zona rural y 28% en el casco urbano; cuya pertenencia étnica es notoria, el 94% de la población es afrocolombiana (28.938 habitantes), el 3% perteneciente al Pueblo Indígena Eperara Siapidaraa (882) y el 3% restante pertenece a otros grupos poblacionales (PMTR, pág. 3,2018).

A continuación, se muestran algunos elementos de identificación del Municipio El Charco.

Tabla 1

Elemento de identificación Municipio de El Charco

Variable	Dato
Nombre completo del Municipio	El Charco
Código DANE	52250

Superficie completa (Área rural y Urbana)	2485 km ²
---	----------------------

Altitud de la cabecera municipal	5 msnm
----------------------------------	--------

Temperatura promedio	28°C
----------------------	------

Norte: Océano Pacífico, Departamento del Cauca Municipio de Santa Barbara.

Limites

Sur: Municipios de El Rosario y Magui.

Oriente: Departamento del Cauca y Municipio de Leiva.

Occidente: Municipio de la Tola

Nota: Perfil productivo Municipio El Charco Nariño. Adaptado de: <https://n9.cl/f7gh>

El índice de necesidades básicas insatisfechas es del 81%, el de pobreza multidimensional, 99,05% y el índice de calidad de vida es del 42,34. Mientras que el departamental está en 44% y el nacional en 28%. La cobertura en salud para régimen subsidiado es del 73 % (2011) y únicamente un 3% en el contributivo. La cobertura neta en educación secundaria es del 34,27% y en la media vocacional del 9,2%, mientras que el nivel nacional es del 70%.

En cuanto a la cobertura de acueducto, El Charco presenta un porcentaje de 76,59% urbano con servicio de una hora a la semana, 0% en lo rural. El índice de riesgo de la calidad de agua en lo urbano es de 41,3%. El 45% del casco urbano cuenta con alcantarilla en mal estado y 0% el rural.

Así mismo en el Pacto Nacional para la transformación Regional (PMTR) en el municipio de El Charco se afirma que:

La interconexión eléctrica presenta un porcentaje de 93,40% en el casco urbano y en la zona rural el servicio se obtiene a través de generadores diésel en horarios de 4 a 6 horas día. Gran parte de estos se encuentran en mal estado al igual que su tendido eléctrico. (PMTR, pág. 3,2018).

En el periodo comprendido de 1985 a 2015, El Charco presento 1631 actos terroristas, hostigamientos o atentados; 452 amenazas; 35.909 personas desplazadas; 866 homicidios en el marco del conflicto; 12 minas personales; y 35 secuestrados, entre otros, que muestran la gravedad del orden público y social que ha azotado al municipio, agravado ahora con la presencia de las disidencias, presencia de nuevos grupos al margen de la ley y el incremento del narcotráfico.

2.1 Identificación de Recursos Energéticos

El estudio de prefactibilidad busca incorporar distintas fuentes de generación eléctrica renovable a la matriz energética del corregimiento de San José. El uso hipotético de un sistema fotovoltaico con baterías que ayude a suministrar la demanda eléctrica del corregimiento las 24 horas del día implica realizar una búsqueda de datos meteorológicos y climatológicos del municipio del Charco. Para ello, se utiliza el programa PVsyst 7.0 que es un software con versión gratuita que permite obtener datos horarios de radiación horizontal global solar y temperatura promedio para el municipio de El Charco en el año 2019.

Estos datos horarios se obtienen de la base de datos del programa PVsyst 7.0 y se importan al programa CVXMG de Python 3.7 para realizar las simulaciones necesarias que permitan dimensionar el sistema fotovoltaico de una manera óptima a partir de la selección previa de una EGD.

En el Anexo A se encuentran los datos horarios de temperatura e irradiación solar global para el municipio de El Charco para un año.

2.2 Demanda Eléctrica del corregimiento San José

De acuerdo con los informes mensuales de telemetría del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), el corregimiento de San José perteneciente a las ZNI del país cuenta con un total de 350 usuarios. La localidad tiene una central de generación como se observa en la Figura 1.

Figura 1

Diagrama unifilar de la localidad.

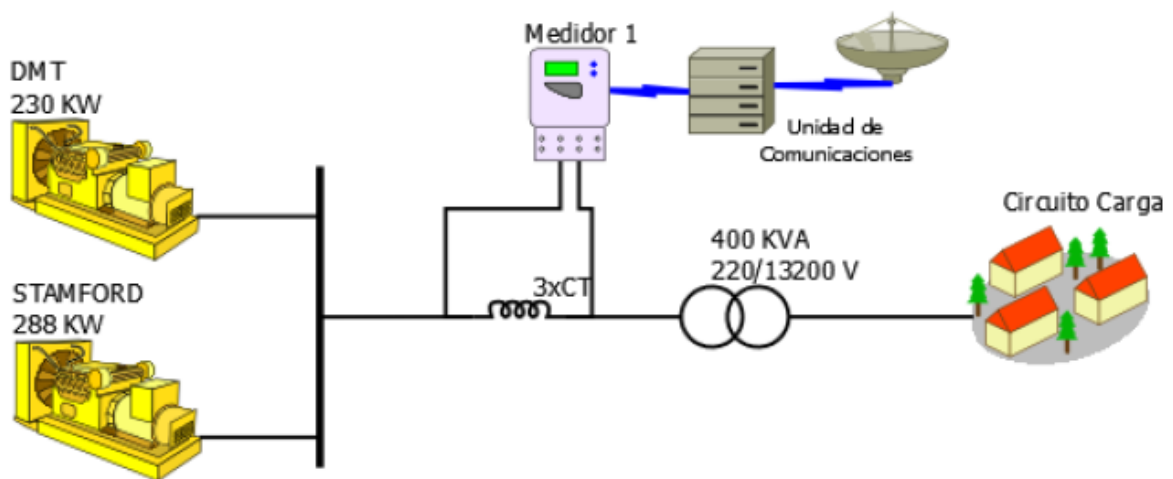


DIAGRAMA GENERAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TELEMETRÍA	
Localidad	
SAN JOSE-EL CHARCO	CNM-IPSE

Nota: Sistema Único de Información SUI – Año 2016. Adaptado de <http://reportes.sui.gov.co>

El corregimiento de San José cuenta con un total de capacidad instalada de generación de 518kW que están distribuidos en dos grupos electrógenos de 288 kW y 230kW, respectivamente. Se cuenta también con un banco de tres transformadores de corriente para la medición de energía

eléctrica y la unidad de comunicaciones. Un transformador de 400 KVA y relación 220/13200 [V] como se observa en la Figura 1. En la Tabla 2 se muestra la información de las unidades de generación y transformación de energía.

Tabla 2

Infraestructura de la localidad

Grupo Electrónico			
Ítem	Marca	Capacidad (kW)	Estado
1	DMT	230	en operación
2	Stanford	288	en operación

Transformadores		
Ítem	Capacidad (kW)	Estado
1	400	en operación

Nota: Adaptado de IPSE.

En los informes de telemetría se pueden encontrar las curvas de demanda promedio diaria mensual de la comunidad, esto quiere decir que el IPSE realiza un promedio de las curvas de carga promedio por tipo de día para tener una aproximación de la curva de carga que tendrá la comunidad en un día del mes (IPSE,2015).

Con base en la curva de Carga Promedio Diaria Mensual (CPDM) se realiza una estimación de carga para cada hora del día y se organizan todos los datos de demanda necesarios para realizar las simulaciones en CVXMG de Python 3.7 de forma que se pueda continuar con la etapa de simulación y dimensionamiento de la MEH.

3. Prefactibilidad de una Microrred Eléctrica Híbrida (MEH)

La noción de prefactibilidad no se encuentra incluida en el diccionario que elabora la Real Academia Española (RAE). Sí aparece el término factibilidad, que refiere a aquello que resulta factible (es decir, que se puede concretar o llevar a cabo). La prefactibilidad, por lo tanto, supone un análisis preliminar de una idea para determinar si es viable convertirla en un proyecto. El concepto suele emplearse en el ámbito empresarial y comercial (Pérez. J, Merino.M, 2015)

Al realizar un estudio de prefactibilidad del uso de una EGD en la etapa de planificación de una MEH aislada, se toman en cuenta diversas variables y se reflexiona sobre los puntos centrales de la idea de su posible implementación en el corregimiento de San José. Si se estima que su implementación es viable, la idea se transformará en un proyecto que será sometido, ahora sí, a un estudio de factibilidad. Este es el último paso antes de que el proyecto se materialice. Al estudiar la prefactibilidad, se suele recopilar toda la información posible para ponerla a consideración. Lo que permite un estudio de prefactibilidad es minimizar el riesgo: si se advierte que la idea no es factible, puede descartarse sin mayores daños, ya que aún no se habrá concretado la inversión que supone la concreción del proyecto.

En este sentido, el estudio de prefactibilidad de implementar una MEH en el corregimiento consiste en realizar un análisis previo de los aspectos técnicos y financieros que se deben tener en cuenta antes de hacer un estudio comparativo entre las ventajas y desventajas de utilizar una EGD en la etapa de planeación de un proyecto de inversión en este corregimiento. De esta manera, se

busca identificar los beneficios que se pueden tener al utilizar una Estrategia de Gestión de la Demanda (EGD) en el dimensionamiento y operación óptima de una MEH aislada.

La selección adecuada de una EGD no solo afecta el dimensionamiento de la MEH en el corregimiento, también afecta al Costo Nivelado de la Energía y la disposición a pagar de los usuarios. Más aún, si se considera la estrategia de gestión y la estructura tarifaria antes del dimensionamiento de la MEH, los cambios en las tarifas modificarán la curva de demanda y la capacidad de generación necesaria, lo cual a su vez cambiará los costos marginales de producción de la energía. De esta manera, se crea la oportunidad de aumentar o disminuir las ganancias de un proyecto. Definir una EGD adecuada que utilice una estructura tarifaria dinámica permite al planificador de la MEH ajustar el beneficio de cada proyecto para hacerlo factible, financieramente viable y compatible con las condiciones sociales existentes (Denner, J., Simatwa, E. M. W., Martínez-Valdés, José-Alfredo; Velázquez-Iturbide, J. Á., & Mart, A., 2017).

La importancia del dimensionamiento, gestión y fijación de la tarifa de la MEH es determinante para el éxito del proyecto de electrificación en el corregimiento. La gestión de la MEH también afecta la satisfacción que tiene el cliente al utilizar el servicio ofrecido por el operador. Demanda insatisfecha conduce a clientes insatisfechos, lo que generalmente reduce su disposición a pagar las tarifas y el proyecto puede empezar a deteriorarse. Por otro lado, un subdimensionamiento de las tarifas no permitiría recuperar los costos de inversión inicial, operación y mantenimiento de la MEH en el corregimiento. Un sobredimensionamiento de la tarifa podría generar disconformidades en los clientes, robos e impagos provocando, en ambos casos, el fracaso del proyecto (Denner, J., et al,2017).

Con la ayuda del paquete CVXMG basado en Python, se puede calcular el tamaño de una MEH en una comunidad aislada por medio de la selección de un EGD, además de realizar el dimensionamiento y el despacho óptimo de las fuentes de energía, CVXMG permite al planeador configurar la participación de las entidades en el diseño de una MEH aislada. En la siguiente sección se explica brevemente cómo funciona la formulación de la metodología en la que se seleccionará la EGD en la MEH para el corregimiento de San José.

3.1 Formulación de la metodología

El problema que busca resolver CVXMG es estudiar los efectos de las EGD sobre la planificación de una MEH hipotética en el corregimiento de San José. El estudio debe considerar el impacto de los aspectos técnicos y económicos. Esto requiere una metodología capaz de:

- Integrar diferentes fuentes de energía para la MEH.
- Calcular el tamaño de las fuentes de energía.
- Calcular el despacho de energía de las fuentes de energía.
- Considerar los efectos de una EGD durante la vida útil del proyecto.
- Considerar modelos de negocio para recrear las condiciones de la vida real del desarrollo de proyectos MEH.
- Fijar las tarifas de la energía para los clientes.
- Evaluar el impacto de las estrategias EGD sobre la planificación de MEH.

La formulación de la metodología asume que el planificador puede tener al menos un año de datos históricos de variables climáticas y demanda eléctrica. La formulación utiliza estos datos históricos para construir el análisis plurianual de la metodología utilizando una técnica de

construcción de escenarios. En este caso no hay presencia de cargas inteligentes o controlables en la MEH. Teniendo esto en cuenta, no es posible aplicar EGD avanzadas para la MEH. Debido a esta limitación, el presente estudio propone utilizar EGD basadas en precios. Este tipo de EGD ofrecen menos dificultad técnica que sus contrapartes más sofisticadas. A continuación, se listan las variables que son utilizadas a lo largo de la formulación en CVXMG.

Tabla 3*Declaración de variables***Modelado de la MEH**

t	Hora de optimización.	Horas
T	Número total de horas en el periodo de optimización.	Horas
n	Cliente específico de la microrred.	Sin unidades
N	Clientes totales de la microrred.	Sin unidades
m	Generador o fuente de almacenamiento específica de la microrred.	Sin unidades
M	Número total de generadores o sistemas de almacenamiento de la microrred.	Sin unidades
x	Esquema tarifario específico (Flat, ToU, CPP y DADP)	Sin unidades
X	Número total de esquemas tarifarios	Sin unidades
y	Bloque horario específico de la tarifa ToU	Sin unidades
Y	Número total de bloques horarios de la tarifa ToU	Sin unidades
D_o	Demanda eléctrica inicial de la comunidad	kW

D_f	Demanda eléctrica final de la comunidad	kW
$D_{n,o}$	Demanda eléctrica inicial de n-ésimo cliente	kW
$D_{n,f}$	Demanda eléctrica final de n-ésimo cliente	kW
L_m	Tiempo de vida de la m-ésima tecnología	
L_p	Tiempo de vida de la MEH	Años
I_m	Inversión inicial unitaria del <i>m-ésimo</i> dispositivo	USD/kWh
C_m	Capacidad instalada del <i>m-ésimo</i> dispositivo	kW
E_m	Cantidad de energía entregada del <i>m-ésimo</i> dispositivo	kWh
$E_{B,t}$	Energía almacenada en la batería en el tiempo <i>t</i> .	kWh
A_m	Costo unitario de generación del <i>m-ésimo</i> dispositivo.	USD/kWh
ξ_m	Costo unitario de mantenimiento del <i>m-ésimo</i> dispositivo	USD/kWh
Análisis Financiero		
ζ	Total de los gastos de capital	USD
φ	Total de los gastos operacionales.	USD
φ_{ci}	Porcentaje de CAPEX pagado por el inversor privado.	Sin unidades
φ_{cg}	Porcentaje de CAPEX pagado por el gobierno	Sin unidades
φ_{oi}	Porcentaje de OPEX pagado por el inversionista privado.	Sin unidades
φ_{og}	Porcentaje de OPEX pagado por el gobierno	Sin unidades
R	Tasa interna de retorno de los inversionistas	Sin unidades
Fc	Factor de racionamiento de energía eléctrica.	Sin unidades

Diseño de la tarifa

Π_x	Vector de precios del esquema tarifario x.	USD/kWh
$\Pi_{x, min}$	Valor mínimo de la tarifa x	USD/kWh
$\Pi_{x, max}$	Valor máximo de la tarifa x	USD/kWh
Π_{base}	Precio base de la tarifa CPP	USD/kWh
Π_{pico}	Precio pico de la tarifa CPP	USD/kWh
T_{base}	Tiempo bajo precio base para la tarifa CPP	Sin unidades
T_{pico}	Tiempo bajo precio pico para la tarifa CPP	Sin unidades
V_{peak}	Tiempo que Π_{base} es escalado en la tarifa CPP	Sin unidades
ϕ_{peak}	Porcentaje del horizonte T permitido para tener un precio pico.	Sin unidades
Π_t	Precio horario de la tarifa DADP.	USD/kWh
Ψ_L	Precio del diésel por litro.	USD/Litro
Π_y	Y precio horario de la tarifa ToU.	Sin unidades
a,b,c,d	Horas de cambio del precio de la tarifa ToU	Sin unidades
Π_{flat}	Tarifa plana	USD/kWh
Π_{ToU}	Tarifa por tiempo de uso	USD/kWh
Π_{CPP}	Tarifa de precio pico crítico	USD/kWh
Π_{DADP}	Tarifa de precios dinámicos del día siguiente	USD/kWh

La formulación también asume que los inversionistas del proyecto son públicos y privados, entre ellos se dividirán las sumas totales de inversión de la MEH tal como se observa en las ecuaciones (1) y (2).

Ecuación 1

Porcentaje de Capex expresado en forma decimal pagado por el inversionista privado y el gobierno

$$\varphi_{ci} + \varphi_{cg} = 1 \quad (1)$$

Ecuación 2

Porcentaje de Opex expresado en forma decimal pagado por el inversionista privado y el gobierno

$$\varphi_{oi} + \varphi_{og} = 1 \quad (2)$$

La ecuación 1 representa la proporción de Capex pagada por el inversionista privado y el gobierno, la ecuación 2, de manera similar, representa la proporción de Opex pagada por el inversionista privado y el gobierno. El Capex ζ se refiere a los gastos de capital, es obtenido utilizando la capacidad instalada y el costo unitario de instalación I_m de las diferentes fuentes de generación y almacenamiento tal como se observa en la ecuación 3.

Ecuación 3

Gastos de capital

$$\zeta = \sum_{m=1}^M C_m \times I_m \quad (3)$$

El Opex, ϑ , se refiere a los gastos operacionales, es obtenido utilizando el costo unitario de despacho λ_m y el costo unitario de mantenimiento ξ_m , del cual ambos dependen de la energía despachada E_m de las diferentes tecnologías de generación y almacenamiento. En la ecuación 4 se muestra la ecuación para obtener los costos asociados al Opex.

Ecuación 4

Costos asociados al Opex

$$\vartheta = \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M (\lambda_{m,t} + \xi_{m,t}) E_{m,t} \quad (4)$$

La formulación propuesta considera las tarifas como el principal flujo de ingresos para los inversionistas. En este sentido, deben ser suficientes para garantizar la recuperación de sus inversiones y la tasa de rendimiento interna esperada ($R \in (0,1)$) que ellos definirán para participar en el proyecto. La ecuación 5 garantiza que los inversionistas recuperan su inversión y la tasa de retorno interna en el peor de los casos.

Ecuación 5

Garantía de recuperación de la inversión

$$\pi_x D_f - (\varphi_{ci} \zeta + \varphi_{oi} \vartheta)(1 + R) \geq 0 \quad (5)$$

En este trabajo se asume que los inversionistas públicos tienen una participación del 100% sobre los gastos de capital (Capex) y del 70% sobre los gastos operativos (Opex), de esta forma, los inversionistas privados no tienen participación en los gastos de capital y asumen el 30% restante de los gastos operativos.

El uso de la librería CVXMG de Python 3.7 para el dimensionamiento y operación de la MEH en el corregimiento de San José es sencillo. En primera instancia CVXMG utiliza dos

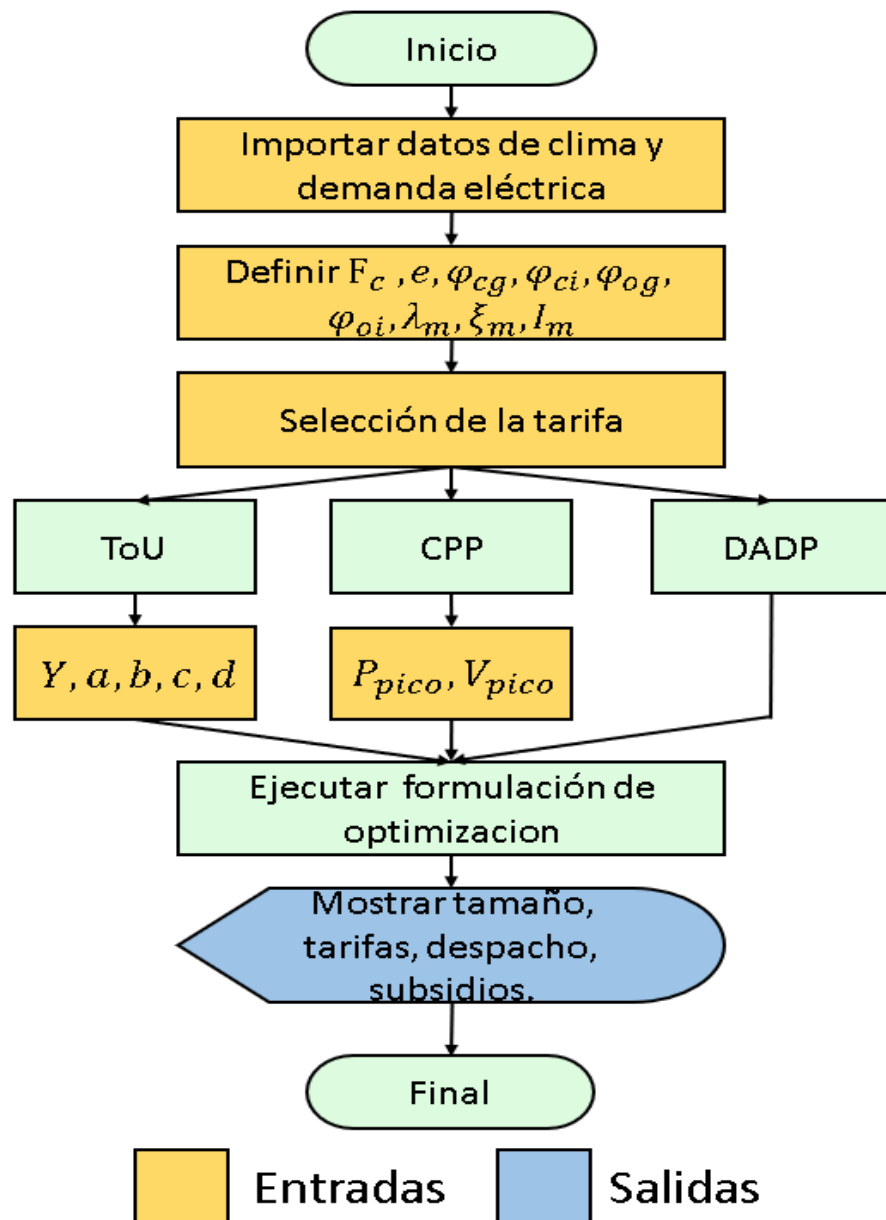
diccionarios simples "prob_info" y "sources_info" para crear diferentes arquitecturas de MEH. Estos dos diccionarios son atributos de las clases de constructores. CVXMG ofrece tres clases de constructores diferentes: uno para análisis determinístico, otro para análisis multianual y otro para análisis estocástico multianual. En este caso solo se utilizará un constructor para un análisis multianual. De acuerdo con CVXMG 2.0 se afirma que:

“Este constructor utiliza la información de “prob_info” para conocer la arquitectura de la MEH y la información de “sources_info” para conocer las características de las fuentes de energía. CVXMG crea las fuentes de energía de la MEH como objetos utilizando las capacidades de Programación Orientada a Objetos (POO) que ofrece Python. El uso de objetos para las fuentes de energía permite a CVXMG construir la formulación de optimización del problema utilizando un enfoque Plug and Play”. (CVXMG2.0, 2020)

En la Figura 2 se muestran las relaciones entre el dimensionamiento y la EGD que utiliza la formulación para el desarrollo del proyecto.

Figura 2

Entradas y salidas de la metodología propuesta



Nota: Adaptado de: J. Oviedo et al, Diseño de esquemas tarifarios como mecanismo de respuesta a la demanda para SAMG.

Una vez se definen los diccionarios “prob_info” y “sources_info”, se necesita ejecutar el constructor. Para calcular el tamaño de una MEH utilizando un análisis multianual, se debe ejecutar el siguiente comando:

```
import CVXMG as cm  
MicroGrid = cm.MultiyearDSMS(prob_info, sources_info)
```

Con la línea de comandos anterior se creará la estructura de la MEH en el objeto MicroGrid y se garantizará que toda la formulación de optimización siga las reglas de Programación Convexa Disciplinada (PCD) ya establecidas en CVXPY. Este constructor automáticamente llama al método MicroGrid.solveMG() para resolver la formulación en cada año de simulación y se almacenarán los resultados en el objeto MicroGrid. Para extraer los resultados, solo se debe ejecutar:

```
summary, dispatch_results = MicroGrid.resultsMG()
```

Con esta línea de código, se creará una estructura de pandas en el resumen de variables con las variables esenciales de los resultados de tamaño. Además, el método creará otra estructura de pandas para almacenar los resultados del envío de las fuentes de energía.

Finalmente, para generar gráficos predeterminados de los resultados, se puede llamar al método:

```
MicroGrid.plotMG()
```

3.2 Tarifas dinámicas

Antes de proceder con la simulación del programa, se realiza una breve descripción de las tarifas dinámicas que se utilizan en las simulaciones. Esto con el fin de conocer más a fondo cómo trabaja cada una de estas en la operación de una MEH. Para empezar, la metodología integra las tarifas dinámicas ToU, CPP, DADP como EGD en el dimensionamiento de la MEH. El caso de

referencia para las comparaciones no utiliza una EGD, solo utiliza una tarifa plana. La descripción del caso de referencia y cada una de las EGD se presentan a continuación.

3.2.1 Tarifa plana (caso de referencia)

En términos generales, el valor de una tarifa plana es la suma de todos los costos de producción de energía dividida por la cantidad total de energía producida (Inversin2000). La ecuación (6) describe los pagos anuales utilizando una tarifa plana regular.

Ecuación 6

Pagos anuales utilizando una tarifa plana regular

$$\pi_{flat} = \frac{\zeta + \sum_{t=1}^T \vartheta}{\sum_{t=1}^T D_f} (1 + R) \sum_{t=1}^T D_f \quad (6)$$

Sin embargo, este enfoque tradicional no establece una tarifa óptima para recuperar inversiones minimizando los costos de energía. Se puede introducir en CVXMG una variable de decisión π^{flat} en la formulación para encontrar el precio óptimo para la tarifa.

Ecuación 7

Tarifa plana estándar

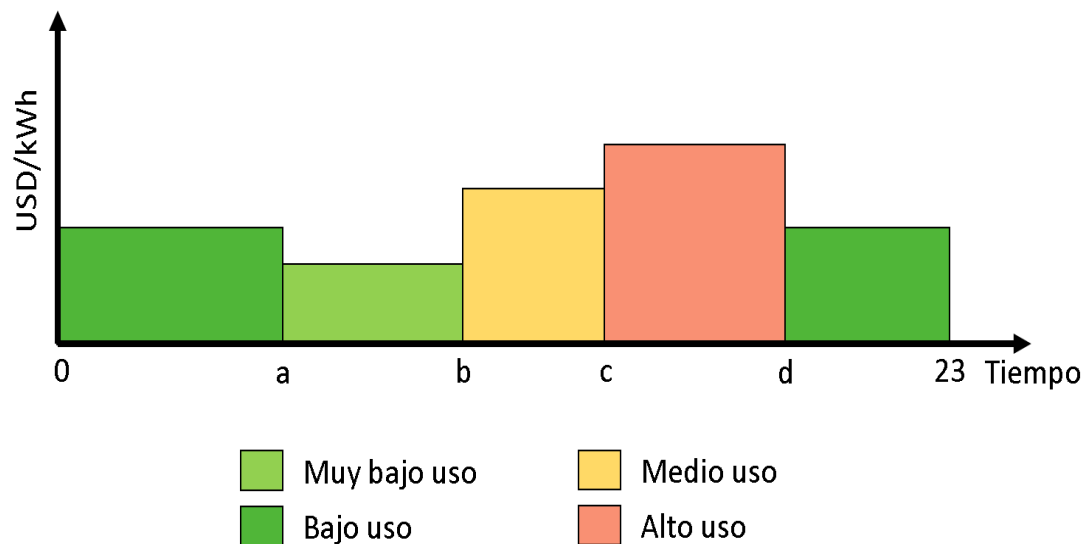
$$\pi_{flat} = \sum_{t=1}^T D_{n,f} \quad (7)$$

3.2.2 Tarifa por Tiempo de Uso (ToU)

Las tarifas de ToU varían diaria o estacionalmente en un horario fijo, utilizando dos o más precios constantes (Baatz,2017). Uno de los principales beneficios de este tipo de tarifa es su estabilidad durante largos periodos, lo que le da al cliente una mejor capacidad de adaptación a la misma (Glick2014, Kostkova, 2013). Para crear una tarifa ToU, el planificador debe definir el número de bloques, Z , y las horas de inicio y finalización de cada z -ésimo bloque (Glick2014). El problema de optimización considera los precios π_z de los Z bloques como variables de decisión. La siguiente figura muestra los componentes principales de una tarifa ToU, y la ecuación (8) presenta los pagos anuales utilizando Z Diferentes horarios de precios.

Figura 3

Componentes de una tarifa por tiempo de uso



Nota: Adaptado de: J. Oviedo et al, Diseño de esquemas tarifarios como mecanismo de respuesta a la demanda para SAMG.

Ecuación 8

Pagos anuales utilizando Z Diferentes horarios de precios

$$\pi_{tou} = \sum_{t=1}^T \sum_{y=1}^Y \pi_y D_{n,f,y} \quad (8)$$

3.2.3 Precio pico crítico (CPP)

La tarifa CPP puede ser de 3 a 5 veces más alta que la tarifa habitual, pero solo se permite unos pocos días al año (Kostkova2013). En la ecuación (9), π_{base} es una variable escalar, que se elige para que sea igual a la tarifa plana π^{plana} . π_{peak} es una variable de decisión de dimensión T. La ecuación (9) define los pagos previstos para el día anterior utilizando una tarifa CPP, y la ecuación (10) define el precio máximo crítico por hora para el día anterior.

Ecuación 9

Pagos previstos para el día anterior utilizando una tarifa CPP

$$\pi_{CPP} = \sum^{\tau_{base}} \pi_{base} D_{n,f,base} + \sum^{\tau_{pico}} \pi_{pico} D_{n,f,pico} \quad (9)$$

Ecuación 10

Precio máximo crítico por hora para el día anterior

$$\pi_{CPP} = \pi_{base} + \pi_{pico} \quad (10)$$

Un evento crítico pronosticado como alta demanda o baja capacidad de generación desencadena el precio pico crítico en una tarifa CPP. En este sentido, la tarifa CPP debe incluir un predictor del evento crítico y un mecanismo de decisión para fijar el valor del precio crítico. La formulación utiliza datos históricos, lo que implica que la formulación tiene pleno conocimiento sobre el horizonte de optimización ($T = 8760$ horas). El conocimiento perfecto permite que la formulación establezca una restricción (11), limitando la aparición del precio crítico solo a unas pocas horas en un año. La ecuación (11) usa la variable φ_{pico} , para controlar el número de horas con precio crítico permitido y δ_{pico} para definir cuántas veces el precio base π_{base} se amplía. El planificador define φ_{pico} y δ_{pico} . π_{base} , π_{pico} , τ_{base} y τ_{pico} , las cuales son variables de decisión que la formulación de optimización necesita calcular.

Ecuación 11

Restricción

$$\sum_{t=1}^T \pi_{pico} \leq P_{pico} T V_{pico} \pi_{base} \quad (11)$$

3.2.4 Precios dinámicos del día siguiente (DADP)

DADP se refiere a una tarifa que se anuncia un día antes a los clientes y tiene variaciones horarias. Este esquema ofrece menos incertidumbre a los clientes que los precios con una hora de anticipación o los precios en tiempo real, lo que les permite planificar sus actividades [Wong2012],

[Borenstein2002]. La ecuación (12) introduce los pagos bajo la tarifa DADP, utilizando π como una variable de decisión vectorial de dimensión T.

Ecuación 12

Pagos bajo la tarifa DADP

$$\pi_{DADP} = \sum_{t=1}^T \pi_t D_{n,f,t} \quad (12)$$

3.3 Simulación con el programa CVXMG

Para realizar las simulaciones en CVXMG dentro del entorno de Python 3.7, se requiere definir la información del proyecto. Para hacerlo, CVXMG necesita dos diccionarios, “prob_info” y “sources_info”. La manera de crear los diccionarios “prob_info” y “sources_info” es sencilla. El diccionario “prob_info” se configura por medio de dos archivos .CSV dados por CVXMG.

El archivo llamado config.csv contiene la información sobre la arquitectura de la MEH. El archivo denominado resourcedata.csv contiene la información de los recursos energéticos primarios. CVXMG proporciona una función para leer los datos de config.csv y tres funciones diferentes para leer el archivo resourcedata.csv. La función para leer config.csv es "variables". Las tres funciones para importar los datos de recursos son: resources_norm, resources_all y resources_noise. Estas funciones son necesarias para el análisis multianual.

La configuración del diccionario “sources_info” también es sencilla. La información de “sources_info” especifica las características de las fuentes de energía. Cada fuente de energía espera diferentes parámetros. "Sources_info" es un diccionario anidado en el que se integran otros diccionarios que contienen la información de las fuentes de generación.

Teniendo estos dos diccionarios configurados y siguiendo las instrucciones de uso del programa CVXMG dadas en (<https://cvxmg.readthedocs.io/en/latest/example.html>), se procede a realizar la primera simulación con los datos de entrada de la Tabla 4.

En la Tabla 4 se puede observar la configuración establecida en el archivo config.csv, en el cual se tiene un tiempo de vida útil de la MEH hipotética de 20 años de operación y una tarifa Flat (caso base o de referencia) en el que no se aplica una EGD. También se pueden apreciar los porcentajes de participación del gobierno en el CAPEX y OPEX, el crecimiento anual de la demanda del 2% y las fuentes de energía que se van a utilizar junto con el precio máximo de la tarifa.

Tabla 4

Datos de entrada para simulación de la MEH

N°	Variable	Valor	N°	Variable	Valor
1	Tiempo de vida del proyecto(project_life_time)	20	17	Tasa de retorno del sector privado (rate_return_private)	1.15
2	Tasa de interes (interest_rate)	2	18	Valor máximo de la tarifa (max_value_tariff)	0.34
3	Escenarios	1	19	Plantas diesel (diesel_system)	True
4	Años (years)	20	20	Paneles solares (pv_system)	True
5	Escala (scala)	1	21	Baterías (battery_system)	True
6	Porcentaje de crecimiento de la demanda (percentage_yearly_growth)	2	22	Aerogeneradores (wind_system)	False

7	Porcentaje de variación (percentage_variation)	50	23	Plantas hidroeléctricas (hydro_system)	False
8	Elasticidad (elasticity)	0.3	24	Gasificadores (gas_system)	False
9	Racionamiento (curtailment)	1	25	Plantas de biomasa (biomass_system)	False
10	Gastos de capital del sector privado(capex_private)	0	26	Tarifa Plana (flat)	True
11	Gastos de capital del gobierno (capex_gov)	1	27	Tarifa por tiempo de uso (tou)	False
12	Gastos de capital de la comunidad (capex_community)	0	28	Tarifa de precio pico crítico (cpp)	False
13	Gastos de capital de la ONG (capex_ong)	0	29	Tarifa de precios dinámicos del día siguiente (dadp)	False
14	Gastos operacionales del sector privado (opex_private)	0.3	30	Demanda residencial (residential)	False
15	Gastos de capital de la ONG opex_gov	0	31	Demanda comercial (commercial)	False
16	Gastos operacionales de la comunidad (opex_community)	0.7	32	Demanda comunidad (community)	True

De otro lado, la configuración de las fuentes de energía se presenta en las Tablas 5,6,7,8 y 9 en donde se le da al programa CVXMG la información característica de cada una de las fuentes que se va a utilizar en la MEH hipotética.

Tabla 5*Información del sistema de almacenamiento de energía de la batería*

Característica	Valor	comentario
Tiempo de vida	2	Años
Costo de inversión	420	USD/kW
Función de combustible	0	Función de combustible
Costo de Combustible	0	USD
Costo de mantenimiento	6	Porcentaje de capacidad
Mínima salida de potencia	50	Porcentaje de capacidad
Máxima salida de potencia	100	Porcentaje de capacidad
Tasa de subida	1	Porcentaje de capacidad
Tasa de bajada	1	Porcentaje de capacidad
Carga inicial	50	Porcentaje de capacidad

Tabla 6*Información del generador diésel*

Característica	Valor	Comentario
Tiempo de vida	3	Años
Costo de inversión	550	USD

Función de combustible	0.246Q +0.08415	Función de combustible donde Q es el flujo de potencia que entra y sale en la fuente de almacenamiento.
Costo de Combustible	0.8	USD/L
Costo de mantenimiento	6	Porcentaje de capacidad
Mínima salida de potencia	0	Porcentaje de capacidad
Máxima salida de potencia	100	Porcentaje de capacidad
Tasa de subida	1	Porcentaje de capacidad
Tasa de bajada	1	Porcentaje de capacidad

Tabla 7*Información del Sistema fotovoltaico*

Característica	Valor	Comentario
Tiempo de vida	25	Años
Costo de inversión	400	USD
Costo de mantenimiento	6	Porcentaje de capacidad
Tasa de subida	1	Porcentaje de capacidad
Tasa de bajada	1	Porcentaje de capacidad

Carga inicial	50	Porcentaje de capacidad
Factor de reducción	1	derat
Capacidad nominal del módulo pv	0.3	Porcentaje de capacidad
Coefficiente térmico del módulo pv	-0.0039	Capacidad térmica

Tabla 8

Información de falta de energía

Característica	Valor	Comentario
Función de costo	0	Cost Function
Confiabilidad	2	Percentage of reliability

Tabla 9

Información de exceso de energía.

Característica	Valor	Comentario
Función de costo	0	Cost Function
Confiabilidad	2	Percentage of reliability

Con esta configuración suministrada al programa CVXMG, se pueden realizar las respectivas simulaciones para obtener los resultados de dimensionamiento y despacho de la MEH en 20 años de operación. Para analizar el comportamiento de las variables en 20 años, se realiza la simulación tres veces con la misma tarifa, la primera simulación es para el primer año, la segunda

para el décimo año y la tercera para el veinteavo año de operación.

3.4 Resultados de simulación

En esta sección se muestran los resultados obtenidos del programa CVXMG para la MEH hipotética en 20 años de operación en el corregimiento de San José. El programa resuelve la formulación de optimización con la información de las fuentes a utilizar suministrada en las Tablas 5, 6, 7, 8 y 9. Los únicos cambios que se deben realizar para correr la simulación es la selección de la tarifa en la Tabla 3 que son datos de entrada de tipo booleano. En la Tabla 10 se pueden observar los resultados de simulación del caso de referencia (Tarifa Plana). Los resultados del programa muestran que existen 30 variables con tres distintos resultados para realizar el estudio de prefactibilidad. Todas las variables resultado que arroja el programa de optimización no son absolutamente necesarias para el presente estudio. Solo se tomarán algunas variables de las que se calculan para la selección de la EGD que se estudiará en el siguiente capítulo. Las variables con unidades de USD representan la parte financiera, las que tienen unidades de kW representan la parte técnica y las que tienen las siglas SU es porque no poseen unidades de medida. En la Tabla 10 se muestran los resultados de simulación de la tarifa por tiempo de uso para 20 años de operación.

Tabla 10

Resultados de simulación tarifa plana (Flat)

N°	Variable	1° Año	10° Año	20° Año
1	Valor límite de la tarifa (up_limit_tariff) [USD]	0.34	0.406331	0.495316
2	Escenarios (Scenarios) [SU]	1	1	1
3	Racionamiento (Curtailment) [SU]	1	1	1

4	Tasa de retorno anual (annually_rate_of_return) [%]	0.81234	0.68126	0.26012
5	Elasticidad (Elasticity) [SU]	-0.3	-0.3	-0.3
6	Costos totales (total_costs) [USD]	107788	158130	220546
7	Capex total (total_capex) [USD]	13696.1	22931.3	73560
8	Gasto total de mantenimiento (total_maintenance) [USD]	2606.95	8725.64	56198.3
9	Gasto total en impuestos (total_taxes) [USD]	5786.94	12582.1	8114.82
10	Total Opex (total_opex) [USD]	85697.9	113891	82672.5
11	Inversión del sector privado (private_investment) [USD]	34103.3	55475.1	89114.8
12	Capex del sector privado (private_capex) [USD]	0	0	0
13	Opex del sector privado (private_opex) [USD]	25709.4	34167.3	24801.7
14	Pagos de los clientes (customer_payments) [USD]	51328.1	72247.6	103050
15	Ganancias del sector privado (private_profits) [USD]	17224.8	16772.6	13935.5
16	Demanda final (final_demand)[kW]	301930	355609	416099
17	Energía Entregada (delivered_energy)[kW]	295891	348497	405072
18	Consumo de diésel (diesel_consumption)[L]	72791.8	79457.7	42039.7
19	Costo del diésel (diesel_cost) [USD]	53320	76679.6	54966.5
20	Total LCOE (total_lcoe) [USD/kWh]	0.356996	0.444674	0.530031
21	LCOE asumido por el gobierno (government_lcoe) [USD/kWh]	0.244045	0.288674	0.315864
22	LCOE asumido por el sector privado (private_lcoe) [USD/kWh]	0.112951	0.156	0.214167

23	Exceso de energía (excess_energy)[kW]	0.000218978	0.000369442	2705.07
24	Falta de energía (lack_energy)[kW]	6038.6	7112.19	8321.99
25	Capacidad de potencia de paneles solares en el año (pv_capacity_this_year)[kW]	1.09582e-10	25.0119	14.9467
26	Capacidad de potencia de plantas diésel en el año dg_capacity_this_year[kW]	59.9699	5.86092e-08	8.17124e-14
27	Capacidad de potencia de baterías en el año bess_capacity_this_year[kWh]	29.418	63.2889	149.569
28	Capacidad total de paneles solares (pv_capacity)[kW]	1.09582e-10	48.5747	456.778
29	Capacidad total de plantas diésel (dg_capacity) [kW]	59.9699	52.3147	28.7494
30	Capacidad total de baterías (bess_capacity)[kWh]	29.418	159.675	559.479

Tabla 11

Resultados de simulación tarifa por Tiempo de Uso (ToU)

N°	Variable	1° Año	10° Año	20° Año
1	Valor límite de la tarifa (up_limit_tariff) [USD]	0.34	0.406331	0.495316
2	Escenarios (Scenarios) [SU]	1	1	1
3	Racionamiento(Curtailment) [SU]	1	1	1
4	Tasa de retorno anual (anually_rate_of_return) [%]	0.80765	0.56434	0.25843
5	Elasticidad (Elasticity) [SU]	-0.3	-0.3	-0.3

6	Costos totales (total_costs) [USD]	105018	155773	218667
7	Capex total (total_capex) [USD]	12637.3	22089	71779.5
8	Gasto total de mantenimiento (total_maintenance) [USD]	2384.08	9817.3	56043.2
9	Gasto total en impuestos (total_taxes) [USD]	5786.92	12309.2	8192.59
10	Total Opex (total_opex) [USD]	84210.1	111557	82652.2
11	Inversión del sector privado (private_investment) [USD]	33434	55593.7	89031.4
12	Capex del sector privado (private_capex) [USD]	0	0	0
13	Opex del sector privado (private_opex) [USD]	25263	33467.1	24795.6
14	Pagos de los clientes (customer_payments) [USD]	49826.1	70434.8	100467
15	Ganancias del sector privado (private_profits) [USD]	16392.1	14841.2	11435.5
16	Demanda final (final_demand)[kW]	301930	357164	417824
17	Energía Entregada (delivered_energy)[kW]	295891	350021	406119
18	Consumo de diésel (diesel_consumption)[L]	72791.5	77734.3	42442.6
19	Costo del diésel (diesel_cost) [USD]	53319.7	75016.5	55493.2
20	Total LCOE (total_lcoe) [USD/kWh]	0.347824	0.436138	0.523348
21	LCOE asumido por el gobierno (government_lcoe) [USD/kWh]	0.237089	0.280485	0.310264
22	LCOE asumido por el sector privado (private_lcoe) [USD/kWh]	0.110734	0.155653	0.213083
23	Exceso de energía (excess_energy)[kW]	4.37994e-05	0.000109155	3349.16

24	Falta de energía (lack_energy)[kW]	6038.6	7143.28	8356.49
25	Capacidad de potencia de paneles solares en el año (pv_capacity_this_year)[kW]	6.60977e-11	29.4878	19.1175
26	Capacidad de potencia de plantas diésel en el año dg_capacity_this_year[kW]	57.2146	1.22243e-08	1.77636e- 14
27	Capacidad de potencia de baterías en el año bess_capacity_this_year[kWh]	22.7139	52.116	187.693
28	Capacidad total de paneles solares (pv_capacity)[kW]	6.60977e-11	64.9111	459.891
29	Capacidad total de plantas diésel (dg_capacity) [kW]	57.2146	51.3716	28.1817
30	Capacidad total de baterías (bess_capacity)[kWh]	22.7139	132.86	530.92

De igual manera, los resultados de simulación con la tarifa de precio pico crítico se encuentran en la Tabla 12.

Tabla 12

Resultados de simulación tarifa de Precio Pico Critico (CPP)

N°	Variable	1° Año	10° Año	20° Año
1	Valor límite de la tarifa (up_limit_tariff) [USD]	0.34	0.406331	0.495316
2	Escenarios (Scenarios) [SU]	1	1	1
3	Racionamiento(Curtailment) [SU]	1	1	1
4	Tasa de retorno anual (anually_rate_of_return) [%]	0.82541	0.70234	0.27321

5	Elasticidad (Elasticity) [SU]	-0.3	-0.3	-0.3
6	Costos totales (total_costs) [USD]	107282	158250	219586
7	Capex total (total_capex) [USD]	13520.1	21278.2	73917.9
8	Gasto total de mantenimiento (total_maintenance) [USD]	2570.87	7095.96	56152.3
9	Gasto total en impuestos (total_taxes) [USD]	5786.94	12920.3	8025.73
10	Total Opex (total_opex) [USD]	85404.3	116955	81490.4
11	Inversión del sector privado (private_investment) [USD]	33979.1	55102.9	88625.2
12	Capex del sector privado (private_capex) [USD]	0	0	0
13	Opex del sector privado (private_opex) [USD]	25621.3	35086.6	24447.1
14	Pagos de los clientes (customer_payments) [USD]	51234.3	72264.6	102442
15	Ganancias del sector privado (private_profits) [USD]	17255.3	17161.8	13817
16	Demanda final (final_demand)[kW]	301930	356343	414385
17	Energía Entregada (delivered_energy)[kW]	295891	349216	402398
18	Consumo de diésel (diesel_consumption)[L]	72791.7	81593.7	41578.2
19	Costo del diésel (diesel_cost) [USD]	53319.9	78741	54363
20	Total LCOE (total_lcoe) [USD/kWh]	0.355321	0.444093	0.529909
21	LCOE asumido por el gobierno (government_lcoe) [USD/kWh]	0.242782	0.289459	0.316037
22	LCOE asumido por el sector privado (private_lcoe) [USD/kWh]	0.11254	0.154634	0.213871

23	Exceso de energía (excess_energy)[kW]	0.000179474	1.90798e-06	3699.18
24	Falta de energía (lack_energy)[kW]	6038.6	7126.87	8287.71
25	Capacidad de potencia de paneles solares en el año (pv_capacity_this_year)[kW]	1.0494e-10	21.1184	7.63262
26	Capacidad de potencia de plantas diésel en el año dg_capacity_this_year[kW]	59.4261	6.46594e-13	3.01981e- 13
27	Capacidad de potencia de baterías en el año bess_capacity_this_year[kWh]	28.5052	49.7189	185.852
28	Capacidad total de paneles solares (pv_capacity)[kW]	1.0494e-10	33.0809	455.142
29	Capacidad total de plantas diésel (dg_capacity) [kW]	59.4261	53.7245	28.1489
30	Capacidad total de baterías (bess_capacity)[kWh]	28.5052	144.475	568.54

Por último se encuentran los resultados de simulación de la tarifa de precios dinámicos del día siguiente en la Tabla 13.

Tabla 13

Resultados de simulación tarifa de precios dinámicos del día siguiente (DADP)

N°	Variable	1° Año	10° Año	20° Año
1	Valor límite de la tarifa (up_limit_tariff) [USD]	0.34	0.406331	0.495316
2	Escenarios (Scenarios) [SU]	1	1	1
3	Racionamiento(Curtailment) [SU]	1	1	1

4	Tasa interna de retorno (internal_rate_of_return) [%]	0.84356	0.67451	0.23498
5	Elasticidad (Elasticity) [SU]	-0.3	-0.3	-0.3
6	Costos totales (total_costs) [USD]	103638	152870	212948
7	Capex total (total_capex) [USD]	12507.9	20897.1	72779.9
8	Gasto total de mantenimiento (total_maintenance) [USD]	2379.2	8148.65	57183.7
9	Gasto total en impuestos (total_taxes) [USD]	5786.9	12622.6	7723.86
10	Total Opex (total_opex) [USD]	82963.6	111202	75260.3
11	Inversión del sector privado (private_investment) [USD]	33055.2	54131.8	87485.7
12	Capex del sector privado (private_capex) [USD]	0	0	0
13	Opex del sector privado (private_opex) [USD]	24889.1	33360.6	22578.1
14	Pagos de los clientes (customer_payments) [USD]	50138.5	69417.1	98083.2
15	Ganancias del sector privado (private_profits) [USD]	17083.3	15285.3	10597.6
16	Demanda final (final_demand)[kW]	301930	355580	415725
17	Energía Entregada (delivered_energy)[kW]	295891	348469	403878
18	Consumo de diésel (diesel_consumption)[L]	72791.1	79713.2	40014.3
19	Costo del diésel (diesel_cost) [USD]	53319.5	76926.2	52318.2
20	Total LCOE (total_lcoe) [USD/kWh]	0.34325	0.429918	0.512232
21	LCOE asumido por el gobierno (government_lcoe) [USD/kWh]	0.233771	0.277683	0.301791

22	LCOE asumido por el sector privado (private_lcoe) [USD/kWh]	0.10948	0.152235	0.210441
23	Exceso de energía (excess_energy)[kW]	9.52795e-05	0.000339712	3532.58
24	Falta de energía (lack_energy)[kW]	6038.6	7111.6	8314.5
25	Capacidad de potencia de paneles solares en el año (pv_capacity_this_year)[kW]	4.75787e-11	27.7091	10.282
26	Capacidad de potencia de plantas diésel en el año dg_capacity_this_year[kW]	54.9063	5.58119e-09	4.73261e-10
27	Capacidad de potencia de baterías en el año bess_capacity_this_year[kWh]	26.5379	50.8041	185.533
28	Capacidad total de paneles solares (pv_capacity)[kW]	4.75787e-11	46.8486	469.819
29	Capacidad total de plantas diésel (dg_capacity) [kW]	54.9063	48.1874	23.806
30	Capacidad total de baterías (bess_capacity)[kWh]	26.5379	141.399	549.887

Con base en los resultados de simulación de cada esquema tarifario de las Tablas 10,11,12 y 13, se procede a la realizar la selección de una EGD en la MEH que se analiza en el siguiente capítulo.

4. Selección de una Estrategia de Gestión de la Demanda (EGD)

En este capítulo se selecciona un esquema tarifario para la MEH hipotética. Se realiza en base al análisis de los resultados de las simulaciones para cada uno de los tres modelos tarifarios dinámicos. Los análisis para la selección de la EGD parten del reconocimiento de las variables y de los respectivos resultados. Cabe resaltar que la selección adecuada de la EGD debe equilibrar la carga y la generación, mejorar la confiabilidad, mejorar la calidad de la energía y garantizar que las cargas críticas reciban prioridad de servicio. Además, debe atraer la atención de los inversionistas públicos y privados a través de los beneficios que pueden tener al invertir en este tipo de proyectos de energización rural. Algunas de las preocupaciones que pueden tener los inversionistas al momento de invertir en estos proyectos son la capacidad de pago de los usuarios, la incertidumbre de generación y consumo, como también la baja demanda eléctrica. Teniendo en cuenta que la única fuente de retorno de la inversión es la tarifa que pagan los usuarios (Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., & Dimeas, A. 2008). En este sentido, las variables técnicas y económicas que se tienen en cuenta para la selección de la EGD se muestran en las tablas 14 y 15 respectivamente.

Tabla 14

Variables económicas utilizadas para la selección de una EGD en la MEH.

N°	Variable
1	Costos totales (total_costs) [USD]
2	Tasa de retorno anual (anually_rate_of_return) [%]
3	Inversión del sector privado (private_investment) [USD]
4	Ganancias del sector privado (private_profits) [USD]
5	Pagos de los clientes (customer_payments) [USD]
6	Consumo de diésel (diesel_consumption) [L]
7	Costo del diésel (diesel_cost) [USD]
8	Total LCOE (total_lcoe) [USD/kWh]

Tabla 15

Variables técnicas utilizadas para la selección de una EGD en la MEH

N°	Variable
1	Demanda final (final_demand)[kW]
2	Energía entregada (delivered_energy)[kW]
3	Exceso de energía (excess_energy)[kW]
4	Falta de Energía (lack_energy)[kW]

5	Capacidad de potencia de paneles solares en el año (pv_capacity_this_year)[kW]
6	Capacidad de potencia de plantas diésel en el año dg_capacity_this_year[kW]
7	Capacidad de potencia de baterías en el año bess_capacity_this_year[kWh]
8	Capacidad total de paneles solares (pv_capacity)[kW]
9	Capacidad total de plantas diésel (dg_capacity) [kW]
10	Capacidad total de baterías (bess_capacity)[kWh]

La agrupación de las variables se hace con el fin de tener un mejor conocimiento de la finalidad que tiene cada una de ellas, con la agrupación de las variables y con los resultados obtenidos en las simulaciones, es posible realizar una comparación entre las tres tarifas dinámicas en estudio, tomando como parámetros las variables financieras y técnicas de la MEH. La comparación entre estos esquemas tarifarios se hace por medio del análisis multianual de la MEH. Esto quiere decir que, para los tres periodos de simulación, se evalúan los resultados de los tres esquemas tarifarios tal como se muestra en las Tablas 16,17,18,19,20 y 21.

Tabla 16

Resultados de simulación variables económicas en el 1° año de operación.

N°	Variable	Flat	ToU	CPP	DADP
1	Costos totales (total_costs) [USD]	107788	105018	107282	103638
2	Tasa de retorno anual (anually_rate_of_return) [%]	0.81234	0.80765	0.82541	0.84356

3	Inversión del sector privado (private_investment) [USD]	34103.3	33434	33979.1	33055.2
4	Ganancias del sector privado (private_profits) [USD]	17224.8	16392.1	17255.3	17083.3
5	Pagos de los clientes (customer_payments) [USD]	51328.1	49826.1	51234.3	50138.5
6	Consumo de diésel (diesel_consumption) [L]	72791.8	72791.5	72791.7	72791.1
7	Costo del diésel (diesel_cost) [USD]	53320	53319.7	53319.7	53319.5
8	Total LCOE (total_lcoe) [USD/kWh]	0.356996	0.347824	0.355321	0.34325

Tabla 17

Resultados de simulación variables técnicas en el 1° año de operación.

N	Variable	Flat	ToU	CPP	DADP
◦					
1	Demanda final (final_demand)[kW]	301930	301930	301930	301930
2	Energía entregada (delivered_energy)[kW]	295891	295891	295891	295891
3	Exceso de energía (excess_energy)[kW]	0.0002189 78	4.37994 e-05	0.000179 474	9.52795e- 05
4	Falta de Energía (lack_energy)[kW]	6038.6	6038.6	6038.6	6038.6

5	Capacidad de potencia de paneles solares en el año (pv_capacity_this_year)[kW]	1.09582e-10	6.60977e-11	1.0494e-10	4.75787e-11
6	Capacidad de potencia de plantas diésel en el año (dg_capacity_this_year) [kW]	59.9699	57.2146	59.4261	54.9063
7	Capacidad de potencia de baterías en el año (bess_capacity_this_year) [kWh]	29.418	22.7139	28.5052	26.5379
8	Capacidad total de paneles solares (pv_capacity)[kW]	1.09582e-10	6.60977e-11	1.0494e-10	4.75787e-11
9	Capacidad total de plantas diésel (dg_capacity) [kW]	59.9699	57.2146	59.4261	54.9063
10	Capacidad total de baterías (bess_capacity)[kWh]	29.418	22.7139	28.5052	26.5379

Tabla 18

Resultados de simulación variables económicas en el 10° año de operación

N°	Variable	Flat	ToU	CPP	DADP
1	Costos totales (total_costs) [USD]	158130	155773	158250	152870
2	Tasa de retorno anual (anually_rate_of_return) [%]	0.68126	0.56434	0.70238	0.67451
3	Inversión del sector privado (private_investment) [USD]	55475.1	55593.7	55102.9	54131.8
4	Ganancias del sector privado (private_profits) [USD]	16772.6	14841.2	17161.8	15285.3
5	Pagos de los clientes (customer_payments) [USD]	72247.6	70434.8	72264.6	69417.1

6	Consumo de diésel (diesel_consumption) [L]	79457.7	77734.3	81593.7	79713.2
7	Costo del diésel (diesel_cost) [USD]	76679.6	75016.5	78741	76926.2
8	Total LCOE (total_lcoe) [USD/kWh]	0.444674	0.436138	0.444093	0.429918

Tabla 19

Resultados de simulación variables técnicas en el 10° año de operación

N°	Variable	Flat	ToU	CPP	DADP
1	Demanda final (final_demand)[kW]	355609	357164	356343	355580
2	Energía entregada (delivered_energy)[kW]	348497	350021	349216	348469
3	Exceso de energía (excess_energy)[kW]	0.00036944	0.00010915	1.90798e- 06	0.000339
4	Falta de Energía (lack_energy)[kW]	7112.19	7143.28	7126.87	7111.6
5	Capacidad de potencia de paneles solares en el año (pv_capacity_this_year)[kW]	25.0119	29.4878	21.1184	27.7091
6	Capacidad de potencia de plantas diésel en el año (dg_capacity_this_year) [kW]	5.86092e- 08	1.22243e- 08	6.46594e- 13	5.58119e-09
7	Capacidad de potencia de baterías en el año (bess_capacity_this_year) [kWh]	63.2889	52.116	49.7189	50.8041
8	Capacidad total de paneles solares (pv_capacity)[kW]	48.5747	64.9111	33.0809	46.8486
9	Capacidad total de plantas diésel (dg_capacity) [kW]	52.3147	51.3716	53.7245	48.1874

10	Capacidad total de baterías (bess_capacity)[kWh]	159.675	132.86	144.475	141.399
-----------	---	---------	--------	---------	---------

Tabla 20

Resultados de simulación variables económicas en el 20° año de operación.

N°	Variable	Flat	ToU	CPP	DADP
1	Costos totales (total_costs) [USD]	220546	218667	219586	212948
2	Tasa de retorno anual (anually_rate_of_return) [%]	0.26012	0.25843	0.27321	0.23498
3	Inversión del sector privado (private_investment) [USD]	89114.8	89031.4	88625.2	87485.7
4	Ganancias del sector privado (private_profits) [USD]	13935.5	11435.5	13817	10597.6
5	Pagos de los clientes (customer_payments) [USD]	103050	100467	102442	98083.2
6	Consumo de diésel (diesel_consumption) [L]	42039.7	42442.6	41578.2	40014.3
7	Costo del diésel (diesel_cost) [USD]	54966.5	55493.2	54363	52318.2
8	Total LCOE (total_lcoe) [USD/kWh]	0.530031	0.523348	0.529909	0.512232

Tabla 21

Resultados de simulación variables técnicas en el 20° año de operación.

N	Variable	Flat	ToU	CPP	DADP
1	Demanda final (final_demand)[kW]	416099	417824	414385	415725
2	Energía entregada (delivered_energy)[kW]	405072	406119	402398	403878
3	Exceso de energía (excess_energy)[kW]	2705.07	3349.16	3699.18	3532.58
4	Falta de Energía (lack_energy)[kW]	8321.99	8356.49	8287.71	8314.5
5	Capacidad de potencia de paneles solares en el año (pv_capacity_this_year)[kW]	14.9467	19.1175	7.63262	10.282
6	Capacidad de potencia de plantas diésel en el año (dg_capacity_this_year) [kW]	8.17124e -14	1.77636e -14	3.01981e -13	4.73261 e-10
7	Capacidad de potencia de baterías en el año (bess_capacity_this_year) [kWh]	149.569	187.693	185.852	185.533
8	Capacidad total de paneles solares (pv_capacity)[kW]	456.778	459.891	455.142	469.819
9	Capacidad total de plantas diésel (dg_capacity) [kW]	28.7494	28.1817	28.1489	23.806
10	Capacidad total de baterías (bess_capacity)[kWh]	559.479	1071.48	1062.04	549.887

Los resultados obtenidos de las cuatro tarifas para cada variable en estudio de las Tablas 16,17,18,19,20 y 21 se analizan en la sección 4.1 por medio de tres etapas: la primera etapa,

consiste en definir la variable en estudio y la función que cumple dentro del proyecto, la segunda etapa compara los valores obtenidos de cada esquema tarifario para definir cuál es el valor que más beneficia a los involucrados del proyecto, por último, la tercera etapa consiste en determinar un esquema tarifario para la MEH hipotética en el corregimiento de acuerdo con los valores seleccionados en la etapa 2 del análisis.

4.1 Análisis de Datos

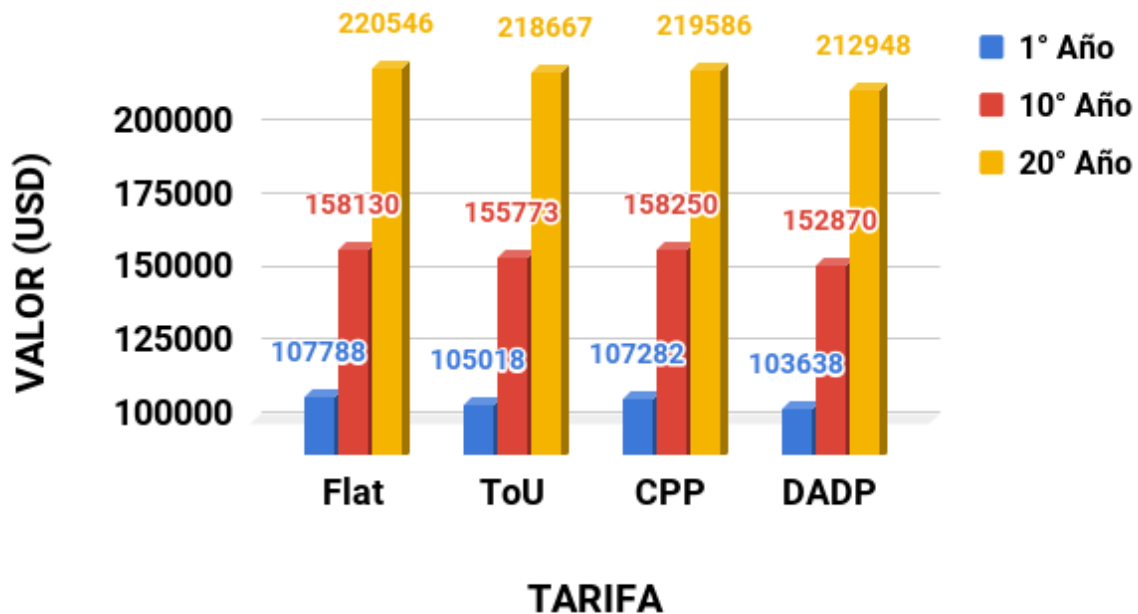
De acuerdo con lo dicho en la sección anterior, este análisis se compone de tres etapas. En la primera etapa se realiza una breve descripción de la variable con el fin de conocer el impacto que esta tiene en el éxito del proyecto. La segunda etapa consiste en seleccionar y almacenar el valor de la tarifa que más se acomoda a los requerimientos del proyecto y en la tercera etapa se revisan cuáles fueron los valores seleccionados en la etapa anterior para definir cual esquema tarifario se utilizará en la MEH hipotética. De esta manera, se inicia con las variables financieras enunciadas en la Tabla 14.

4.1.1 Costos Totales (total_costs)

Los costos totales representan todos los costos asociados a la ejecución y operación de la MEH aislada. En esta variable se suman los costos asociados de CAPEX, OPEX e impuestos de la MEH en el tiempo de vida útil. En la Figura 4 se muestran los valores obtenidos en simulación para los 20 años de operación.

Figura 4

Costos totales para tres periodos de simulación.

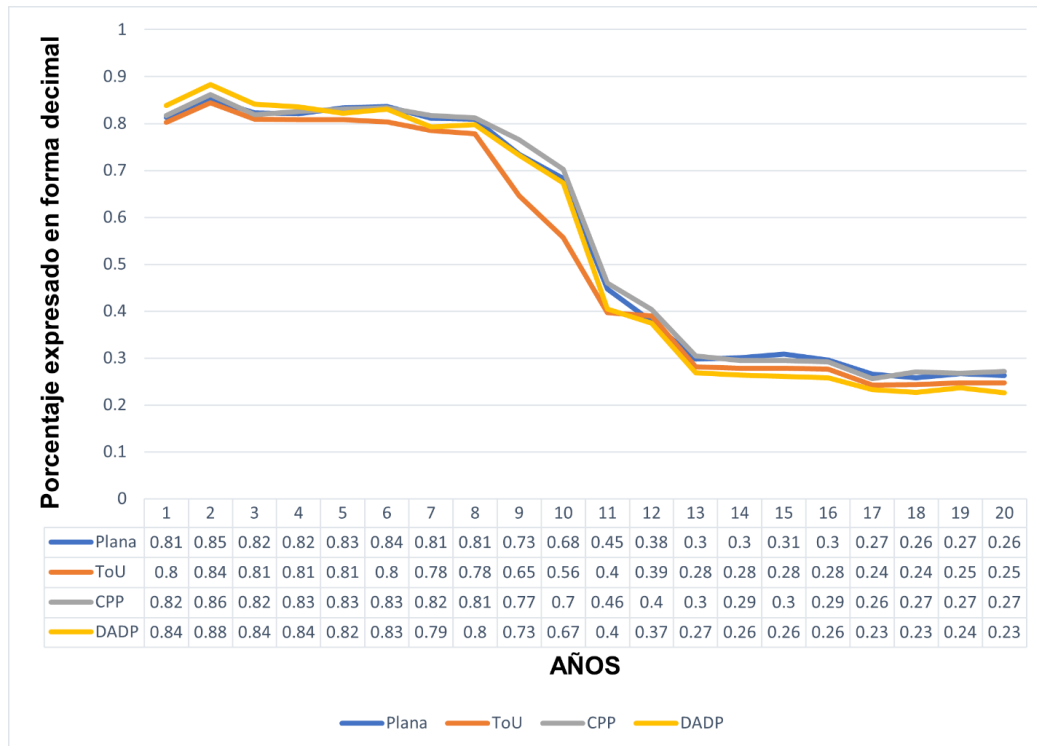


De acuerdo con la Figura 4, las cuatro tarifas presentan un crecimiento en los costos totales que se encuentra en el rango del [100%-110%] respectivamente entre el primer año y el último año de operación. Esto significa que los costos totales se duplicaron a lo largo de la operación de la MEH. La causa de este aumento en los costos totales se debe al crecimiento porcentual anual de la demanda, que en este estudio se considera un porcentaje del 2% anual. El crecimiento porcentual anual de la demanda hace que se incrementen los costos en gastos de capital en lo que se refiere a infraestructura eléctrica, preparación del terreno, instalación de servicios públicos subterráneos, caminos de acceso y edificaciones para operaciones y mantenimiento, costos indirectos relacionados con el proyecto, que incluyen ingeniería, mano de obra y materiales, gestión de la construcción, puesta en marcha y puesta en servicio, y costos de contratistas, junto con las

tendencias de los precios en los gastos de capital como se observa en la documentación de CVXMG, hacen que estos costos totales presenten este crecimiento. De otro lado, la tarifa que presenta los menores costos en los tres periodos de simulación es la tarifa DADP. El porcentaje de crecimiento de los costos de la tarifa DADP en los primeros 10 años fue de un 47.5 % y el crecimiento que hubo del 10° año hasta el 20° año fue del 39.3% respectivamente. Esta disminución del porcentaje de costos totales entre los primeros 10 años de operación y los segundos 10 años de operación se pueden dar debido a la variación de los costos asociados al CAPEX, OPEX e impuestos de cada año de operación. Para los participantes del proyecto la mejor opción es que se cumplan todas las condiciones de operación de una manera óptima y que se tengan los menores costos. Por esta razón la tarifa que será seleccionada para la variable “total_costs” es la DADP que contiene los menores costos totales para la MEH hipotética.

4.1.2. Tasa de retorno anual (anually_rate_of_return)

La tasa de retorno de la MEH muestra el rendimiento anualizado de una inversión sobre determinado periodo, determinando la rentabilidad del proyecto con base en los pagos generados por los usuarios de la MEH hipotética. Es una herramienta muy útil, ya que genera un valor cuantitativo a través del cual es posible saber si un proyecto es viable o no, considerando otras alternativas de inversión que podrían ser más cómodas y seguras. En la Figura 5 se observan las tasas de retorno anuales para cada EGD en los veinte años de operación.

Figura 5*Tasa de retorno anual en la MEH*

En la Figura 5 se observa una rentabilidad superior al 50% en los primeros diez años de operación, esto muestra como los inversionistas recuperan más rápido su capital invertido en los primeros 10 años comparados al segundo periodo en el que se disminuye la tasa de retorno llegando a un valor entre el 20 y el 30%. La disminución en la TIR a medida que el tiempo aumenta se debe a que la formulación asume que los Índices de los Precios del Consumidor (IPC) se mantienen constantes en los años de operación de la MEH y las tarifas tienen un crecimiento lineal proporcional a los IPC de la documentación de CVXMG. Esto hace que no sea posible capturar las tendencias en los precios de los gastos de capital y operacionales que se pronostican en los siguientes años de vida útil de la MEH haciendo que el porcentaje de la TIR disminuya en el final

de la operación de la MEH. La selección de la EGD en esta variable se realiza teniendo en cuenta cuál de las tarifas presenta un porcentaje mayor en todos los años de operación. Para hacerlo, se deben escribir las siguientes líneas de código en el programa para obtener el resultado, se obtienen los valores listados en la Tabla 22.

```
(np.sum(summary['financial_analysis_complete'][0]['yearly_customer_payments_in_present_value'])-
np.sum(summary['financial_analysis_complete'][0]['yearly_private_payments_in_present_value']))/np.sum(summary['financial_analysis_complete'][0]['yearly_private_payments_in_present_value'])
```

Tabla 22

Tasa de retorno total acumulada de la inversión

Tarifa	Valor[%]
Flat	49.15
ToU	46.45
CPP	49.38
DADP	47.41

Con base en los resultados de la Tabla 22 se puede decir que la tarifa que presenta una mejor tasa de retorno en todo el tiempo de operación de la MEH es la tarifa CPP, de igual manera se pueden observar las tasas de retorno anuales de cada esquema tarifario en la Figura 5.

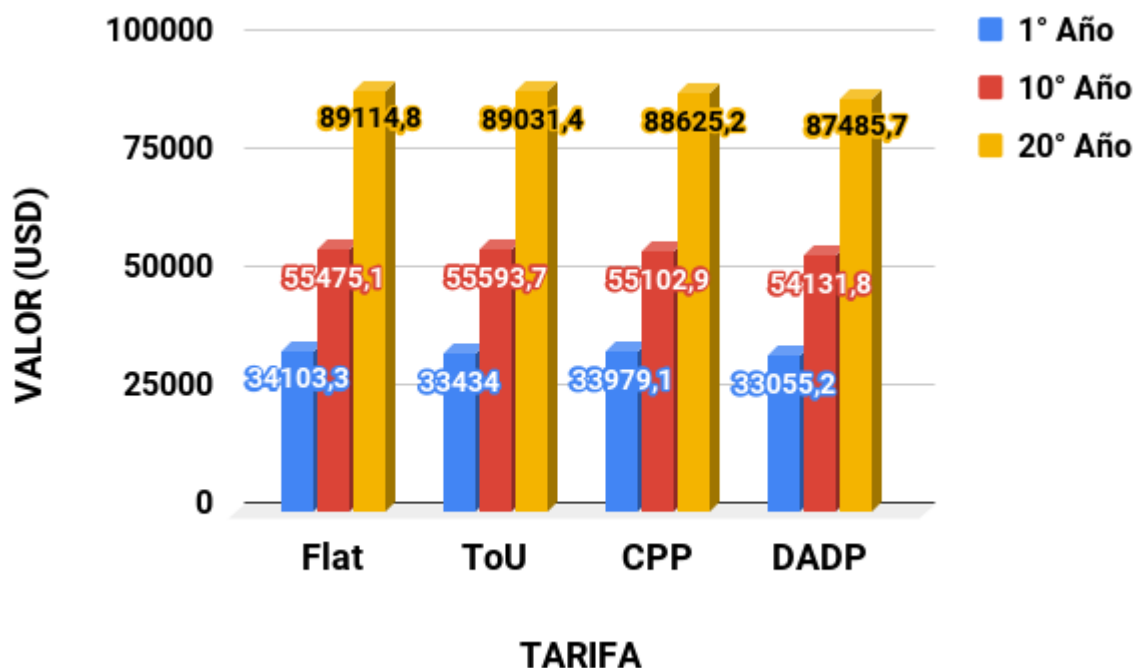
4.1.3. Inversión del sector privado (private investment)

Esta variable se refiere a la inversión que hace el sector privado en el OPEX y mantenimiento de la MEH. En este caso los valores numéricos obtenidos en simulación corresponde a la suma del 30% del total_opex del proyecto más el total de los costos de impuestos

y mantenimiento. En la Figura 6 se muestran los valores obtenidos en los tres periodos de simulación para cada esquema tarifario.

Figura 6

Inversión del sector privado en la MEH en los tres periodos de simulación



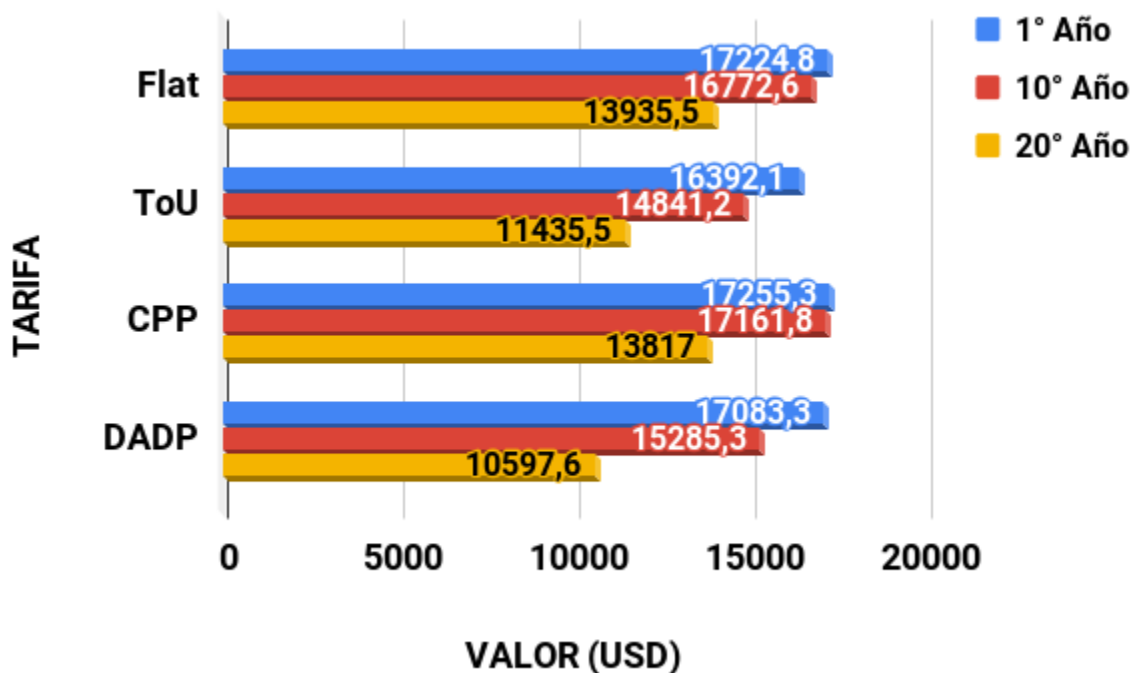
La Figura 6 muestra el valor de la inversión total acumulado del sector privado en 20 años de operación de la MEH hipotética. En este caso, la tarifa que menos gastos de inversión tiene en los tres periodos de simulación es la tarifa DADP. El porcentaje de diferencia entre el 1° año y el 10° año es del 63.76% y el del 10° año al 20° es del 61.61%. Es decir que los inversionistas privados hacen una inversión mayor en el primer periodo de operación de la MEH. Debido a que la tarifa que menos gastos presenta para el sector privado es la tarifa DADP, esta será la seleccionada.

4.1.4. Ganancias de los inversionistas privados (*private_profits*)

Las ganancias de los inversionistas privados corresponden a las utilidades que tiene el sector privado en cada año de operación de la MEH hipotética después de pagar todos los gastos de OPEX, mantenimiento e impuestos. En la Figura 7 se muestran los resultados obtenidos en simulación para los tres periodos de análisis de cada esquema tarifario.

Figura 7

Ganancias del sector privado en tres periodos de simulación



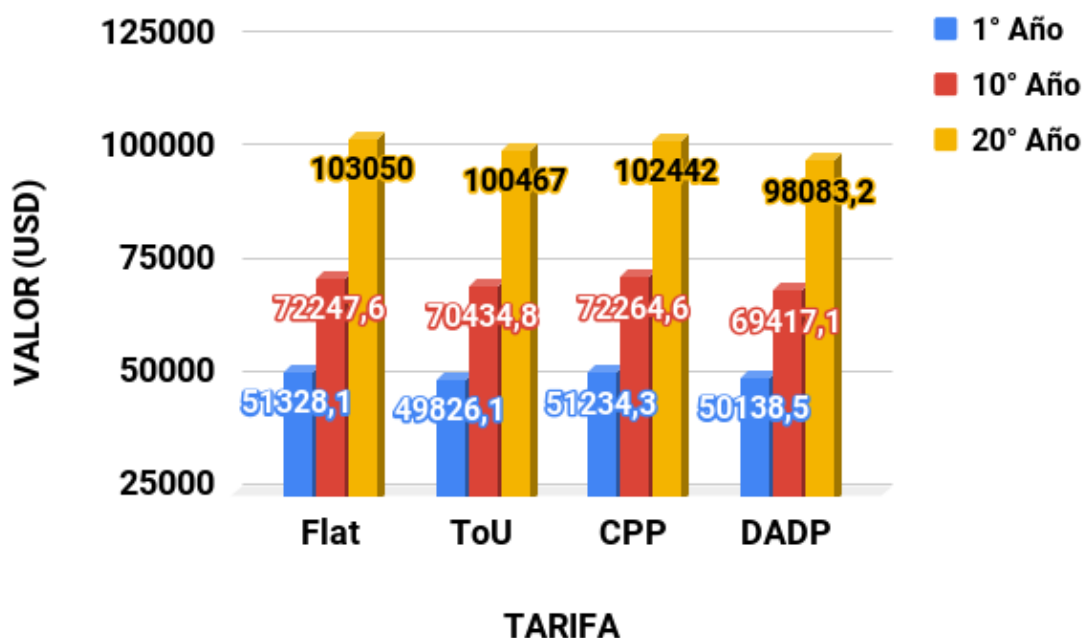
Con base en la Figura 7, se puede ver que la tarifa que mayor presenta ganancias al sector privado en sus tres periodos de simulación, es la tarifa CPP. En este caso se selecciona la tarifa CPP debido a que presenta mayores ganancias que las demás tarifas en los tres periodos de simulación, mas no en las ganancias totales acumuladas de todo el tiempo de operación de la MEH.

4.1.5. Pagos de los clientes (*customer_payments*)

Los pagos de los usuarios de la MEH hipotética se pueden representar de diferentes maneras, ente caso, por ser un análisis multianual con tres periodos de simulación, se presentan los pagos de los clientes para el primer año de operación, luego el valor acumulado de pago en 10 años de operación y finalmente el acumulado en los 20 años de operación de la MEH. En la Figura 8 se muestran los valores obtenidos en simulación para cada esquema tarifario.

Figura 8

Pagos de los usuarios de la MEH en tres periodos de simulación



La Figura 8 presenta los pagos de los clientes de la MEH hipotética en tres periodos de simulación para las cuatro tarifas. Para los clientes de la MEH la mejor tarifa es la que presente los menores costos de servicio con la misma calidad. En este caso la tarifa que menores pagos presentan en los tres periodos de simulación es la ToU. Cabe resaltar que esta variable es muy

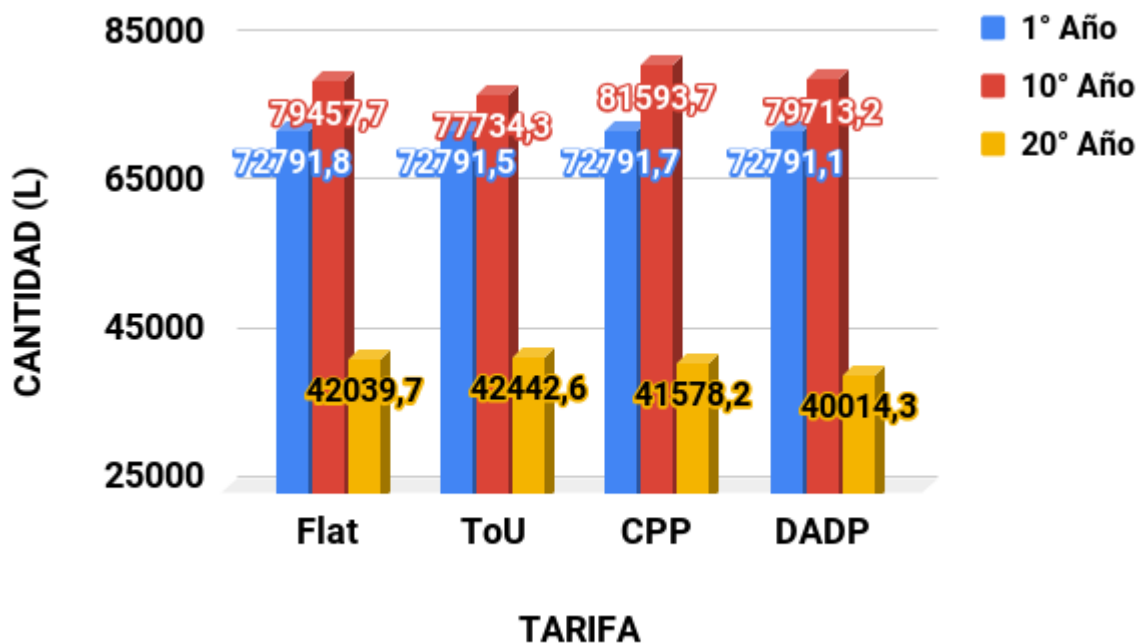
importante en el éxito del proyecto teniendo en cuenta que de los pagos de los clientes de la MEH se recuperaran las inversiones y la oportunidad de continuar con los proyectos de electrificación rural.

4.1.6. Consumo de combustible (*diesel_consumption*)

El consumo de combustible en la MEH hipotética, se puede traducir como una variable económica en el estudio de planeación. La cantidad de combustible necesario para la operación de la MEH está asociado a gastos económicos e impacto ambiental en la comunidad. En la Figura 9 se muestran los valores obtenidos en simulación para los tres periodos de simulacion.

Figura 9

Cantidad de combustible diésel requerido por la MEH en tres periodos de simulacion



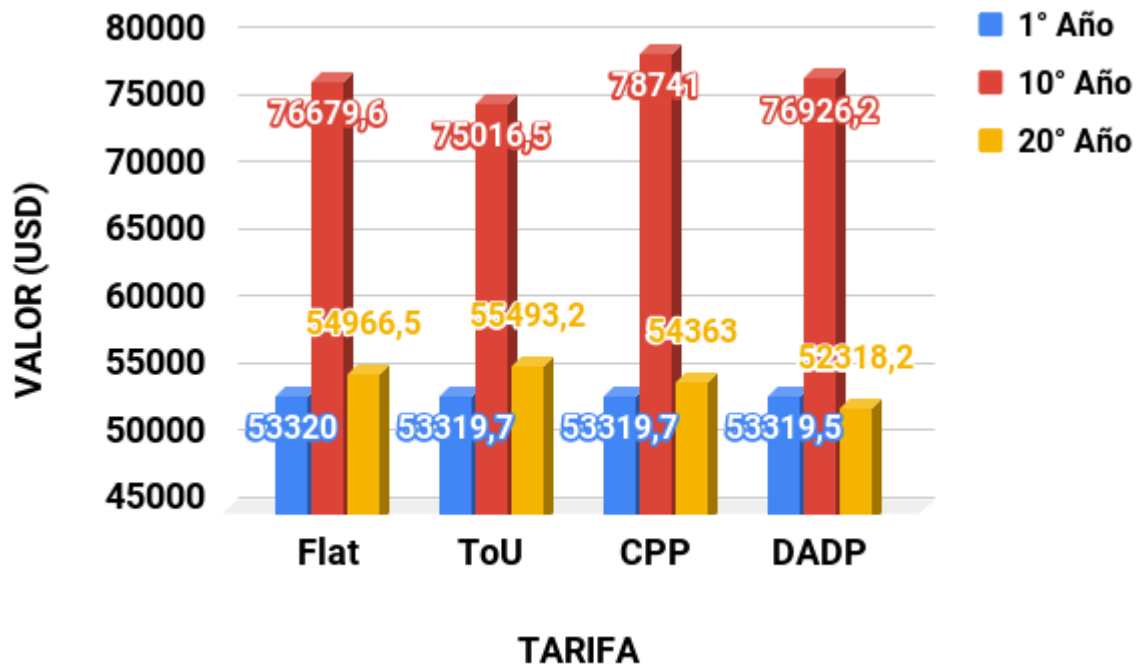
Los resultados de la Figura 9 para los tres periodos de simulación evidencian el impacto que tienen las fuentes de generación renovable en el proyecto de electrificación rural. Como se puede observar en los 10 primeros años de operación existen una alta demanda de fuente de energía diésel para abastecer la carga pero para el último año se muestra como el consumo de diésel disminuye considerablemente frente a los diez primeros años de operación. Para la selección de la tarifa en esta variable considera cual variable presenta menos consumo de diésel al final de la operación de la MEH hipotética, teniendo en cuenta este factor, la tarifa a seleccionar es la DADP.

4.1.7. Costos de combustible (diesel_cost)

Los costos del combustible diésel varían continuamente dependiendo de la región y de la economía en el tiempo de compra del combustible. Los costos asociados al combustible diésel en la MEH del corregimiento se muestran en la Figura 10.

Figura 10

Costos de combustible diésel en la MEH para tres periodos de simulación



De acuerdo con los datos de simulación mostrados en la Figura 10 se puede decir que se presenta un comportamiento esperado, como se mostró en la Figura 9, la disminución en la cantidad de combustible también favorece a la reducción de costos por combustible diésel en la MEH. También se puede observar que para el primer año de operación los costos de combustible son bajos en cuanto a la cantidad de combustible consumido con un precio por litro de 0.73 USD aproximadamente para las cuatro tarifas, mientras que a medida que pasan los años este precio de combustible aumenta a un total de 1.31 USD/L aproximadamente en el último año de operación. Para la selección de la tarifa también se tiene en cuenta cuales son los menores costos asociados a

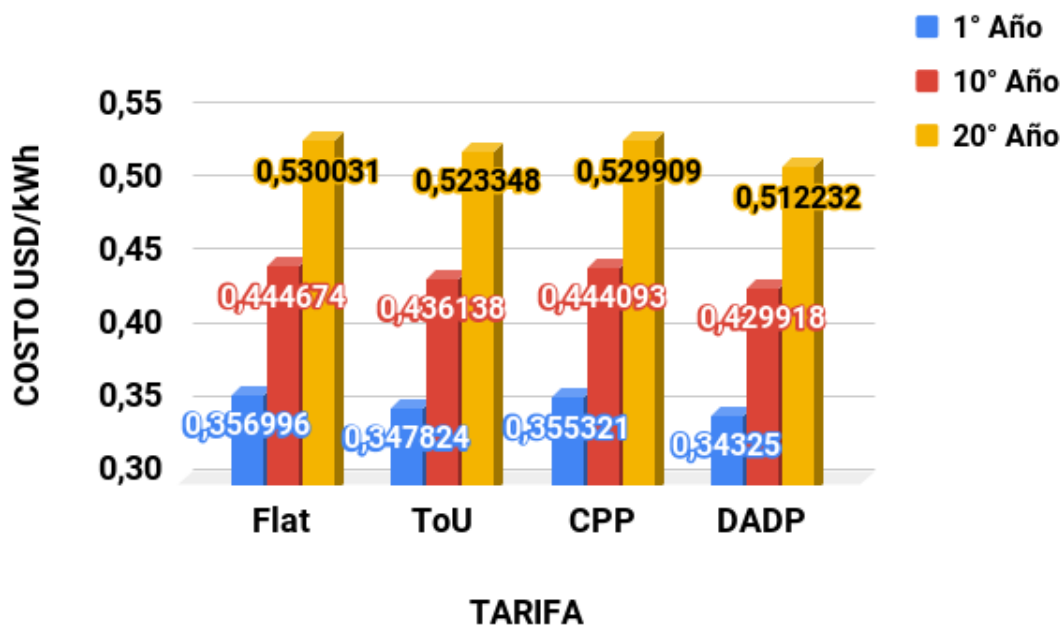
esta variable para los tres años de operación. En este caso se tiene la tarifa por DADP como la tarifa que menos costos tiene.

4.1.8. Total costo nivelado de energía (total_lcoe)

El total costo nivelado de energía se refiere a los costos totales por generar cada kilovatio en la MEH hipotética. En este estudio se reparten los costos de OPEX en un 70% y 30% los inversionistas del proyecto. En otras palabras se puede entender como los costos marginales que tiene la MEH cuando genera energía. En la Figura 11 se muestran los resultados de simulación.

Figura 11

Total costo nivelado de energía en la MEH para tres periodos de simulación



La Figura 11 muestra como aumentan los costos de producción de energía en los años de simulación llegando a un promedio de 0.53 USD por kW. Para los participantes del proyecto el mayor beneficio es que este costo sea lo más bajo posible, por ende la tarifa que presenta los

menores costos es la tarifa DADP. Esto se puede deber a que la tarifa en su operación utiliza las fuentes con menores costos en generación y también puede ser debido a la respuesta de la demanda frente a este sistema tarifario, bien sea por cambio en los patrones de consumo. De esta manera la tarifa que se selecciona para esta variable es la tarifa DADP.

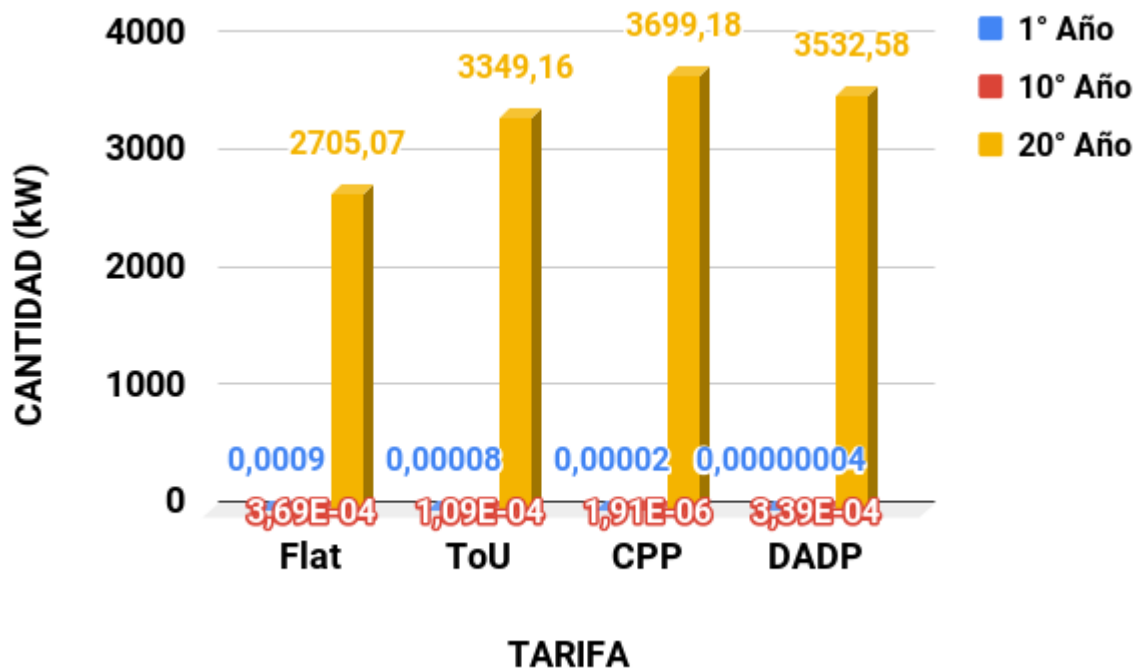
Hasta este punto se seleccionaron las tarifas de las variables financieras del estudio de prefactibilidad. De ahora en adelante hasta terminar esta sección se seleccionarán las tarifas de las variables técnicas de la MEH hipotética.

4.1.9. Exceso de energía (excess_energy)

El exceso de energía como su nombre lo dice, representa la cantidad de energía extra que la MEH tuvo en su operación. La energía extra puede representar pérdidas que los inversionistas no querrán tener si no se sabe aprovechar estos excesos, de igual forma puede representar un ingreso extra si se tienen más clientes que quieran obtener el servicio de energía. En la Figura 12 se muestran los resultados de simulación.

Figura 12

Exceso de energía en la MEH para tres periodos de simulación



Como se observa en la Figura 12, no se presentaron excesos representativos en los primeros 10 años de operación para ningún esquema tarifario. Para la selección de la tarifa en este caso, se debe seleccionar la tarifa que menores excesos de energía presente, se busca que la carga sea satisfecha de manera óptima sin generar gastos adicionales. De esta manera la tarifa seleccionada para esta variable es la tarifa Flat.

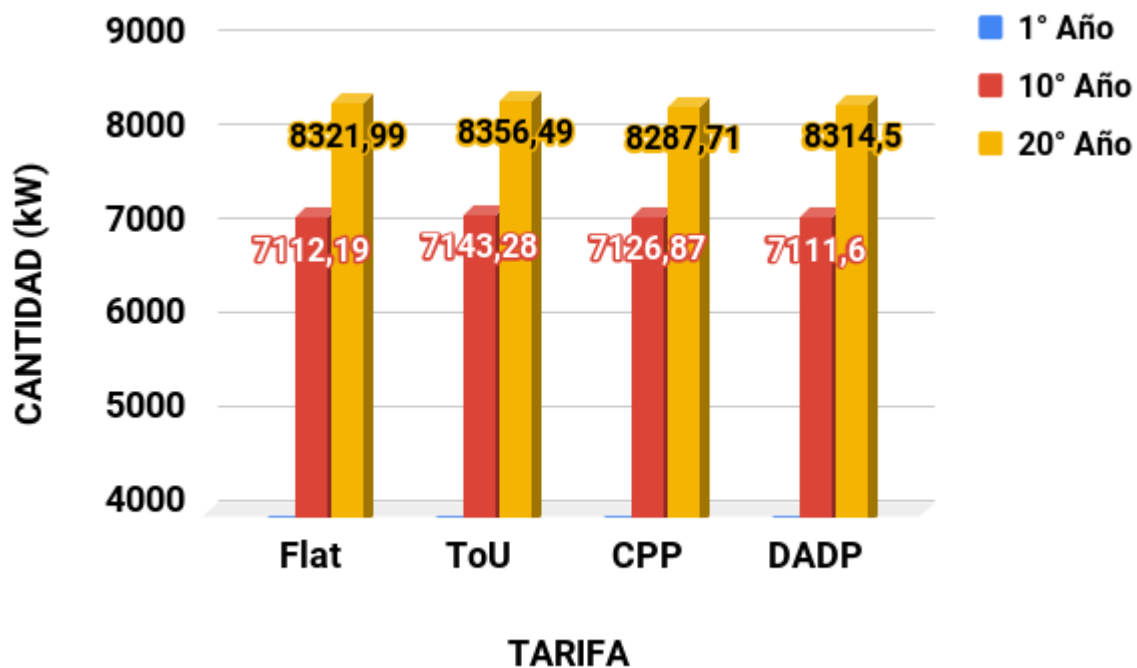
4.1.10. Falta de energía (*lack_energy*)

La falta de energía representa las cargas insatisfechas en la MEH hipotética. Esta variable es de suma importancia para los clientes que necesitan el suministro de energía las 24 horas al día.

La falta de energía podría causar que el proyecto no tenga éxito y que los usuarios no paguen por el servicio prestado. En la Figura 13 se muestran los resultados de simulación.

Figura 13

Faltante de energía en la MEH en los tres periodos de simulación



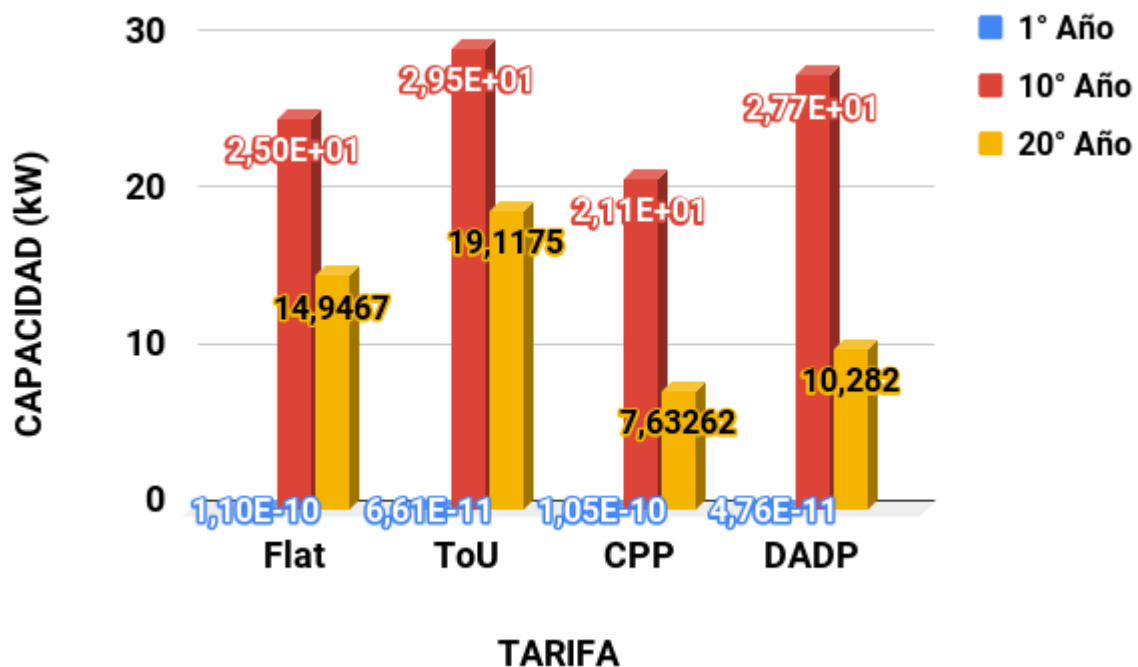
Según la Figura 13 se puede decir que en el primer año de operación de la MEH se entregó toda la energía demandada. La cantidad de energía que se presenta en esta figura es la energía faltante acumulada en los 10 y 20 años de operación, de esta manera, el planeador de la MEH se debe fijar en la tarifa que menos presente faltas de energía en su tiempo de operación. De acuerdo con los resultados de simulación, se busca que la demanda sea abastecida en su totalidad y que no se presente escases de energía en la operación, por lo tanto, la tarifa que selecciona para esta variable es la tarifa DADP, pues la tarifa que menos falta de energía presenta en su operación.

4.1.11. Capacidad de paneles en el año (*pv_capacity_this_year*)

La capacidad de paneles en el año de estudio se refiere a la capacidad de potencia instalada en los tres periodos de simulación para cada tarifa. No se refiere a la potencia total instalada en el tiempo de vida de operación de la MEH, solo al año de simulación. En la Figura 14 se muestran los resultados de simulación.

Figura 14

Capacidad de potencia de paneles solares del año para los tres periodos de simulación



La Figura 14 muestra que no hubo instalación de paneles solares en el primer año de operación, esto se debe a que CVXMG realiza el análisis multianual siguiendo las tendencias futuras de los precios de capital de las distintas fuentes de energía que se muestran en la documentación de CVXMG (<https://cvxmg.readthedocs.io/en/latest/multiyear.html>).

Estas tendencias en los precios de capital son utilizadas por el algoritmo para resolver el problema de optimización, el cual se lleva a cabo a partir de la comparación de los costos de inversión de las fuentes de energía de la MEH en cada año de simulación. Esta comparación de los costos de las fuentes de energía se realiza internamente en el algoritmo empleado por CVXMG. Con el objetivo de tomar la decisión de cuáles son las fuentes más económicas, de tal forma que se instalen las capacidades de potencia necesarias en cada año de operación como se observa en el anexo B.

En este caso, los costos de instalar paneles solares son más elevados en los primeros años de operación que las otras fuentes de generación, por lo tanto, el algoritmo toma la decisión de no instalarlos debido a que no se recuperaría la inversión en el tiempo de vida del proyecto. Cuando los costos de inversión por instalar paneles solares disminuyen en los años siguientes, el algoritmo toma la decisión de instalar capacidad de potencia de esta fuente de energía. Esto se debe a que los costos de inversión son menores en comparación a los costos de los primeros años de operación.

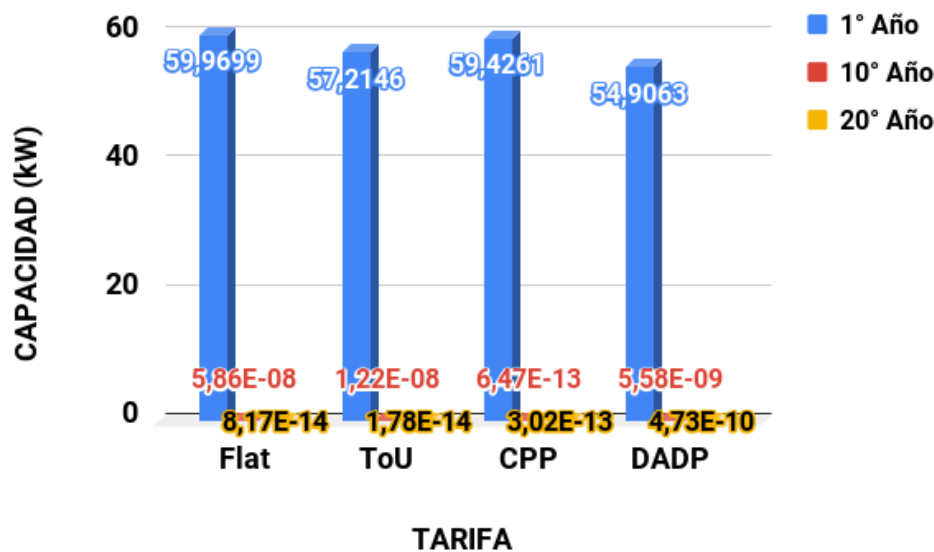
De esta manera es posible recuperar la inversión en el horizonte de optimización. Además, el algoritmo también tiene en cuenta datos climáticos tales como la Irradiación Global Horizontal y Temperatura Ambiente para tomar la decisión de que capacidad de potencia se debe instalar en el año de simulación. Para la selección de la tarifa de esta variable se hace una revisión de cuál es la tarifa con mayor cantidad de potencia instalada en los tres periodos de simulación. En este caso la tarifa con mayor capacidad de potencia instalada en los tres periodos de simulación es la tarifa ToU.

4.1.12. Capacidad de diésel en el año (*dg_capacity_this_year*)

De la misma manera que el numeral anterior, la capacidad de potencia de las fuentes diésel para el año de estudio se presenta para los tres periodos de simulación. En la Figura 15 se muestran los resultados obtenidos en simulación.

Figura 15

Capacidad de potencia de plantas diésel para los tres periodos de simulación



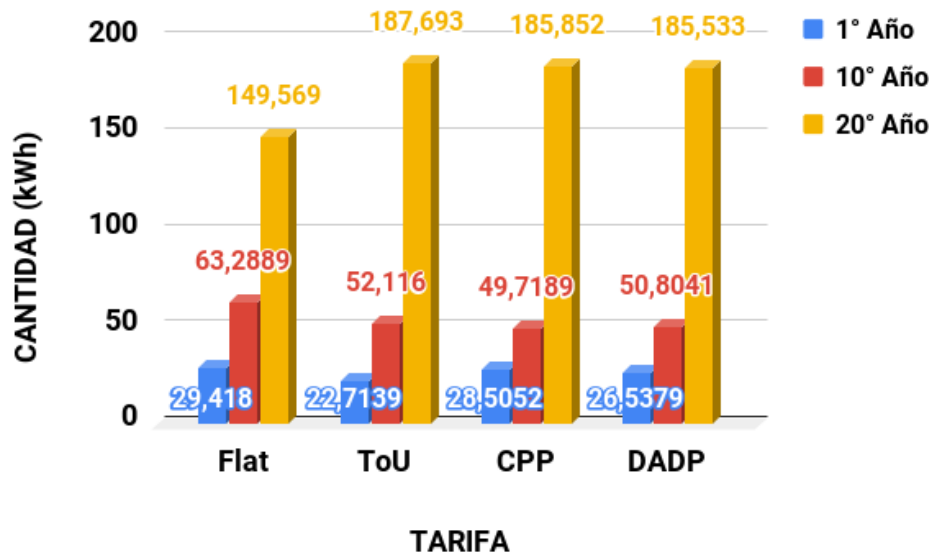
La Figura 15 muestra cómo disminuye notablemente el uso de fuentes diésel para el suministro de energía en la comunidad. En el primer año de operación se evidencia cómo las cuatro tarifas utilizan la fuente diésel como recurso de suministro energético, pero en el segundo y tercer periodo de simulación se observa como este recurso se vuelve menos indispensable en la matriz energética de la comunidad. Para seleccionar una tarifa en esta variable, se usa el criterio de la tarifa que menos capacidad diésel utiliza en los periodos de simulación. De esta manera se tiene la tarifa de DADP como la tarifa seleccionada para esta variable.

4.1.13. Capacidad de baterías en el año (*bess_capacity_this_year*)

La capacidad de baterías en el año de estudio hace referencia a la capacidad de energía almacenada para el año de simulación, no se refiere a la potencia que puede entregar la batería. La Figura 16 muestra los resultados de simulación.

Figura 16

Capacidad de potencia de baterías para los tres periodos de simulación



De acuerdo con los resultados obtenidos de la Figura 16, se puede decir que la capacidad de baterías tuvo un fuerte crecimiento a lo largo de la operación de la MEH. Para ver el comportamiento de esta variable en todo el tiempo de operación de la MEH se presenta el anexo B. En este caso en los 10 primeros años no se presentó un crecimiento tan significativo en la capacidad de energía almacenada en las baterías, pero en el periodo de entre los 10 y 20 años de operación, se puede decir que las baterías se necesitan cada vez más para el suministro de energía en la comunidad. La selección de la tarifa en este caso se realiza en base a cuál es la tarifa que

tiene más capacidad de almacenamiento de energía en baterías en los tres periodos de simulación.

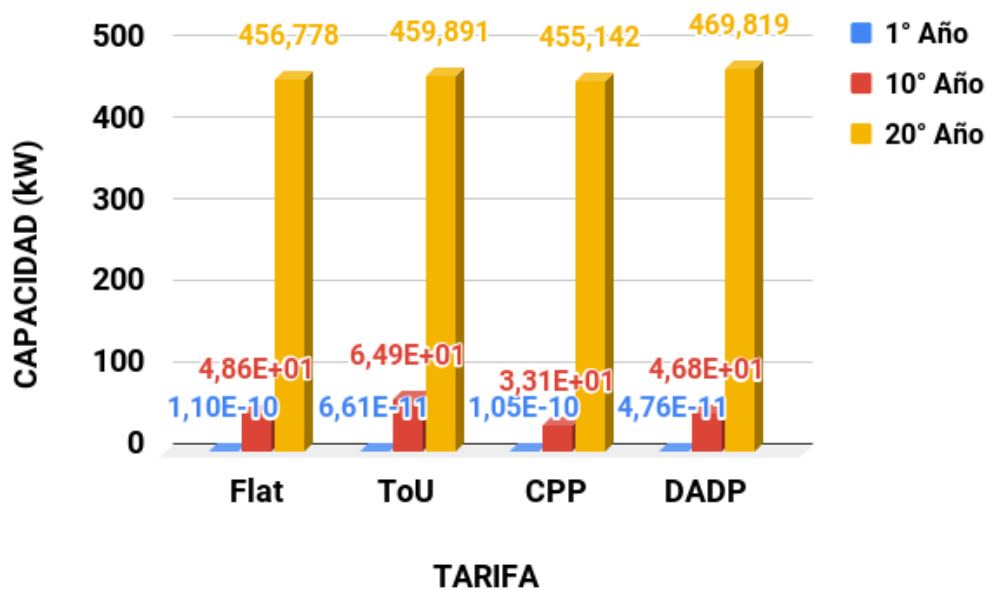
De acuerdo con la Figura 16 la tarifa que más tiene capacidad es la tarifa ToU.

4.1.14. Capacidad de paneles solares(*pv_capacity*)

La capacidad de paneles se refiere a la capacidad total instalada de paneles solares en el tiempo de operación de la MEH hipotética. Para este caso la cantidad obtenida en simulación es la que se acumula año tras año. En la Figura 17 se muestran los resultados de simulación.

Figura 17

Capacidad de potencia total de paneles solares para los tres periodos de simulación



Como se muestra en la Figura 17, en el primer año de operación no hubo capacidad instalada de paneles solares, en los primeros 10 años de operación, la capacidad de potencia instalada no fue tan significativa como en los segundos 10 años, en donde se presentó un aumento del más del 100% de la capacidad. Para seleccionar una tarifa en esta variable se toma la tarifa con

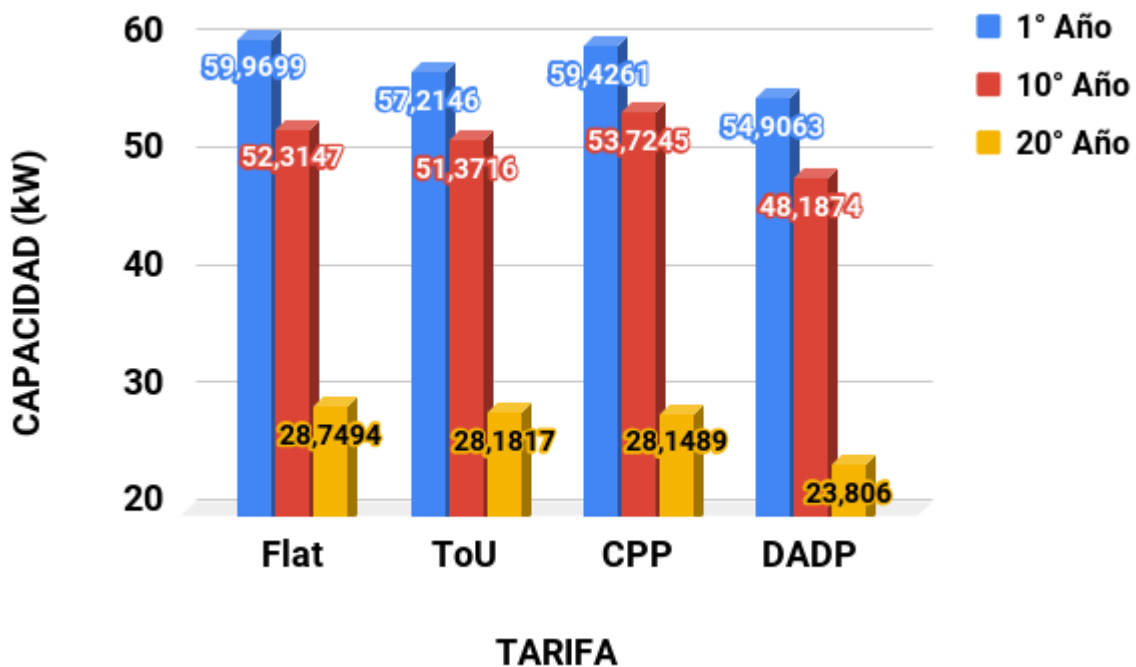
mayor capacidad de paneles instalados en el tiempo de operación. En este caso la tarifa que tuvo mayor capacidad fue la tarifa DADP. Para visualizar de una mejor manera cómo se presentó el crecimiento de la capacidad de paneles acumulada, ver el anexo C.

4.1.15. Capacidad total de plantas diésel (*dg_capacity*)

Tal como el numeral anterior, la variable de capacidad diésel representa el total de capacidad diésel instalado en los 20 años de operación de la MEH. En la Figura 18 se muestran los resultados de simulación.

Figura 18

Capacidad de potencia total de las plantas diésel en los tres periodos de simulación



La Figura 18 muestra como la capacidad de diésel instalada para la operación óptima de la MEH fue disminuyendo a medida que existe más uso de fuentes de energía renovable. La selección

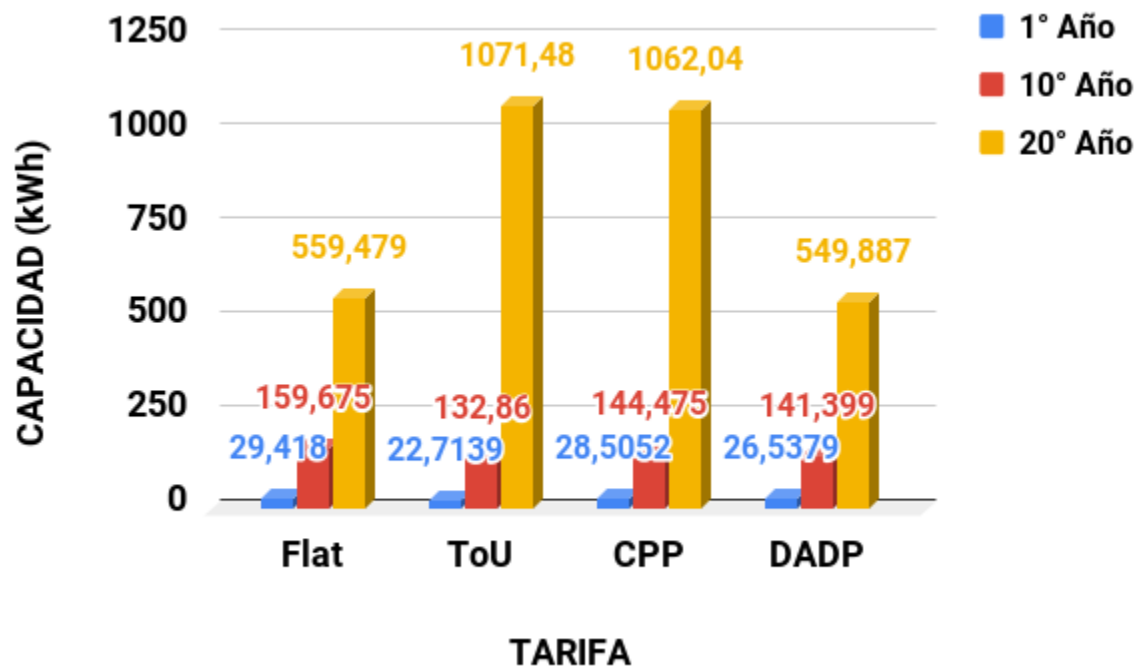
de la tarifa para esta variable se realiza de acuerdo con la menor capacidad de diésel utilizada por la tarifa en toda la operación de la MEH, de esta manera, la tarifa que menos utilizó la fuente diésel es la tarifa DADP. Para visualizar de una mejor manera como se presentó el decrecimiento de la capacidad de potencia de fuentes diésel, ver el anexo C.

4.1.16. Capacidad total de baterías (*bess_capacity*)

La capacidad de baterías se refiere a la capacidad de energía almacenada por las baterías en los 20 años de operación de la MEH. En la Figura 19 se muestran los resultados de simulación.

Figura 19

Capacidad de almacenamiento de energía total por las baterías en los tres periodos de simulación



Como se observa en la Figura 19. En los primeros 10 años de operación la capacidad de energía

almacenada por las baterías es baja en comparación a la que se presentó al final de la operación. La tarifa que se selecciona en esta variable es la tarifa que más capacidad de almacenamiento acumulada presente en los tres periodos de simulación. En este caso la tarifa que cumple con este criterio es la tarifa CPP.

Para observar cómo es el comportamiento de la capacidad de potencia y energía total de las variables en todo el periodo de operación de la MEH se presenta el anexo C

4.2 Selección de un esquema tarifario

La selección de una tarifa en la MEH para el corregimiento de San José, se realiza por medio de las selecciones realizadas en el capítulo anterior para cada variable. Para ver el resumen de selección se presenta la Tabla 23. En ella se puede apreciar de una mejor manera cuál fue la tarifa seleccionada en cada variable de estudio.

Tabla 23

Tarifas seleccionadas para las variables de estudio

N°	Variable	Flat	Tou	CPP	DADP
1	Costos Totales				
2	Tasa interna de retorno				
3	Inversión del sector privado				
4	Ganancias del sector privado				
5	Pagos de los clientes				
6	Consumo de diesel				
7	Costos de diesel				

8	Total LCOE				
9	Exceso de energía				
10	Falta de energía				
11	Capacidad de potencia de paneles solares en el año				
12	Capacidad de potencia de plantas diésel en el año				
13	Capacidad de potencia de baterías en el año				
14	Capacidad total de paneles solares				
15	Capacidad total de plantas diésel.				
16	Capacidad total de baterías.				

De esta manera con ayuda de la Tabla 23 se cuentan las casillas en verde para cada tarifa y la que presente mayor cantidad de casillas en verde será la tarifa seleccionada. En este caso la tarifa que contiene más casillas en verde es la tarifa DADP y por lo tanto será la tarifa seleccionada para la operación de la MEH hipotética.

5. Dimensionamiento y Operación

El dimensionamiento y operación de la MEH se realiza por medio tres etapas: en la primera etapa se cuantifican y se detallan los equipos necesarios para la operación y funcionamiento de la MEH. En la segunda etapa se señalan los costos de adquisición de los equipos y por último se muestra cómo operan los equipos en un día de servicio en la MEH hipotética del corregimiento.

5.1 Cantidad y capacidad de potencia de las instalaciones de la MEH

Para determinar la cantidad de instalaciones y equipos necesarios en la MEH se utilizan las variables 5, 6 y 7 de las Tablas 17,19 y 21 de la tarifa DADP. En este estudio solo se utilizan tres periodos de simulación para el dimensionamiento como se observa en la Tabla 24, sin embargo, un dimensionamiento más completo y detallado debe tener en cuenta las capacidades de potencia y energía a instalar en cada año de operación de la MEH como se muestra en la Figura 18 muestra.

Tabla 24

Parámetros de dimensionamiento de la MEH.

N°	Variable	DADP		
		1°	10°	20°
1	Capacidad de potencia de paneles solares en el año [kW]	4.75787e-11	27.709	10.282
2	Capacidad de potencia de plantas diésel en el año [kW]	54.9063	5.58119e-09	4.73261e-10
3	Capacidad de potencia de baterías en el año [kWh]	26.537	50.804	185.533

Los valores dados en la Tabla 24 corresponden a las capacidades de potencia y energía que se deben instalar en la MEH en los tres periodos de simulación, no corresponden al total acumulado de los periodos de simulación. De acuerdo con esto, es la capacidad de potencia y energía que se instala en la MEH hipotética en cada uno de los años que se muestran en la Tabla 23. Para conocer la cantidad de equipos necesarios en cada año, se utilizan las fichas técnicas de los equipos dadas por los fabricantes como se observa en las Tablas 25, 26 y 27 respectivamente.

Tabla 25

Especificaciones técnicas de los módulos solares

Potencia máxima (pmax)	360 Wp
Voltaje a máxima potencia (Vmpp)	39,55 V
Corriente a máxima potencia (Impp)	9.1 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	47.38 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.62 A
Eficiencia del panel	18.56%
Tolerancia de potencia (positiva)	+ 3%
Garantía del producto	12 años
Condiciones de prueba estándar (STC): masa de aire AM 1.5, irradiancia 1000W / m² , temperatura de la celda 25 ° C	
Calificaciones térmicas	
Rango de temperatura de funcionamiento	~40 ~ 85° C
Coefficiente de temperatura de (Pmax)	-0.38% / °C

Coefficiente de temperatura de (Voc)	-0.29% / °C
Coefficiente de temperatura de (Isc)	0.05% / °C
Datos materiales	
Dimensión del panel (alto/ largo / ancho)	1956x99x40 mm
Peso	21 kg
Tipo de célula	PERC
Tamaño de celda	156 x 156 mm
Numero de Celdas	72
Tipo de vidrio	Recubrimiento templado y anti reflectante
Espesor de vidrio	4 mm
Diodos de caja de conexiones	3
Sección transversal de cable	4 mm ²
Longitud de cable	1200 mm

Nota: <https://www.solartex.co/tienda/producto/panel-solar-360-watts-ae-solar-bifacial-mono/>

Tabla 26

Especificaciones técnicas plante diésel

Marca	Yorking
Modelo	YDDC69S3
Uso	Industrial
Potencia	69 KVA / 55 KW

Características	Planta eléctrica cabinada 69 kva trifásica, diésel 1800 rpm tablero digital
Autonomía [h]	10
Color	Amarillo/Negro
Nivel de ruido [DB]	76
Fases	3
Refrigeración	Agua
Regulador de voltaje	AVR
Voltaje [V]	127/220
Combustible	Diesel
Garantía	12 meses
Dimensiones (Alto/Ancho/Largo) [cm]	134/103/223
Peso [Kg]	1160
Ruedas	No

Nota: <https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/product/395903/Planta-Elctrica-Cabinada-69-Kva-Trifasica,-Diesel-1800-Rpm-Tablero-Digital/395903>.

Tabla 27

Especificaciones técnicas de las baterías

Energía total	3.55 kWh	Energía utilizable	3.2 kWh
Carga / Descarga	37A (recomendado)/ 74 A (Max)	Rango de voltaje	45-54 V
Garantía	10 años	Peso	32 kg

Mantenimiento	Sin mantenimiento	Dimensiones	442 x 420 x 132 mm
Temperatura de trabajo	0 – 50° C	Comunicación	RS485, RS232, CAN

Nota: <https://autosolar.es/baterias-litio-48v/bateria-litio-35kwh-pylontech-us3000-48v>.

Con base en las Tablas 23,24,25 y 26 se realiza la cuantificación de los equipos de la MEH para los tres periodos de simulación con sus respectivos costos como se observa en la Tabla 27.

Tabla 28

Costos de las fuentes de generación y almacenamiento de la MEH

Equipo	Valor Unitario [COP]	Cantidad			Total [COP]		
		1°	10°	20°	1°	10°	20°
Panel AE Solar Bifacial Mono	\$ 622.600,00	0	92	34	0	\$57'279.200,00	\$21'168.400,00
Planta diésel	\$50'259.900,00	1	0	0	\$50'259.900,00	0	0
Batería PYLONTECH US3000	\$6'520.618,00	8	16	58	\$52'164.944,00	\$104'329.888,00	\$378'195.844,00
		TOTAL[COP]			\$102'424.844,00	\$161'609.088,00	\$399'364.244,00

Como se observa en la Tabla 28, se obtienen los costos totales para cada periodo de simulación teniendo en cuenta que solo se incluyen los valores de adquisición, es decir que no se incluyen los costos de instalación, transporte y mantenimiento que tienen los equipos en su tiempo de vida útil. Para obtener la cantidad de paneles en cada periodo de simulación, se toma la capacidad en estudio sobre la potencia de operación del módulo que en este caso es de 300 W. De

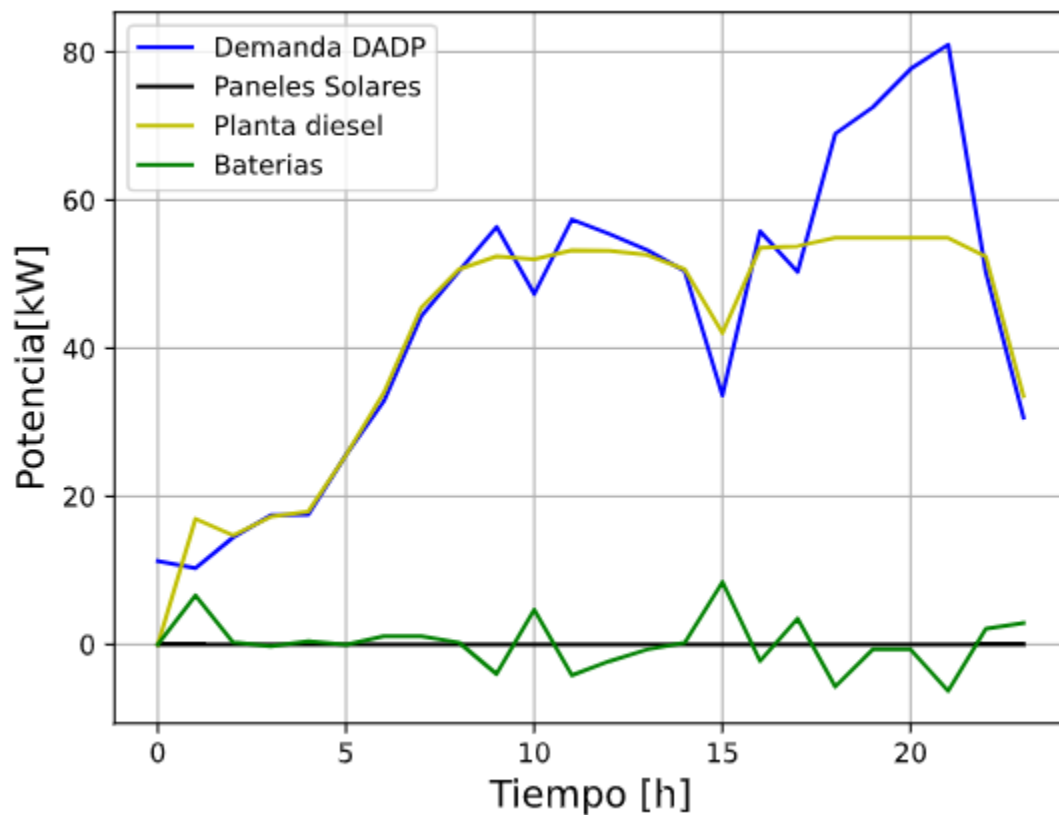
igual manera, para obtener la cantidad de baterías en cada periodo de simulación, se toma la capacidad de energía de cada periodo sobre la energía utilizable que es de 3200 W/h.

5.2 Operación de los equipos en un día de servicio en la MEH

La simulación de la operación de la MEH con la EGD seleccionada se realiza para un día de operación. Se analiza un día aleatorio en el primer año, décimo y último año de operación de la MEH. La Figura 20 muestra el despacho energético de las fuentes de generación y almacenamiento de la MEH para el primer día del primer año.

Figura 20

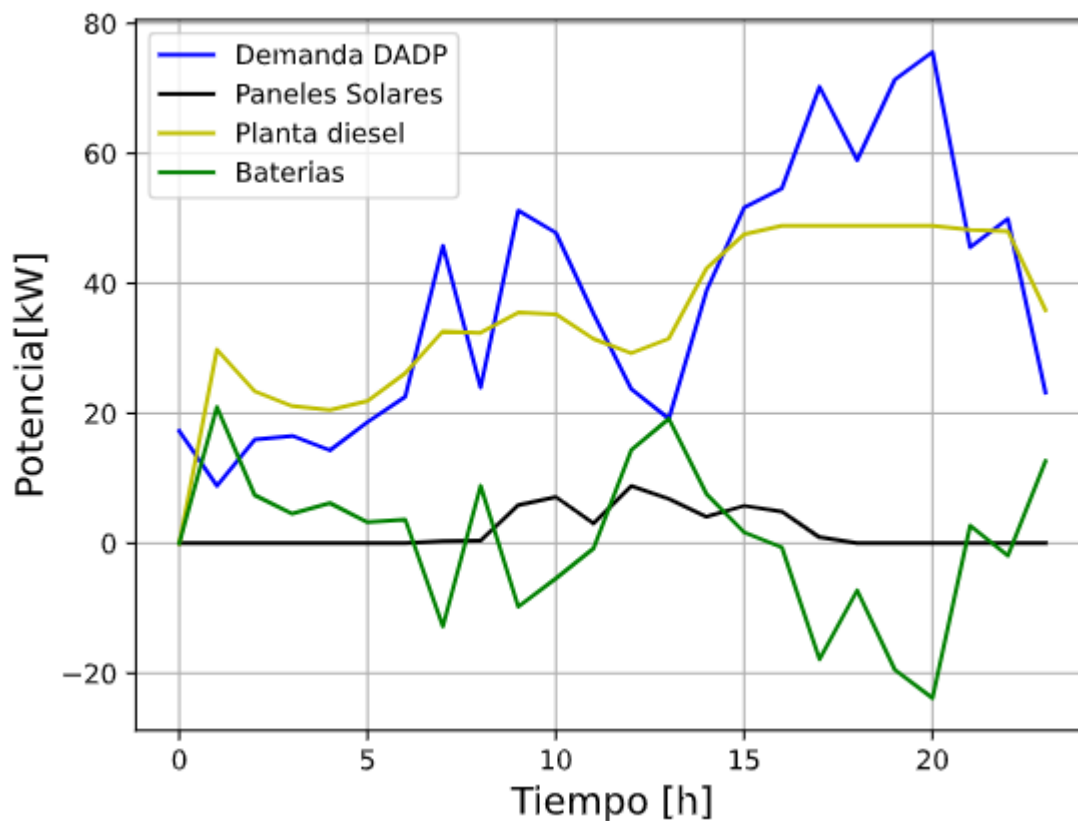
Operación de la MEH en el primer año



Como se muestra en la Figura 20, en el primer año de operación de la MEH el principal suministro de energía a la demanda se realiza a través de las plantas diésel. En esta etapa los paneles solares no suministran energía a la MEH y solo un poco de suministro por parte de las baterías es utilizado para abastecer la demanda. La Figura 21 muestra el despacho energético de las fuentes para el décimo año de operación en un día.

Figura 21

Operación de la MEH en el décimo año



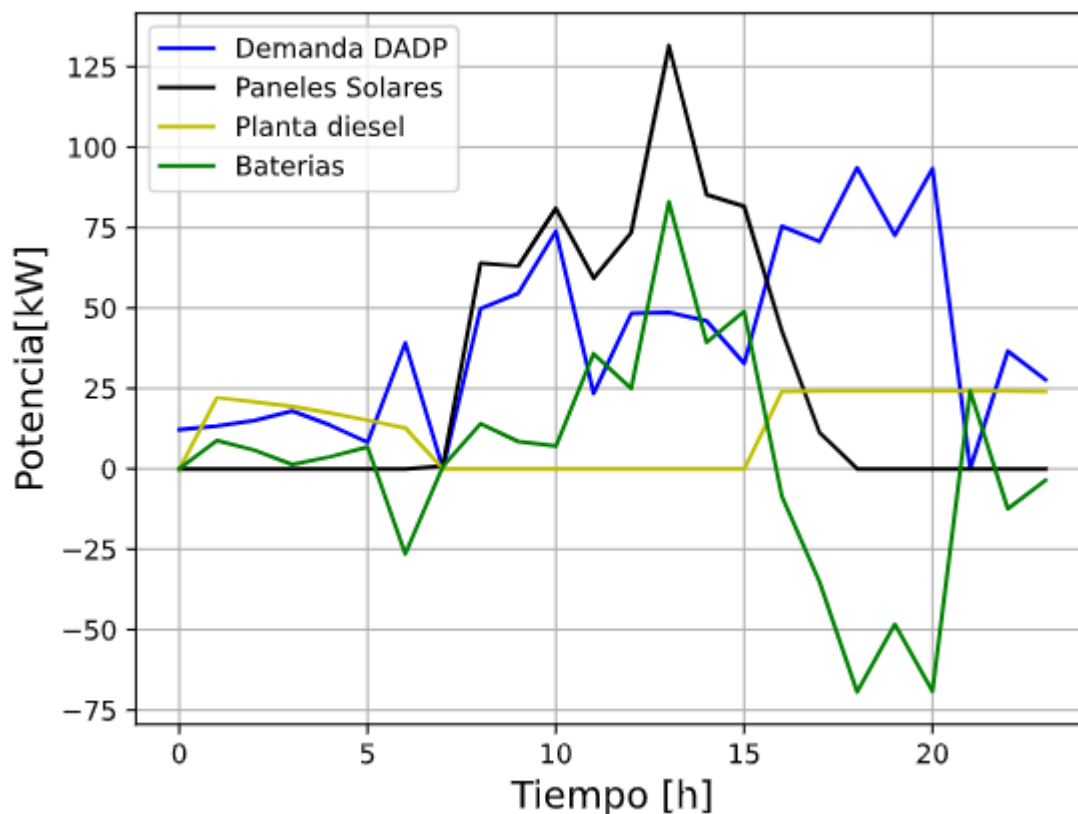
Nota: Autor

El despacho energético mostrado en la Figura 21 para la MEH en el décimo año de operación muestra como las baterías tienen más participación en el suministro energético de la

demanda, de igual manera, en 10 años de operación, la MEH depende mayormente de la operación de las plantas diésel. Cabe resaltar que las baterías entregan energía cuando tienen pendientes negativas y se encuentran en estado de carga en las pendientes positivas, de esta manera, de acuerdo con la Figura 21, las baterías tienen su mayor operación en las horas de la tarde cuando se presentan los picos máximos de potencia en la demanda. También se puede observar cómo los paneles solares entran en operación en horas del día ayudando al suministro energético de la demanda, como también a la carga de las baterías. En la Figura 22 se muestra el despacho energético para el último año de operación de la MEH hipotética.

Figura 22

Operación de la MEH en el veinteavo año



Como se observa en la Figura 22, el despacho energético en el último año de operación tiene un alto uso de paneles solares y de baterías, de tal forma que el uso la fuente diésel es poco y no poseen gran participación en el servicio energético. El alto uso de los paneles solares en el suministro de energía puede favorecer el costo nivelado de la energía y además reducir los precios en la tarifa que pagan los clientes. En las Figuras 23 y 24 se muestra el exceso y la falta de energía que se presenta en el último año de operación para un día aleatorio de servicio.

Figura 23

Exceso de energía de la MEH en un día de servicio

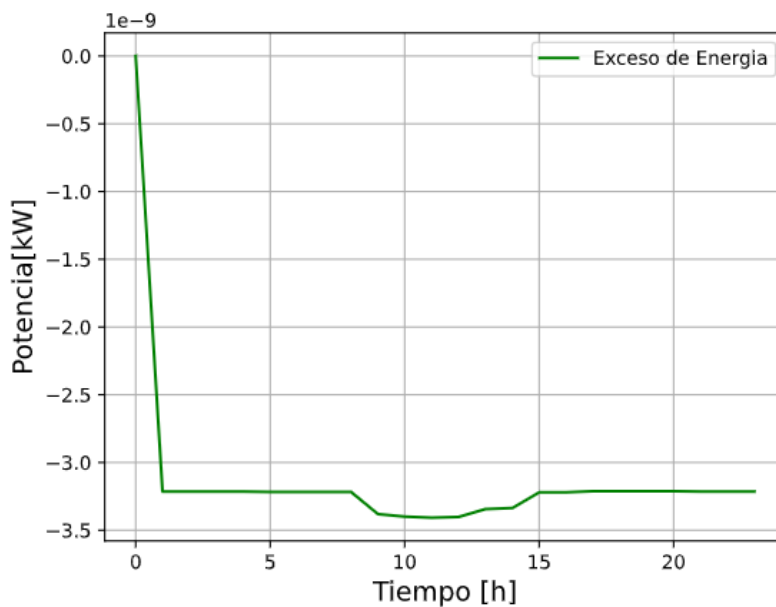
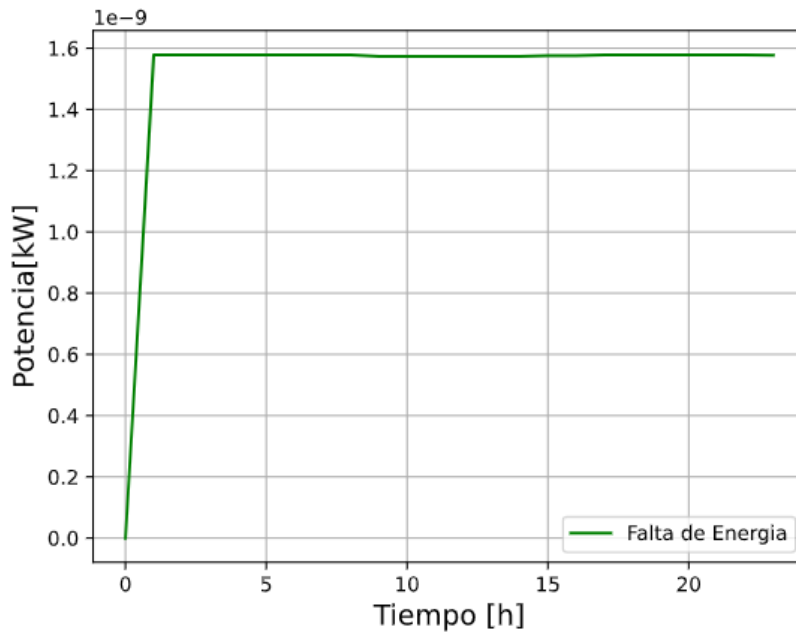


Figura 24

Falta de energía de la MEH en un día de servicio



De acuerdo con las Figuras 23 y 24 se puede observar que no existen excesos ni faltas de energía significativos en la MEH en un día de operación, lo que indica que la energía entregada a la demanda se realiza de una manera óptima en un día de servicio.

5.3. Comparación de escenarios (Escenario de referencia y Escenario DADP)

En esta sección se realiza una breve comparación del dimensionamiento y el despacho energético de los escenarios en donde existe una EGD y en donde no existe. Para hacerlo, se realiza la Tabla 29 en la que se muestran los resultados obtenidos en simulación en el último año de operación de la MEH.

Tabla 29*Comparación de escenarios*

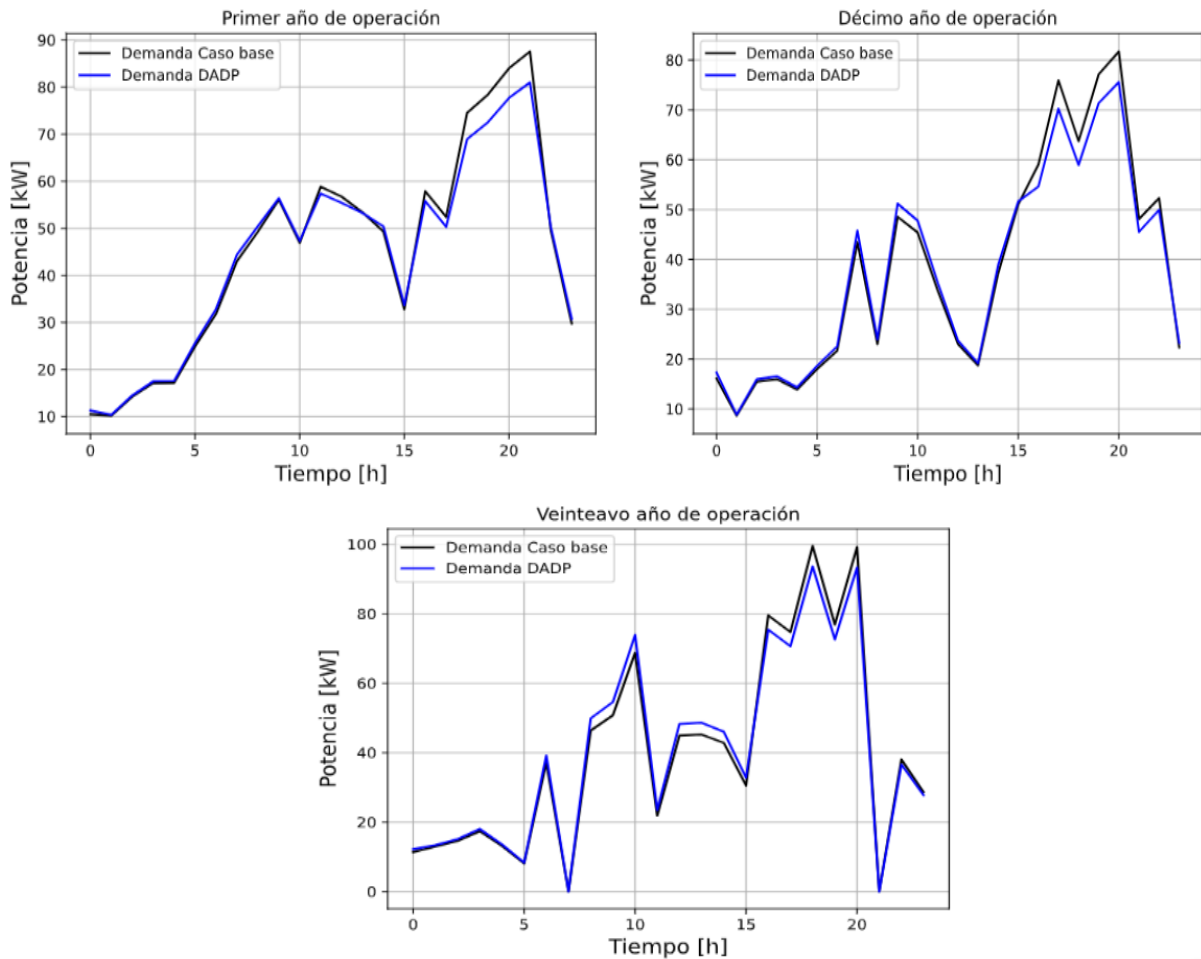
N°	Variable	Caso de Referencia	DADP
1	pv_capacity [kW]	456.778	469.819
2	dg_capacity [kW]	28.7494	23.806
3	bess_capacity [kWh]	559.479	549.887
4	pv_capacity_this_year[kW]	14.9467	10.282
5	dg_capacity_this_year[kW]	8.17124e-14	4.73261e-10
6	bess_capacity_this_year[kWh]	149.569	185.533

De acuerdo con los datos de la Tabla 29 se puede decir que la diferencia entre los dos escenarios no es muy alta, en un lado, la tarifa DADP tuvo una mayor capacidad de potencia en paneles en su tiempo de operación y una menor capacidad de potencia de las fuentes diésel y baterías lo que significa que existe un mayor uso de las fuentes renovables en la MEH. De igual manera, se pueden ver los resultados de capacidad de potencia que requiere la microrred en el último año con un aumento significativo de las baterías y prácticamente la desaparición de la fuente diésel para este periodo.

La comparación del despacho entre el caso base y la tarifa ToU también se realiza pero se realiza en los tres periodos de simulación para un día de servicio como se muestra en la Figura 25.

Figura 25

Comparación de demanda entre el escenario base y el escenario con EGD



Como se observa en la Figura 25, el uso de una EGD cambia los patrones de consumo de los usuarios y por ende la curva de demanda en la MEH. Esto se puede presentar debido a la variación en los precios de en la tarifa a determinadas horas del día, la diferencia de potencia entre las dos demandas no es muy significativa, lo que representa que la energía entregada por parte de la EGD es óptima.

6. Determinación de la prefactibilidad de la MEH en el corregimiento de San José.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en los capítulos 4 y 5, se puede decir que la viabilidad de implementar una EGD en la MEH en el corregimiento San José es aprobada. Los resultados financieros obtenidos en simulación como las ganancias de los inversionistas privados, la tasa de retorno y los pagos de los clientes hacen que los inversionistas del sector privado como los usuarios de la MEH tengan interés en participar en proyectos de energización rural.

De otro lado, los resultados en la operación del sistema del capítulo 5 refleja como el uso de una EGD cambia los patrones de consumo de los usuarios y la curva de demanda en el corregimiento, también se observa como el uso de fuentes de energía renovable tiene más participación en el suministro de energía a medida en la comunidad. Esto se puede presentar debido a la reducción en los precios de las tecnologías, la eficiencia que tienen en la prestación del servicio y el bajo impacto ambiental que tienen en su operación. En este sentido, se cumple con el propósito de brindarle a la comunidad un servicio de energía eléctrica las 24 horas al día. De esta manera se determina que implementar una MEH con la EGD seleccionada es viable y por lo tanto se da el paso siguiente en el que se elabore un estudio de factibilidad de implementar una MEH en el corregimiento de San José.

7. Conclusiones

La selección de la tarifa DADP hace que este estudio de prefactibilidad pase a un segundo nivel en el cual se evaluó la factibilidad de implementar una MEH en el corregimiento de San José. Con esta EGD los inversionistas del proyecto tienen beneficios tales como reducción en los costos totales 3,57% comparados con el caso de referencia con una diferencia en el tiempo total de operación. Otro beneficio que presenta la tarifa DADP es la reducción en los pagos de las facturas de los usuarios de la MEH, presentando una reducción del 2,37% en el primer año de operación al 4,1% en el décimo año y posteriormente al 5,1% en el último año de operación con respecto al caso de referencia. Esto quiere decir que a medida que la microrred entrega su servicio de energía, los clientes van a presentar un menor costo en el pago de las facturas, lo que generará conformidad en el pago del servicio. También se presentan beneficios en la disminución del consumo de combustible por parte de las plantas diésel, con una reducción del 5,1% en la cantidad de litros utilizadas en la operación total del sistema. Esta disminución en el consumo de combustible no solo beneficia a los inversionistas que tienen que pagar menos por la cantidad de combustible consumido, también beneficia al medio ambiente al tener menos uso de combustibles fósiles en la operación del sistema.

De otro lado, con el uso de la librería CVXMG fue posible evaluar el impacto de utilizar una EGD en el dimensionamiento y la operación de los equipos de la MEH por medio de la comparación cuantitativa de los datos de simulación entre las tarifas dinámicas y el caso de referencia en el que no se aplica una EGD. También se pudo observar cómo los clientes de la MEH cambian sus consumos de energía al hacer uso de una tarifa dinámica, evidenciado cómo se modifica la curva de la demanda a través del tiempo de operación de la MEH.

Con la ayuda de las bases de datos de acceso público del programa PVsyst 7.0, los informes de telemetría del IPSE, el paquete de CVXMG para el dimensionamiento de microrredes aisladas y el uso de herramientas computacionales como Python 3.7 y Microsoft Excel, fue posible identificar los recursos primarios de generación, los datos climatológicos y meteorológicos, las curvas de demanda diaria de la comunidad y por último obtener un dimensionamiento y una operación óptima de las fuentes de generación y almacenamiento en la MEH a través del uso de una EGD.

8. Recomendaciones

Para garantizar que el proyecto sea viable, se deben tener muy en cuenta los porcentajes de participación de CAPEX y OPEX de los inversionistas en la planeación del proyecto. Esto debido a que se pueden presentar malos resultados en las variables que determinan la viabilidad y el éxito de los proyectos de energización rural.

Referencias Bibliográficas

- Rey, O., Veléz, O., Serrano, S., Cubides, W., & Sáenz, G. (2019). Zonas No Interconectadas - ZNI: Diagnóstico de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica 2019. *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD*, 73.
https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2019/Nov/diagnostico_de_la_prestacion_del_servicio_zni_-_07-11-2019-lo_1.pdf
- Williams, N. J., Jaramillo, P., Taneja, J., & Ustun, T. S. (2015). Enabling private sector investment in microgrid-based rural electrification in developing countries: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1268–1281.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.153>
- Vallejo Zamudio, L. E. (2019). El plan nacional de desarrollo 2018-2022: “Pacto por Colombia, pacto por la equidad.” *Apuntes Del Cenes*.
<https://doi.org/10.19053/01203053.v38.n68.2019.9924>
- GREG, C. de R. de E. y G. (2013). *Determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para la actividad de generación en zonas no interconectadas con plantas térmicas*. Bogotá
- Pacto Municipal para la transformación regional PMTR MUNICIPIO DE EL CHARCO AGENCIA DE RENOVACION DEL TERRITORIO - ART, 14 (2018).
- M, Álvaro. IPSE, I. de P. y P. de S. E. para las zonas o I. (2015). *Informe telemetría mensual de enero 2015*. http://190.216.196.84/cnm/info_mes.php
- Merino, J. P. (2015). *Definición*. Obtenido de Definición de prefactibilidad:
<https://definicion.de/prefactibilidad/>
- Denner, J., Simatwa, E. M. W., Martínez-Valdés, José-Alfredo; Velázquez-Iturbide, J. Á., & Mart, A. (2017). Resumen Introducción. *TICAI 2017: TICs Para El Aprendizaje de La Ingeniería*, 5(July), 1–11.
- CVXMG. (2020). *Release 2.0.0* (pp. 1–35). <https://cvxmg.readthedocs.io/en/latest/index.html#>
- Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., & Dimeas, A. (2008). Microgrids management. In *IEEE Power and Energy Magazine* (Vol. 6, Issue 3).
<https://doi.org/10.1109/MPE.2008.918702>

Apéndices

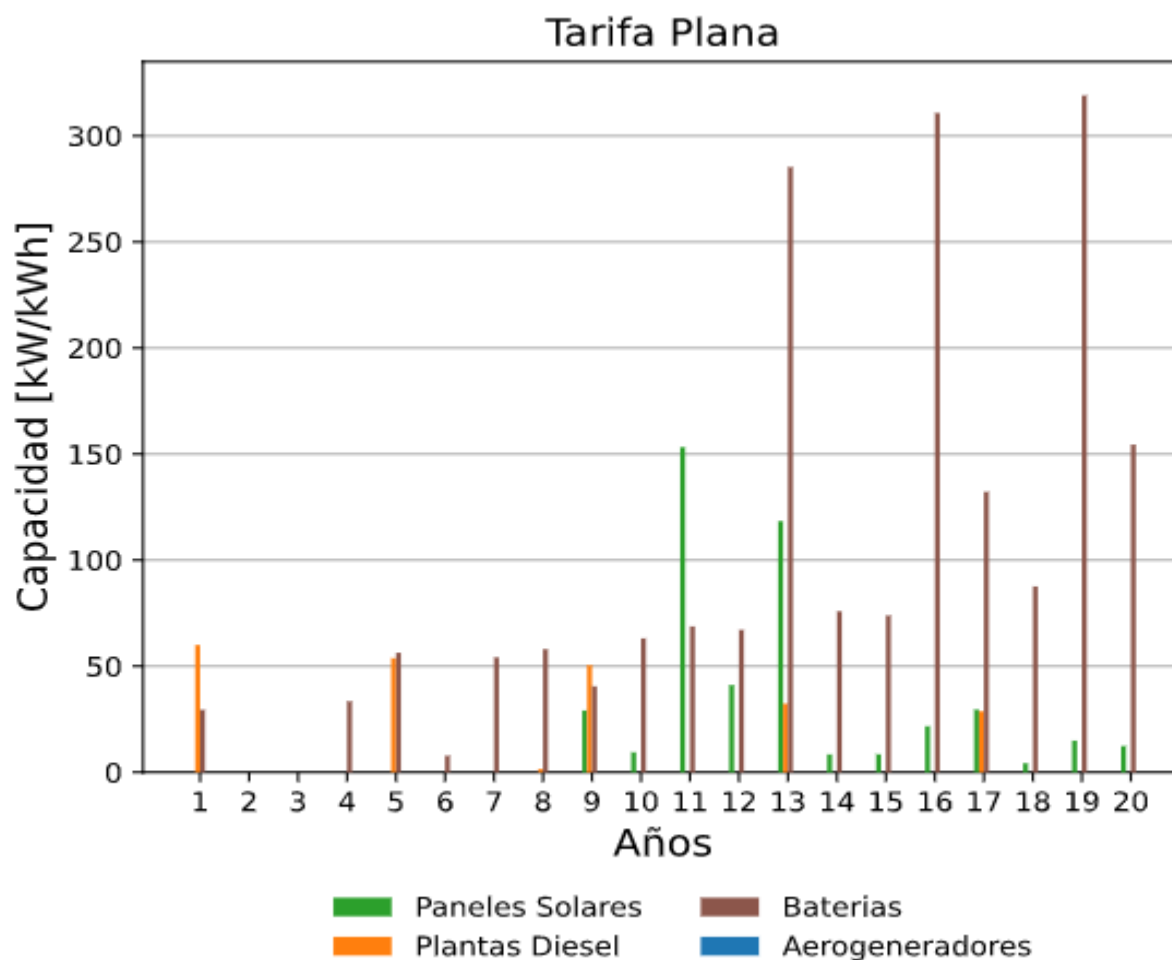
Apéndice A

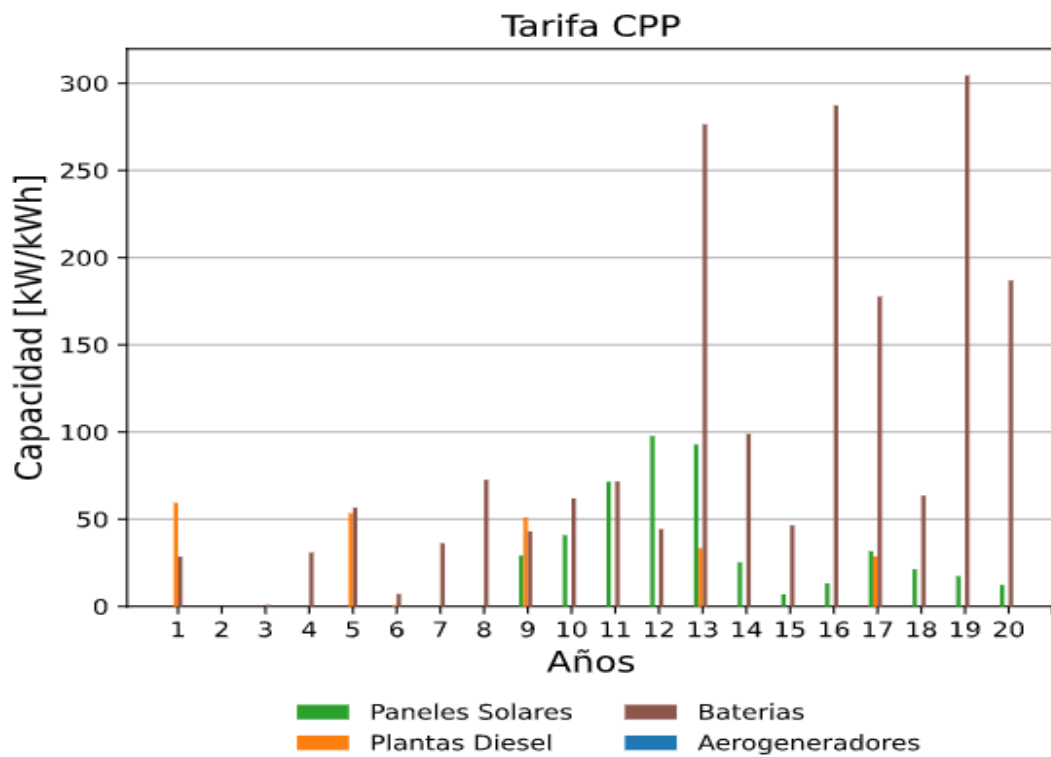
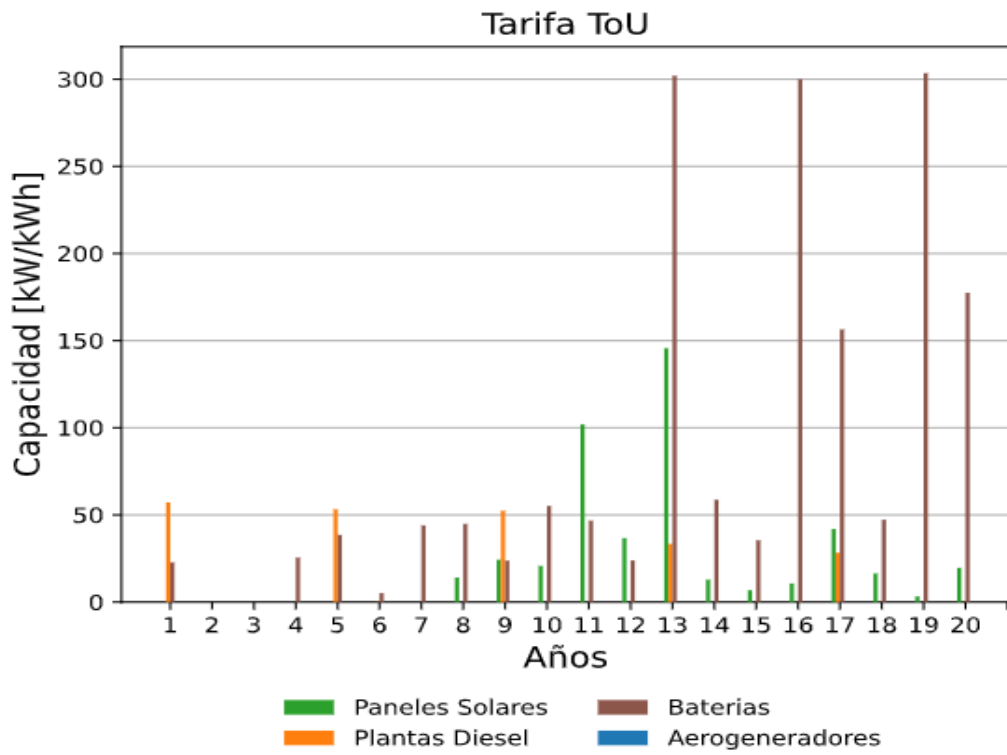
Datos climatológicos y de demanda eléctrica del corregimiento El Charco.

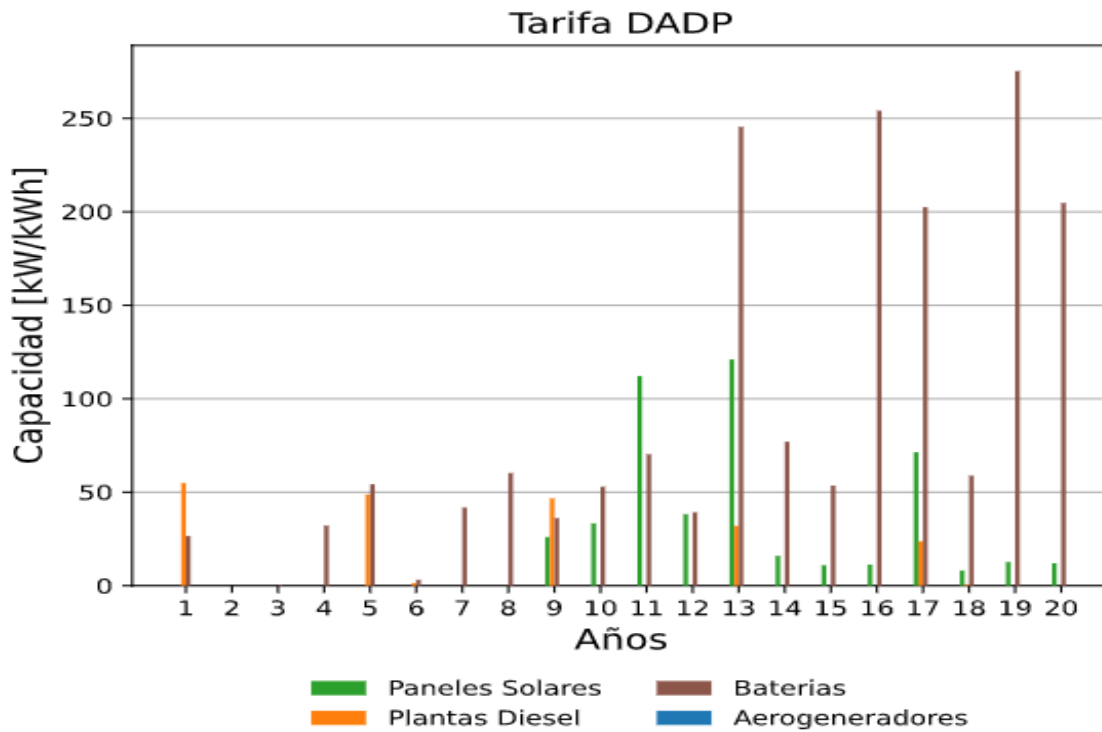
Documento realizado en Microsoft Excel donde se encuentran los datos de clima y demanda de la comunidad de forma horaria para el año 2019. Se encuentra en los archivos adjuntos entregados con el presente trabajo de grado.

Apéndice B

Capacidades anuales de potencia y energía para cada esquema tarifario







Apéndice C

Capacidades totales acumuladas de potencia y energía para los cuatro esquemas tarifarios.

