

**Evaluación del impacto de una estrategia de gestión de la demanda sobre el
dimensionamiento de una microrred híbrida en el municipio de Timbiquí-cauca**

Valeria Manuela Vargas Torres

Trabajo de grado para optar al título de ingeniera electricista

Director

Juan Carlos Oviedo Cepeda

Magister en ingeniería eléctrica

Codirector

César Antonio Duarte Gualdrón

PhD. En ingeniería eléctrica

Universidad Industrial De Santander

Facultad de ingenierías físico-mecánicas

Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

Tabla de contenido

Introducción	9
1 Objetivos	13
1.1 Objetivo general	13
1.2 Objetivos específicos	13
2 Metodología	14
2.1 Planteamiento del problema.....	15
2.1.1 Caso de estudio	18
2.1.2 Disponibilidad de recursos primarios para la generación de energía en la zona	19
2.2 Selección de la comunidad.....	23
2.2.1 Características de la comunidad.....	24
2.2.2 Sistema actual de generación de energía.....	25
2.3 Datos de entrada del algoritmo	27
2.3.1 Datos meteorológicos.....	28
2.3.2 Estimación de la demanda.....	29
2.3.3 Estimación de costos de las tecnologías de la microrred	32
2.3.4 Estrategia de gestión de la demanda EGD	40
2.4 Simulación	44
3 Análisis y resultados	44
3.1 Selección de la tarifa.....	45

3.1.1 Análisis de la demanda final	46
3.1.2 Análisis del consumo de diésel	48
3.1.3 Análisis del pago realizado por los usuarios.	49
3.1.4 Análisis del exceso de energía en la microrred.	51
3.1.5 Análisis de ganancia de capital para los inversionistas.....	52
3.1.6 Selección de la tarifa	55
3.2 Dimensionamiento	56
3.2.1 Capacidad instalada.....	56
3.2.2 Despacho de energía	58
3.2.3 Cantidad de equipos para cada fuente en la microrred	60
3.2.4 Costo total de los equipos	61
3.2.5 Ventajas y desventajas de implementar gestión de la demanda en la planificación de microrredes híbridas aisladas	62
4 Conclusiones	64
5 Referencias bibliograficas.....	646

Lista de figuras

Figura 1. Departamentos pertenecientes a las ZNI	16
Figura 2. Potencial hídrico en la zona.....	20
Figura 3. Irradiación global horizontal en Colombia.....	23
Figura 4. Ubicación geográfica Puerto Saija	25
Figura 5. Diagrama de sistema actual de generación.....	26
Figura 6. Diagrama de bloques con los datos de entrada requeridos por el algoritmo	29
Figura 7. Condiciones meteorológicas en Puerto Saija.....	30
Figura 8. Curva de Carga Promedio Diaria Mensual.....	33
Figura 9. Demanda diaria.....	33
Figura 10. Demanda final de los usuarios.....	47
Figura 11. Consumo de diésel en litros.....	49
Figura 12. Pago de los usuarios por el servicio de energía eléctrica	50
Figura 13. Exceso de energía en la microrred.....	52
Figura 14. Monto adicional que el activo obtuvo a través del tiempo	54
Figura 15. Capacidad instalada de la Microrred	58
Figura 16. Despacho de energía con la tarifa.....	59

Lista de tablas

Tabla 1. Aprovechamiento de energía eólica en función de la velocidad del viento	21
Tabla 2. Criterios para la selección de la comunidad.....	21
Tabla 3. Servicio promedio mensual.....	27
Tabla 4. Carga Promedio mensual	31
Tabla 5. Especificaciones del Equipo	34
Tabla 6. Costos de inversion	35
Tabla 7. Inversor solar Hibrido	35
Tabla 8. Cableado -Instalación.....	36
Tabla 9. Costos-Equipo Fotovoltaico.....	37
Tabla 10. Sistema de Almacenamiento	38
Tabla 11. Gastos-Costos KW	38
Tabla 12. Analisis Sistema de generación Diesel	39
Tabla 13: Tecnologías de la microrred-costos	40
Tabla 14. Resultados obtenidos de las simulaciones en Python	45
Tabla 15. Porcentaje de ganancia	55
Tabla 16. Puntaje para la selección de la tarifa.....	56
Tabla 17: Capacidad instalada de cada fuente	57
Tabla 18: Capacidad instalada	61
Tabla 19: Costos inversión en CAPEX.....	62

Lista de siglas

EGD Estrategia de Gestión de la Demanda

FNCE Fuentes No convencionales de Energía

GHI Irradiación Global Horizontal

IDEAM Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

IPSE El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas

LCOE el Costo Nivelado de Energía

MHA Microrred Hibrida Aislada

NPC Presente Neto Costo

ODS Objetivos de Desarrollo Sostenible

PDDD Tarifa de precio dinámico para el día después

PMA Planeación de Microrredes Aisladas

SUI Sistema Único de Información

SSPD Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

TDU Tarifa de tiempo de uso

PMC Tarifa de precio máximo crítico

TP Tarifa plana

ZNI Zonas No Interconectadas

Resumen

Título: “Evaluación del impacto de una estrategia de gestión de la demanda sobre el dimensionamiento de una microrred híbrida en el municipio de Timbiquí-cauca”

Autores: Valeria Manuela Vargas Torres

Palabras claves: microrred eléctrica híbrida, zonas no interconectadas (ZNI), gestión de la demanda.

Descripción

Este trabajo de grado consiste en identificar y analizar las ventajas y desventajas que genera la incorporación de una estrategia de gestión de la demanda en el proceso de planeación y dimensionamiento de una microrred híbrida aislada. El caso de estudio es una modificación hipotética del sistema actual de generación que tiene la comunidad de Puerto Saija en el municipio de Timbiquí. En la actualidad esta comunidad sufre su demanda energética a partir de generación con tecnología diésel. La microrred híbrida que se propone en este trabajo, combina generación a partir de tecnología diésel, paneles fotovoltaicos, y baterías. El dimensionamiento se hace implementando una estrategia de gestión de la demanda. El objetivo es identificar el comportamiento y los beneficios que pueden obtener los usuarios y los inversionistas, cuando se gestiona de manera eficiente la energía. La estrategia de gestión implementada es basada en costos y permite seleccionar la tarifa con la cual van a ser medidos los usuarios de la microrred. La selección de la tarifa se hace a partir del análisis de los resultados que se obtienen en el dimensionamiento de la microrred. El dimensionamiento se hace utilizando el algoritmo de planeación para microrredes aisladas, propuesto en la metodología planteada bajo el desarrollo de la **convocatoria 782** de Colciencias, adjudicada al grupo de investigación **GISEL**.

* Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías físico-mecánicas. Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director Juan Carlos Oviedo Caicedo MSc. Ingeniería eléctrica. Codirector Cesar Antonio Duarte Gualdrón. Dr. Ingeniería eléctrica.

Abstract

Title: "Evaluation of the impact of a demand management strategy on the sizing of a hybrid microgrid in the municipality of Timbiquí-Cauca"

Author: Valeria Manuela Vargas Torres

Key Words: Hybrid electrical microgrid, non-interconnected zones (ZNI), demand management.

Description: This degree work consists of identifying and analyzing the advantages and disadvantages generated by the incorporation of a demand management strategy in the planning and sizing process of an isolated hybrid microgrid. The case study is a hypothetical modification of the current generation system that the community of Puerto Saija has in the municipality of Timbiquí. At present this community supplies its energy demand from generation with diesel technology. The hybrid microgrid proposed in this work combines generation from diesel technology, photovoltaic panels, and batteries. Sizing is done by implementing a demand management strategy. The objective is to identify the behavior and benefits that users and investors can obtain when energy is managed efficiently. The management strategy implemented is based on costs and allows selecting the rate with which the users of the microgrid will be measured. The selection of the rate is made from the analysis of the results obtained in the sizing of the microgrid. The sizing is done using the planning algorithm for isolated microgrids, proposed in the methodology proposed under the development of the call 782 of Colciencias, awarded to the GISEL research group

* Work Degree

** Faculty of Physics Mechanical Engineering. School of Electrical Engineering. Electronics and Telecommunications. Directress:

Msc. Juan Carlos Oviedo Caicedo. MSc In Engineering Codirector: PhD Cesar Antonio Duarte Gualdrón. PhD In Engineering

Introducción

La implementación de una Estrategia de Gestión de la Demanda (EGD), en la planificación de Microrredes Híbridas Aisladas (MHA), permite introducir tarifas que gestionen la demanda energética de una manera eficiente y sostenible en el tiempo. La tarifa seleccionada para el funcionamiento de la microrred influye en la forma que los usuarios consumen energía. Los usuarios finales protegen la estabilidad del sistema, cuando responden a las variaciones en los precios de la electricidad. Así, los usuarios participan de manera activa en la operación de la MHA y ayudan a disminuir el costo de la energía (Ye Tang, 2010).

El acceso a la energía eléctrica es uno de los principales factores de desarrollo y equidad para los habitantes de una nación. En la actualidad este servicio es limitado y no es asequible para todos los colombianos, específicamente para aquellos que pertenecen a las zonas no interconectadas ZNI. En Colombia la matriz energética recae en un 70% sobre las centrales hidroeléctricas (UPME, 2017) y atiende la demanda de electricidad que requiere el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Por esta razón, los retos se concentran en ampliar la cobertura, diversificar el servicio, aumentar la inversión en energías no convencionales y en atender la falta de energía en comunidades que son vulnerables y están marginadas geográficamente. Los habitantes de estas localidades son quienes hoy viven las dinámicas de pobreza y una de las causas de esta situación, es la ausencia del servicio de energía en sus regiones (Herrera, 2018).

El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), es el encargado de promover el desarrollo de proyectos sostenibles que tengan criterios de eficacia, eficiencia y efectividad en Colombia. Según información del IPSE, en las Zonas No Interconectadas (ZNI), se dispone de una capacidad operativa de generación eléctrica de 241 MW. Solamente un 3% de la generación actual en las ZNI, se obtiene a partir de Fuentes No convencionales de Energía

(FNCE) con 16,46 MW instalados (SSPD, 2019). Los proyectos de generación híbrida implementados en las ZNI también son escasos. Al finalizar el año 2018, entraron en operación siete proyectos de generación híbrida con una capacidad total instalada de 6.84 MW. El IPSE proyectaba la entrada en operación de otra microrred, para alcanzar un total de 8 MW instalados en generación híbrida (IPSE, 2018).

Garantizar el acceso al servicio de energía eléctrica, para las comunidades que residen en las ZNI, es uno de los grandes retos que afronta actualmente Colombia para mitigar los índices de pobreza y asegurar la prosperidad de sus habitantes. Los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), son la base en la nueva agenda nacional y representan una visión común del futuro, para hacerle frente a las principales problemáticas del país. Reconocen, por primera vez, la importancia de la paz, la justicia y el rol fundamental que desempeñan los gobiernos y las instituciones democráticas sólidas para lograr el desarrollo. Además, trazan el camino para alcanzar un equilibrio entre las variables económicas y ambientales, incorporando temas como el cambio climático y el consumo sostenible (Herrera, 2018).

Ampliar la cobertura eléctrica en las ZNI a partir de las FNCE es una garantía para alcanzar los propósitos nacionales y lograr un desarrollo sostenible. El acceso continuo a la energía eléctrica para los usuarios residentes de estas zonas puede significar un aumento en la productividad económica, y con ello una disminución en los índices de pobreza. Para alcanzar estos objetivos, es necesario adoptar nuevas políticas de regulación en las tarifas, aumentar la inversión estatal y la intervención de la empresa privada. Las asociaciones público- privadas (APP), son una novedad en la legislación colombiana y permiten que grupos privados puedan presentarle al Estado iniciativas para el desarrollo de la infraestructura pública, en proyectos que brinden soluciones eficientes para la electrificación rural (Beltrán Torres, 2017).

Las MHA son una de las alternativas tecnológicas más eficientes y rentables para suplir la demanda energética en las zonas más apartadas del país. La energía en las MHA se genera de manera eficiente, con el mínimo impacto ambiental y generando valor para las regiones y sus habitantes. Las MHA permiten mejorar tanto la continuidad como la confiabilidad en el servicio, incorporando criterios de sostenibilidad ambiental. Lo anterior, coincide con los objetivos propuestos por el World Energy Council (WEC) en su índice de sostenibilidad energética, donde se evalúa a los países por sus habilidades para llevar a cabo políticas energéticas sostenibles (Parejo, 2012).

La incorporación de EGD en la planificación de las MHA para las ZNI, permiten la adecuada selección de la tarifa con la que se va a medir el consumo de energía de los usuarios. La estrategia de gestión se base en costos y por esto contribuye a la aplicación de un esquema tarifario acorde con las necesidades reales de la población. Lo que se busca es garantizar la sostenibilidad financiera, técnica y ambiental de las MHA al utilizar una EGD en su diseño y planificación.

Este trabajo de grado pretende analizar un sistema de generación de energía eléctrica híbrido, que incorpore una estrategia de gestión de la demanda en su proceso de planeación y dimensionamiento. Se espera que la incorporación de la EGD permita seleccionar el esquema arancelario que mayor impacto genera sobre la microrred. Además, los resultados obtenidos sirven para determinar las ventajas y desventajas de aplicar una EGD basada en precios dinámicos, para la gestión de la energía en este tipo de proyectos.

El análisis se realizará considerando un año de operación y la continuidad del servicio durante las 24 h del día en la comunidad objeto de estudio. Finalmente, para determinar las ventajas y desventajas, se va a realizar una comparación del dimensionamiento de la microrred al

implementar una EGD, con un caso donde no se aplica gestión de la demanda. Una vez realizada la comparación, es posible determinar, si es factible remplazar los sistemas basados únicamente en diésel, por sistemas híbridos renovables que incluyan gestión de la demanda.

En la búsqueda del camino adecuado para solucionar las problemáticas energéticas de las zonas más apartadas del país. Se encuentra que es posible desde el conocimiento científico, la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación. Por esta razón, se espera que los resultados obtenidos en este trabajo de grado sean de utilidad para formular propuestas y proyectos, que les permita a estas comunidades el acceso a la energía eléctrica, de una forma confiable, segura y sostenible ambiental y financieramente en el tiempo.

1 Objetivos

1.1 Objetivo general

- Evaluar las ventajas y desventajas de aplicar una estrategia de gestión de la demanda en el dimensionamiento y el despacho de energía de una micro-red híbrida, ubicada en el municipio de Timbiquí-Cauca.

1.2 Objetivos específicos

- Estimar la demanda eléctrica y la disponibilidad de recursos de generación primarios de la comunidad de Timbiquí usando bases de datos de acceso público.
- Realizar el dimensionamiento de las fuentes de energía de la comunidad considerando una estrategia de gestión de la demanda y utilizando el algoritmo de planeación para microrredes aisladas en Python.
- Evaluar las ventajas y desventajas de aplicar una estrategia de gestión de la demanda sobre el dimensionamiento y sobre el despacho de la microrred, comparando los resultados con un caso en donde no se aplique gestión de la demanda.

2 Metodología

Este trabajo de grado tiene como objetivo evaluar el impacto que produce implementar una estrategia de gestión de la demanda (EGD) cuando se está haciendo la planificación y el dimensionamiento de Microrredes Híbridas Aisladas (MHA). La metodología para establecer la estrategia de gestión, seleccionar el esquema tarifario y realizar el dimensionamiento de las fuentes de la MHA, se basa en el análisis de los resultados que se obtienen al realizar la simulación en Python. El algoritmo utilizado para la planeación de microrredes híbridas aisladas fue elaborado por (Oviedo, 2020). Este, se desarrolló con la metodología planteada bajo el desarrollo de la convocatoria 782 de Colciencias, adjudicada al grupo de investigación GISEL. El algoritmo se tomó como punto de referencia y se propuso como eje central para el desarrollo de este trabajo.

La formulación del problema resuelto por el algoritmo asume que los clientes reaccionan a las tarifas cambiando sus patrones de consumo para reducir sus pagos por la energía consumida. Esto garantiza un deseado nivel de confiabilidad para la microrred. Esto sucede al minimizar el Presente Neto Costo (NPC), y usar el Costo Nivelado de Energía (LCOE) para comparar los efectos de las tarifas en estudio. Para realizar el dimensionamiento adecuado de las fuentes, se busca minimizar el costo de la energía y el de los equipos de generación necesarios para la conformación de la microrred. (Oviedo et al., 2018)

La metodología propuesta para el desarrollo de este trabajo está compuesta por varias etapas. La primera etapa es realizar el planteamiento del problema y el caso de estudio. La segunda es seleccionar la comunidad sobre la cual se desea analizar el impacto. La tercera es determinar los datos de entrada necesarios, para el funcionamiento óptimo del algoritmo. La cuarta es realizar la simulación y finalmente realizar el análisis de los resultados.

2.1 Planteamiento del problema

En la actualidad aproximadamente el 52% del territorio colombiano pertenece a las ZNI. Se calcula que son alrededor de 1'900.000 personas las que habitan en los 18 departamentos que pertenecen a este territorio (SSPD, 2019). En el siguiente mapa de Colombia es posible identificar de manera visual los departamentos que hacen parte de las ZNI.

Figura 1. Departamentos pertenecientes a las ZNI



Nota: SUI. 20 de junio de 2018

Según el IPSE alrededor de 1728 comunidades en las ZNI tienen acceso al servicio de energía eléctrica. El 97% de estas comunidades se abastecen de energía a partir de generación diésel. En

el Sistema Único de Información (SUI), se encuentran registradas 1697 localidades. De las cuales 1607 son rastreadas vía telefónica y solamente 91 comunidades cuentan con el servicio de telemetría.

Respecto a las localidades registradas por el SUI y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), se identifica que el Pacífico Sur tiene el 46,6% del total de las localidades. En segundo lugar, está el Pacífico Norte con el 36,5% de las localidades y en tercer lugar la Amazonía con el 10,3% de las localidades. Las comunidades que cuentan con telemetría están distribuidas de manera similar. En la región Pacífico sur se encuentran el 28.6 % de las localidades y en el Pacífico Norte el 34 % de las localidades que cuentan con telemetría (SSPD, 2019).

A lo largo de la historia colombiana la región pacífica es la que ha permanecido en mayor abandono estatal. El gobierno colombiano ha concentrado la mayor cantidad de sus recursos en las grandes ciudades y en el centro del país. La costa pacífica goza de una ubicación estratégica, pero está al margen de una inversión social incluyente. Esto explica la cantidad de localidades pertenecientes a las ZNI, los elevados índices de pobreza, de miseria y de necesidades básicas insatisfechas. Las necesidades que aquejan a esta población se reflejan en el deterioro de las condiciones de vida de los habitantes de estas zonas. Por esta razón, no contar con el servicio de energía, hace que los habitantes de estas zonas tengan menos oportunidades de desarrollo con respecto al resto de la población nacional (Riascos, 2015).

Estas zonas, se caracterizan por su riqueza natural, étnica y cultural. Sin embargo, no reciben el servicio de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), debido a su aislamiento geográfico, la baja densidad poblacional y la dificultad de acceso a su territorio. El IPSE trabaja con el gobierno nacional para estructurar, evaluar e implementar soluciones

energéticas que garanticen el acceso a este servicio básico para la mayor parte de la población. Una opción para cumplir con los objetivos propuestos por el IPSE y el plan nacional de desarrollo es mediante el uso de tecnologías con fuentes no convencionales de energía renovable. Así se reducen las emisiones de gases a la atmosfera y los impactos ambientales al suelo, aguas, flora y fauna.

El renovado interés en mejorar las condiciones de acceso a la energía, específicamente formas modernas y de baja huella de carbono, surge de la preocupación por el impacto ambiental que genera el uso de formas ineficientes y con un alto nivel de emisiones a la atmosfera. Las Naciones Unidas hablan de la meta de acceso universal a la energía, y lanzaron el programa (Sustainable Energy), con tres líneas de acción: acceso universal a la energía, energía limpia y renovable, y eficiencia energética (García, 2014). En Colombia la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) propone la implementación de un impuesto al carbono, para desincentivar actividades y prácticas, que afectan negativamente el medio ambiente.

Lo anterior debe ser considerado como una prioridad de política pública. Por tal razón, los entes gubernamentales deben generar propuestas, leyes, mecanismos y proyectos que brinden soluciones reales y alcanzables para las ZNI del país. El objetivo que se deben plantear es mejorar la calidad de vida de los habitantes de estas zonas y específicamente del pacifico colombiano, por ser la región con mayor número de localidades que no gozan de un servicio eficiente de energía.

2.1.1 Caso de estudio

El planteamiento del problema dejó claro que la región pacífica es la que requiere una mayor infraestructura energética en Colombia. Los proyectos financiados por el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), deben estar definidos como inversiones prioritarias en los planes de desarrollo territorial y en los programas de energización (CAFAZNI, 2011). De los 363 proyectos que han sido financiados por el fondo FAZNI, 92 pertenecen a los 5 departamentos de la región pacífica. Choco tiene fondos asignados para 56 proyectos, Cauca para 13, Nariño para 19, Valle para 3 y Antioquia para 2. Es evidente que la mayor cantidad de proyectos en estudio de factibilidad y desarrollo, están enfocados en brindar soluciones energéticas para el departamento del Choco (IPSE, 2020).

Sin embargo, el segundo departamento con mayor número de localidades pertenecientes a las ZNI es el Cauca. Y la información presentada por el IPSE para este departamento deja ver la ausencia en el desarrollo de proyectos que brinden soluciones energéticas a sus comunidades. Por esta razón se decidió enfocar este trabajo de grado en el estudio de una posible solución energética para una comunidad perteneciente a este departamento.

El periodo de tiempo seleccionado para el desarrollo de este trabajo es el comprendido entre septiembre del 2018 y agosto del 2019. Este último, es el mes en el cual se inició a recopilar la información. Los datos que se especifican en los informes de telemetría se requieren para caracterizar la comunidad objeto de estudio. Por esta razón, únicamente se pueden tener en cuenta las comunidades que cuentan con el servicio de telemetría. De las trece comunidades que cuentan con telemetría en el departamento del Cauca, seis pertenecen al municipio de López de Micay, cinco a el municipio de Timbiquí y dos a Guapi. Sin embargo, tres de las comunidades pertenecientes a López de Micay presentan vacíos en la información dada por el IPSE. En la

mayoría de los meses no tienen registro de datos, en los informes de telemetría. Por tal razón se decidió seleccionar una de las comunidades pertenecientes al municipio de Timbiquí. El caso de estudio es una modificación hipotética de una de las microrredes existentes en el municipio. Las cuales hoy suplen su demanda energética a partir de generación con combustible diésel.

2.1.2 Disponibilidad de recursos primarios para la generación de energía en la zona

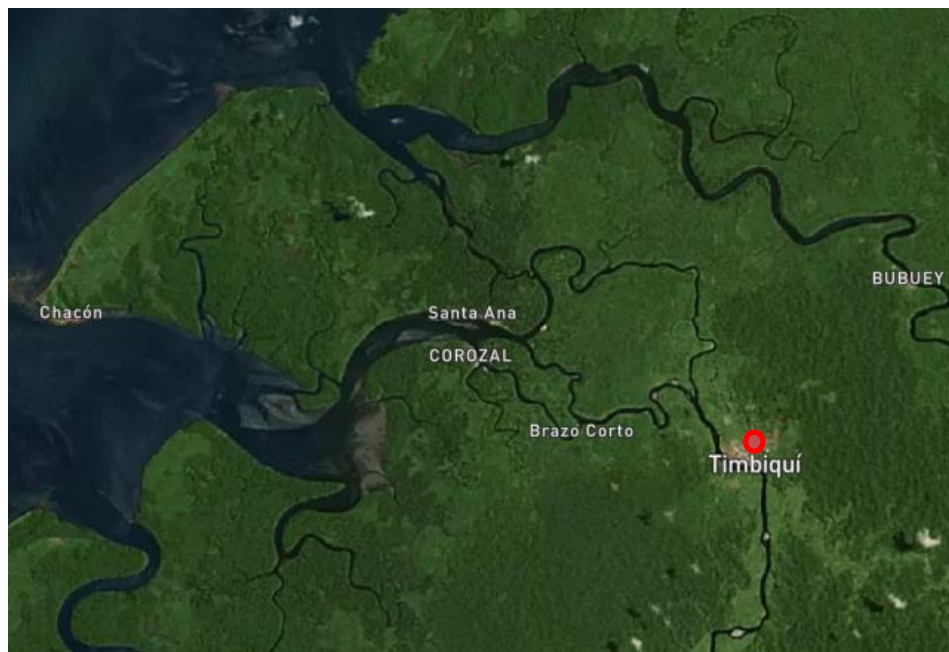
El municipio de Timbiquí es una zona con alto potencial de desarrollo, debido a la cantidad de recursos naturales que posee, su biodiversidad, y la buena ubicación geográfica al ser un municipio costero. En este apartado se evalúa el uso de los recursos primarios que existen en la zona y que pueden ser aprovechables en generación de energía eléctrica.

- Potencial Hidráulico

Los principales ríos que irrigan al Municipio de Timbiquí son el Río Timbiquí, el Saija y el Bubuey, con sus respectivos afluentes. Estos ríos y el mar del Océano Pacífico, son la fuente de abastecimiento para el consumo diario y se han convertido en las vías de transporte para los habitantes de la zona. La configuración y disposición de la cordillera Occidental y la serranía de Timbiquí determinan el comportamiento de la red de drenaje de los ríos que van hacia el océano Pacífico. Los ríos de esta cuenca se caracterizan por tener recorridos cortos, pero de gran caudal debido a las altas precipitaciones y al régimen hidrológico predominante (Jaramillo, 2019).

Aunque la zona presenta varias estaciones de medición, las mismas solo aportan algunos datos sobre precipitación y evaporación, no sobre otros parámetros como caudales de ríos principales que pudieran generar mejor información sobre la riqueza hídrica de la región [12]. En la siguiente imagen se puede distinguir de manera visual el potencial hídrico que hay en la zona.

Figura 2. Potencial hídrico en la zona.



Nota: Vista satelital de Apple - Satélites Pro

En la figura 2, se evidencia que el potencial hídrico de la zona es alto comparado con otras regiones del país. Sin embargo, aunque es una región rica en recursos hídricos, no existen estudios donde se especifique el caudal y las características de los afluentes. Por esta razón, para efectos de este trabajo no se tiene en cuenta el potencial hídrico.

- **Potencial eólico**

La energía eólica se produce a partir del movimiento de la masa del aire (energía cinética del viento), y su aprovechamiento depende de la velocidad del viento en el sitio. A continuación, se presentan los diferentes eventos en los cuales se puede emplear este tipo de energía para la generación de electricidad.

Tabla 1. Aprovechamiento de energía eólica en función de la velocidad promedio anual del viento.

velocidad a 10 [m] de altura	Uso en generación de energía eléctrica
Menor a 3 m/s	Usualmente no es viable
3 - 4 m/s	Poca viabilidad para la generación de energía eléctrica
4 - 5 m/s	Viable (tendencia actual)
Más de 5 m/s	Viable para generación eléctrica
Más de 6 m/s	Viable para generación con sistemas autónomos

Nota: Adaptado por el autor, basado (UPME)

En la tesis de maestría (Puertas González, 2016), se concluyó que la velocidad del viento en las localidades pertenecientes al departamento del Cauca, presentan una variación de velocidad entre 1.3 y 1.7 [m/s]. Además, al hacer la estimación de la velocidad del viento para las coordenadas geográficas de Timbiquí, en el software PVsyst. Se encontró que la velocidad promedio es de 1.8 [m/s]. Teniendo en cuenta lo anterior y la información contenida en la tabla 1, es posible concluir que no es viable la generación de electricidad a partir de la energía eólica en ninguna comunidad perteneciente a Timbiquí. Por esta razón, no se tendrá en cuenta para el desarrollo de este trabajo.

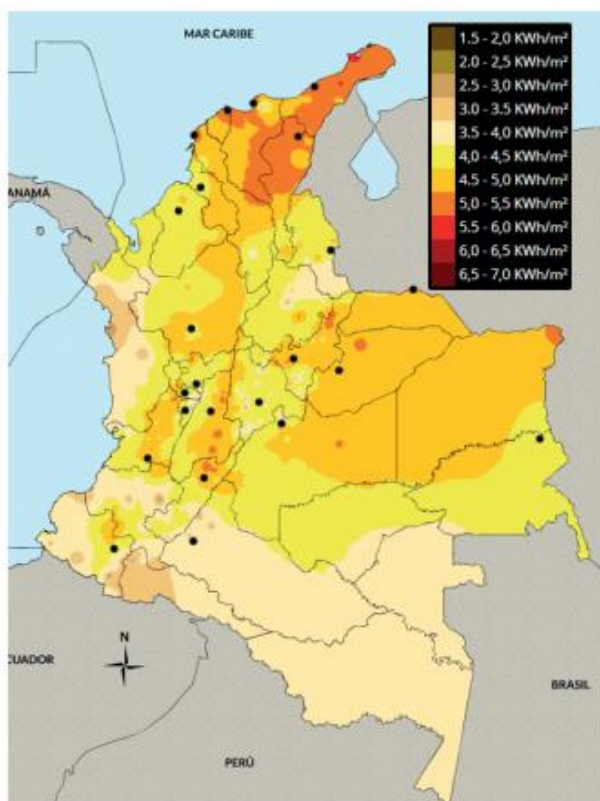
- **Potencial solar**

La energía solar es producida por reacciones nucleares al interior del sol, que son transmitidas en forma de ondas electromagnéticas a través del espacio. Su cuantificación se realiza a través de la medición de la radiación solar en un punto objeto de estudio (UPME, 2003). Este tipo de energía se aprovecha empleando diferentes tipos de tecnología, como solar fotovoltaica y solar térmica, la cual se capta por diferentes dispositivos según la tecnología a utilizar. En este trabajo

solo se tendrán en cuenta los sistemas fotovoltaicos (FV). Estos, convierten la radiación electromagnética, directamente a electricidad.

La posibilidad de producir energía solar fotovoltaica en una comunidad depende de la posición geográfica. Lo anterior debido a que existen zonas donde hay una mayor incidencia del sol y por ende mayor irradiación solar. Se pueden tomar como referencia los mapas de radiación solar que ofrecen los diferentes entes gubernamentales. En el caso de Colombia, es el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), el cual provee el Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia (IDEAM, 2014). A continuación, se puede observar el mapa de Irradiación Global Horizontal (GHI), de Colombia.

Figura 3: Irradiación global horizontal en Colombia.



Nota: IDEAM, “Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia,” junio 2014. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>.

La radiación solar en el departamento del Cauca se encuentra entre 3.5 y 5.0 KWh/m², eso significa que es posible el aprovechamiento de la energía solar, al implementar un sistema de generación con paneles solares. Por esta razón, se tendrá en cuenta este tipo de generación para el desarrollo de este trabajo.

2.2 Selección de la comunidad

Actualmente solo el 29,3% de la población que vive en Timbiquí tiene acceso a la energía. Todas las localidades que cuentan con el servicio, se abastecen de electricidad a partir de la generación con combustible diésel (Jaramillo, 2019). Además, solo se encuentra información de las cinco comunidades que son monitoreadas con telemetría. Los informes son proporcionados por el IPSE y están disponibles en su página web para algunos meses del año. Estos, permiten comparar el servicio de energía que tienen estas comunidades. La tabla 2, muestra la comparación de algunos datos que se encontraron en los informes de telemetría, de cada comunidad.

Tabla 2. Criterios para la selección de la comunidad

Comunidad	Número de usuarios	Meses con servicio	Horas de servicio	Demanda máx. [kW]
Coteje	265	6	3 horas 20 minutos	39.69
Puerto Saija	457	11	4 horas 19 minutos	147.02
San José	267	10	7 horas 12 minutos	41.59
Santa María	402	11	5 horas 16 minutos	92.67
Santa Rosa de Saija	212	7	2 horas 32 minutos	27.65

Nota: Elaboración propia (IPSE)

En la tabla 2, se puede observar que todas las comunidades solo tienen información registrada para algunos meses del año. En algunas localidades la información encontrada, corresponde a la mitad del año en estudio. Al calcular las horas de servicio para un día promedio del año, los resultados son bajos en comparación con los obtenidos para las comunidades de las que se tiene más información. Por esta razón, Coteje y Santa Rosa de Saija son comunidades que no se pueden caracterizar de forma correcta. Teniendo en cuenta que todas las localidades pertenecen al mismo municipio, se decidió seleccionar la comunidad con la que se puede generar un mayor impacto. Puerto Saija no solo tiene la mayor cantidad de usuarios suscritos a la red de energía local, también exige la demanda energética más alta. Estas dos razones la convierten en la comunidad seleccionada como objeto de estudio para el desarrollo de este trabajo.

2.2.1 Características de la comunidad

Puerto Saija es una comunidad ubicada en la latitud $2^{\circ}82'08''$ Norte y longitud $-77^{\circ}57'51''$ Oeste, en el municipio de Timbiquí (Cauca, Colombia). Esta se encuentra a orillas del Rio Saija y sujeta a inundaciones constantes por las altas precipitaciones y su cercanía al mar. En la figura 4, se muestra de manera visual la ubicación geográfica de la localidad objeto de estudio.

Figura 4. Ubicación geográfica Puerto Saija



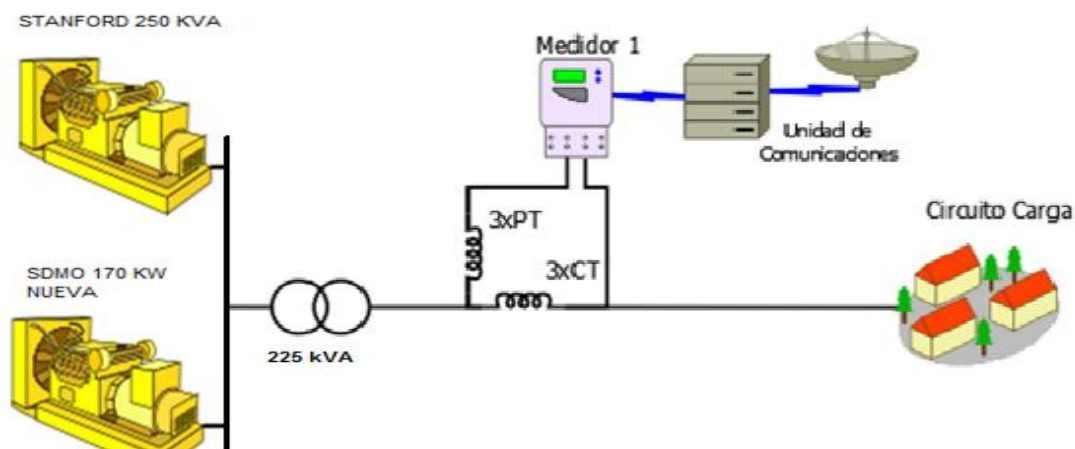
Nota: Vista satelital de Apple

2.2.2 Sistema actual de generación de energía

Actualmente la microrred está compuesta por un grupo electrógeno que funciona con combustible diésel. Es marca STANFORD y tiene una capacidad de 250 kW, es antigua y ya no funciona correctamente. A razón de lo anterior, se instaló una planta que sirve como respaldo y tiene una capacidad de 170 kW. El transformador eléctrico es marca SMDO de 225 KVA.

Actualmente, la central de generación se encuentra en operación. A continuación, se muestra el diagrama unifilar de la micro central eléctrica

Figura 5. Diagrama de sistema actual de generación



Nota: CNM-IPSE

La microrred proporciona energía eléctrica a 457 usuarios. El año en estudio comprende el análisis de información entre los meses de septiembre del 2018 y agosto del 2019. El servicio se prestó en promedio durante 4 horas diarias. En su mayoría, las interrupciones se dan por el mal

funcionamiento del generador. En la siguiente tabla se detalla por meses la cantidad de días que los usuarios recibieron el servicio de energía eléctrica y su promedio en horas de servicio al mes.

Tabla 3. Servicio promedio mensual

PROMEDIO MENSUAL DEL SERVICIO					
Primer semestre			Segundo semestre		
Mes	Número de días	Horas de servicio	Mes	Número de días	Horas de servicio
Septiembre	28	6.26	Marzo	0	0
Octubre	23	5.02	Abril	13	5.96
Noviembre	28	6.21	Mayo	22	3.02
Diciembre	28	4.4	Junio	20	4.48
Enero	23	4.4	Julio	16	3.83
Febrero	8	1.79	Agosto	25	6.47
Promedio T				22	4.32

Nota: Elaboración propia (IPSE,2019)

En promedio los usuarios de Puerto Saija cuentan con la prestación del servicio energético durante 20 días al mes. Sin embargo, solo cuentan con 4 horas diarias de servicio. Lo anterior evidencia que la población de esta comunidad, no cuentan con un servicio de energía que les brinde la posibilidad de mejorar sus condiciones de vida.

La generación de energía con tecnología diésel no da confiabilidad en el servicio, porque no lo presta de manera continua y sin interrupciones. Gracias a la información que se encuentra en la tabla 3, se puede identificar, que durante el mes de marzo los usuarios no contaron con la prestación del servicio. De igual forma los meses de enero y abril muestran muy pocos días en los que los usuarios pudieron acceder a la energía.

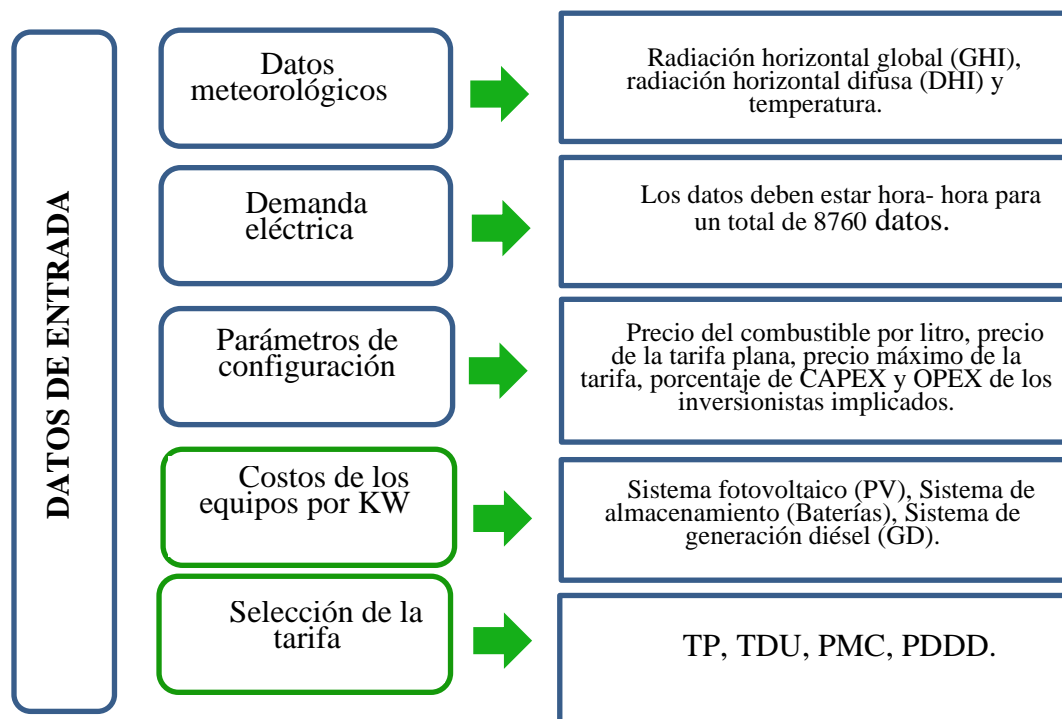
2.3 Datos de entrada del algoritmo

En esta etapa se deben realizar varias actividades, entre ellas: recopilar los datos meteorológicos, climatológicos y geográficos que se encuentran en bases de datos de acceso público; estimar la demanda diaria promedio de la comunidad; seleccionar los equipos que van a servir como fuentes de generación; determinar la estrategia de gestión de la demanda y las tarifas que se van a tener en cuenta para realizar la simulación y el análisis de los resultados.

Algunos de los resultados que se pueden obtener con este algoritmo son los costos de generación de la energía eléctrica, el dimensionamiento de las fuentes de generación, el despacho de energía y el consumo de energía eléctrica como respuesta de los usuarios a la tarifa propuesta. El algoritmo soluciona un problema de optimización que busca minimizar costos. La formulación del problema garantiza que los clientes consuman la misma energía antes y después de la fijación de tarifas (Oviedo et al., 2018).

El algoritmo permite realizar el dimensionamiento de microrredes aisladas, definir la estrategia de gestión y las tarifas que pagarán los usuarios por su consumo. Sin embargo, la veracidad de los resultados depende de los datos de entrada. En la figura 6 se denotan los datos que se deben recopilar antes de realizar la simulación y dimensionamiento de la microrred. Los datos que se encuentran dentro de los recuadros de color azul son datos que se importan desde el programa y están en un archivo tipo CSV. Los datos que se encuentran dentro de los recuadros de color verde son variables que se modifican directamente en el algoritmo.

Figura 6. Diagrama de bloques con los datos de entrada requeridos por el algoritmo.

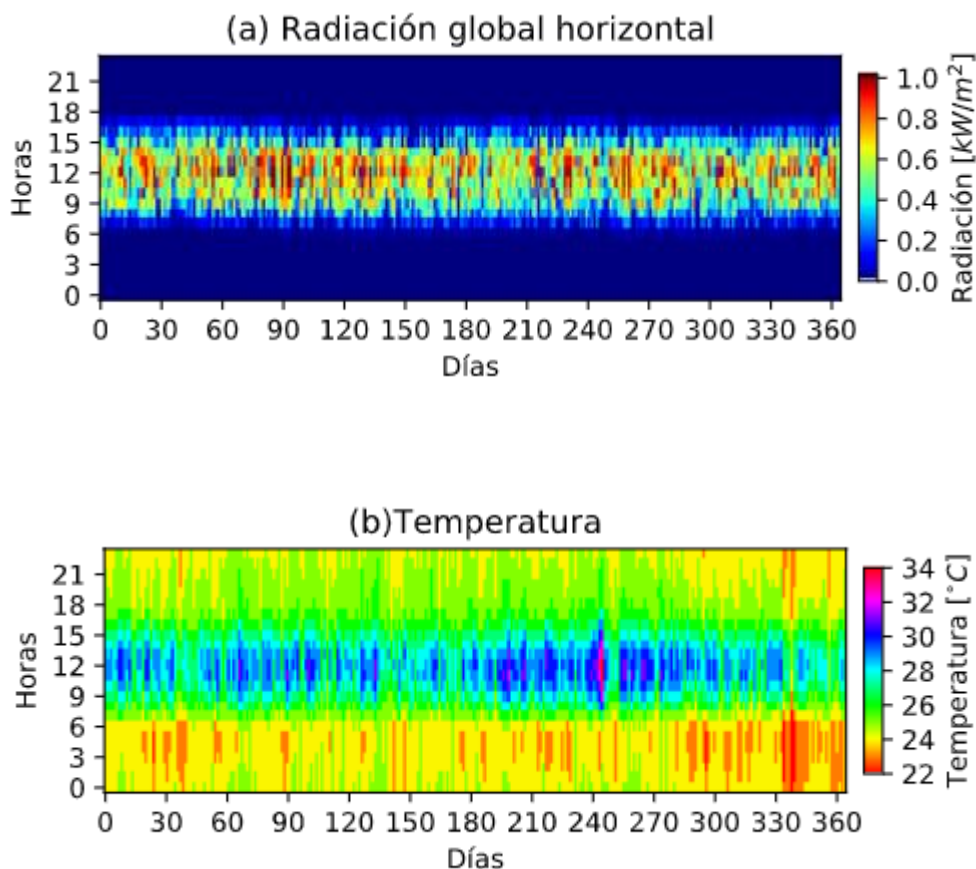


Nota: Elaboración propia

2.3.1 Datos meteorológicos

La radiación global horizontal GHI y la temperatura ambiente de Puerto Saija-Timbiquí, se obtuvo usando el software PVsyst. El cual trabaja con la base de datos Meteonorm 7.2, para obtener los datos requeridos solo se necesita ingresar al software la ubicación exacta del lugar. A partir de los datos obtenidos en PVsyst se muestra la figura 7, con los perfiles anuales de GHI en 7a y temperatura en 7b.

Figura 7. Condiciones meteorológicas en Puerto Saija



Nota: Elaboración propia

El promedio mensual de GHI en Puerto Saija es 0.19 kWh/ m². La temperatura promedio es de 25.55 °C, la temperatura mínima es de 22 °C, y La temperatura máxima puede alcanzar los 34 °C.

2.3.2 Estimación de la demanda

Los informes mensuales entregados por el IPSE detallan datos de despacho y cantidad de horas de servicio. Sin embargo, la demanda no se especifica y los datos de carga se muestran al público por medio de una gráfica hora-hora con el perfil de carga promedio diaria, para cada mes.

Teniendo en cuenta dichas gráficas, se aproximaron los datos y se tabularon. Una vez los datos

han sido organizados para cada mes. Se procede a calcular el promedio en KWh para un día promedio de cada mes. En la siguiente tabla se pueden apreciar dichos resultados.

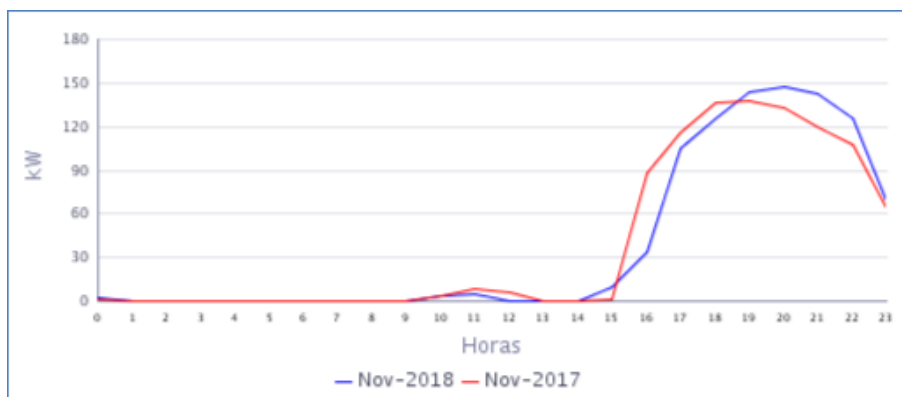
Tabla 4. Carga promedio mensual

CARGA PROMEDIO MENSUAL	
Mes	Carga (KWh)
Septiembre	39.33
Octubre	31.58
Noviembre	38.46
Diciembre	36.83
Enero	30.71
Febrero	13.04
Marzo	0
Abril	35.29
Mayo	16.96
Junio	23.71
Julio	20
Agosto	37.5
Promedio T	26.95

Nota: Elaboración propia (IPSE,2019)

Según la tabla 4, el mes que presenta una carga más alta es noviembre. Por lo tanto, es el mes que se eligió punto de referencia para analizar el consumo de energía en Puerto Saija. A continuación, se puede observar la gráfica aportada por el IPSE en el informe del mes de noviembre para el año 2018.

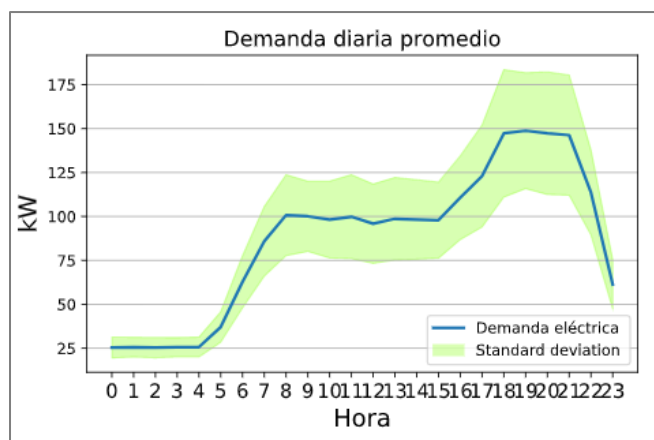
Figura 8. Curva de Carga Promedio Diaria Mensual



Nota: Centro Nacional de Monitoreo

El pico de potencia pico promedio es a las 20:00 h y su valor puede alcanzar los 149 kW. Debido a la falta de servicio de energía eléctrica durante las 24 horas del día. Se propuso generar un perfil de carga sintético que represente la demanda típica de una comunidad. El perfil es generado utilizando el software Homer Pro y luego escalado en Python para alcanzar el pico promedio de potencia en Puerto Saija. La demanda típica obtenida con el algoritmo se escala para que coincida con lo información pico promedio en Puerto Saija. A continuación, se muestra la gráfica que representa los datos obtenidos en Python.

Figura 9. Demanda diaria promedio



Nota: Elaboración propia

2.3.3 Estimación de costos de las tecnologías de la microrred

En Colombia actualmente no se fabrican en masa equipos con la tecnología que se requiere para este tipo de instalaciones. Las empresas nacionales que ofrecen los equipos que se requieren para la instalación con energías no convencionales son escasas. Ofrecen precios altos, debido a que todo se adquiere en su mayoría por medio de importación. Un proyecto de la magnitud que se estudia en este trabajo de grado no justifica los altos costos que se pueden encontrar en el mercado nacional. La exclusión de servicios de IVA para bienes importados y de gravámenes arancelarios, que estipula la Ley 1715 en el art. 12 y 13 (UPME, 2014), deja a la importación directa como el mejor camino para reducir los gastos de inversión en la adquisición de equipos.

Actualmente, China es el líder mundial en producción solar, con alrededor de 500 empresas solares. Por tal razón, los precios aquí consignados son el resultado de la cotización con algunas empresas chinas e incluyen los costos de embalaje y envío. La mayoría de las cotizaciones se realizaron para equipos con capacidad 1 KW, porque así están diseñados los cálculos financieros en el por algoritmo. Además, los datos que se ingresan al algoritmo se deben calcular con antelación para tener el precio de inversión anual.

2.3.3.1 Especificaciones del sistema fotovoltaico

El costo de CAPEX y OPEX que recibe el algoritmo es de los sistemas de generación. En el caso del sistema de generación fotovoltaico se debe tener en cuenta que este cuenta con distintos elementos que permiten su funcionamiento. Paneles fotovoltaicos para la captación de la radiación solar, inversores para la transformación de la corriente continua en corriente alterna y el controlador MPPT (“Máximo Power Point Tracker”). El controlador MPPT es el encargado

de calcular cual es la potencia óptima que el regulador puede enviar a las baterías en cada estado de carga. Es indispensable tenerlo en cuenta porque la microrred va a incluir baterías para su funcionamiento.

A continuación, se detallan las especificaciones técnicas de cada equipo y los costos de inversión en KW año. Los precios y las especificaciones técnica del sistema fotovoltaico se tomaron de la cotización realizada con la empresa MARS SOLAR de China. Al final se muestra una tabla donde se especifica el precio final de inversión que requiere todo el sistema fotovoltaico. Este será el que se tiene en cuenta para la simulación.

- **Paneles o módulos solares**

Los paneles se clasifican según el material del que son construidas las celdas fotovoltaicas. Existen tres tecnologías que destacan sobre el resto y que son las que se instalan en el 90% de los sistemas fotovoltaicos. Estas son las placas solares fotovoltaicas monocristalinas, policristalinas y amorfas (SUNFIELDS, 2020). La eficiencia del panel se puede ver afectada por aspectos externos como: las variaciones climaticas, el angulo de inclinación, la suciedad y las sombras generadas por otros elementos. Por esta razón, el panel se debe elegir dependiendo el clima de la zona donde va a ser instalado (Cepeda & Sierra, 2016). En Puerto Saija abunda la vegetación y el clima es tropical, por eso tiende a ser calido y humedo. Estos aspectos hacen que el panel fotovoltaico más adecuado para usar en esta comunidad este hecho con celdas monocristalinas para garantizar una mayor captación de energía.

Tabla 5. Especificaciones del equipo

Especificaciones del equipo	
Potencia maxima (Pmax)	350W (1 pc)
Tension maxima potencia (Vmp)	34.4V
Corriente maxima potencia (Imp)	10.1 A
Tension de circuito abierto (Vop)	43.2V
Corriente de cortociercuito (Isc)	11.33A
Eficiencia del modulo (%)	18.0
Tolerancia de potencia (%)	0/+5
Maxima serie de fusibles (A)	15
Maxima tension del sistema	DC 1000V
Temperatura de funcionamiento normal (°C)	-40°C ± 80°C
Costo Inicial (1kw)	284 [USD]

Nota: Adaptado por el autor, basado (Mars solar)

- **Tablero eléctrico para PV**

El tablero eléctrico Simplifica el cableado entre la matriz FV y el controlador . Proteje el controlador contra sobrecorrientes de tormentas eléctricas y protege el flujo de corriente de un panel a otro panel. La tension de circuito abierto (Vop)= 500V

Tabla 6. Costos de Inversión

Costos de inversión	
Coste Inicial (1kw)	177 [USD\$]
Operación y mantenimiento 1%	2 [USD\$/Año]
Vida util	25 Años

Nota: Adaptado por el autor, basado (Mars solar)

- Inversor Solar Híbrido

Los inversores híbridos dotan de gran versatilidad a las instalaciones solares de autoconsumo con baterías. Razón por la cual ha sido seleccionado para este estudio.

Tabla 7. Inversor solar Híbrido

Especificaciones del equipo	
Potencia maxima (Pmax)	1000W
Tension de entrada (DC)	24V
Tension de salida (AC)	110/120/220/230/240
Eficiencia de conversión (%)	90
Display	LCD
Controlador	40A24V MPPT
Eficiencia de carga	90%-95%
Costo Inicial (1kw)	199 [USD\$]
Vida util	15 Años

Nota: Adaptado por el autor, basado (Mars solar)

- Soporte de panel solar

Techo inclinado o suelo plano, base de diseño en el lugar de instalación. Incluye accesorios completos para carga de viento.

Tabla 8. Características del soporte

Características del soporte	
Material	Aleación de aluminio antioxidantes
Carga de Viento	55 [m/s]
Costo Inicial (1kw)	145 [USD\$]
Vida útil	25 Años

Nota: Adaptado por el autor, basado (Mars solar)

- Cables

La siguiente tabla 8, se especifican los conductores más importantes y los mínimos necesarios para la puesta en marcha de la instalación.

Tabla 9. Cableado instalación.

Set de cables completos	Costo
1pc 16mm ² *35CM cables de batería.	
4pcs 16mm ² *2M cables de batería.	
4mm ² PV cable 50M, 25M black 2M red	145 USD\$]
1 set PV terminals an MC4	
1P 63A Interruptor de bacteria y caja	
Vida útil	25 años

Fuente: Adaptado por el autor, basado (Mars solar)

- Costo anual de inversión.

La tabla 9 consolida la información de costos por KWh para los equipos que conforman el sistema fotovoltaico. El costo anual se calcula teniendo en cuenta la vida útil del equipo y los precios de importación. Así se obtiene el costo que se requiere el algoritmo, para realizar la simulación.

Tabla 10. Costo del sistema fotovoltaico

Equipo	Costo inicial [USD]	Costo anual [USD]
Paneles fotovoltaicos	284	11.2
Caja de conexión solar PV	168.59	6.74

Inversor Solar Híbrido	189.52	12.63
Soporte de panel solar	128.57	5.14
Set de cables	138.1	5.52
Embalaje por KW	76.19	3.05
Costo de envió	209.52	8.38
Operación y mantenimiento	-	4%
Total	1190.49	52.66

Nota: Elaboración propia

2.3.3.2 Especificaciones del sistema de almacenamiento

Las baterías seleccionadas son de GEL de ciclo profundo. Son baterías de ácido-plomo y están reguladas por válvulas. Son totalmente herméticas y poseen un alto rendimiento y duración. Su uso principal es: Telecomunicaciones, energías renovables y vehículos eléctricos porque tienen una baja tasa de auto descarga. Estas baterías usan el separador de fibra de vidrio absorbente (AGM). Así aumenta la resistencia a más baja presión de montaje y permite aumentar la vida útil del ciclo profundo. La caja de la batería está hecha de acrilonitrilo butadieno estireno o ABS este es un material plástico muy resistente al impacto y por eso es muy utilizado en la ingeniería. A continuación, se detallan las especificaciones técnicas de las baterías.

Tabla 11. Sistema de almacenamiento

Especificaciones del equipo	
Tensión	12 [V]
Capacidad	150 Ah
Peso	41.2 Kg
Flotación	13.5 V - 13.8V
Vida útil	10 años
Costo inicial	314 USD

Nota: Elaboración propia

En la siguiente tabla se consolidan los gastos por KWh. Además, se calcula el costo anual, teniendo en cuenta los precios de importación para obtener el precio que se requiere para la simulación.

Tabla 12. Costo de las baterías por KWh

Costos por [KWh]	Costo inicial [USD]	Costo anual [USD]
Costo inicial	174.44	17.44
Embalaje	50	5
Costo de envío	80	8
Operación y mantenimiento	-	1%
Total	304.44	30.44

Nota: Elaboración propia

2.3.3.3 Especificaciones del sistema de generación diésel

En Puerto Saija actualmente la capacidad instalada en generación diésel es alta. Conservarla para que haga parte de la microrred híbrida es una opción. Sin embargo, cuando un motor trabaja con baja carga consume más combustible que cuando trabaja a plena carga. Por tal razón, es mejor reemplazar la planta por un sistema electrógeno nuevo y de menor capacidad. Lo anterior, teniendo en cuenta que el sistema de generación diésel no sería la principal fuente de generación. Únicamente tendría la función de respaldo para garantizar el servicio de energía durante las 24 horas del día en la comunidad.

Tabla 13. Especificaciones técnicas del generador Diesel

Especificaciones del equipo - Planta Eléctrica 20 KVA Modelo DG20	
Frecuencia	60 Hz
Potencia de salida	19 KVA
Alternador	21 KVA
Voltaje AC	SLG 184G DESEN
Corriente	110/220 V
Velocidad	50 A
Tipo de funcionamiento continuo	7 horas
Vida útil	20 años
Costo inicial	5400 USD

Nota: Elaboración propia

Tabla 14. Costo del generador diésel por KWh

Costos por [KW]	Costo inicial [USD]	Costo anual [USD]
Costo inicial	270	13.5
Embalaje	100	5
Costo de envío	100	5
Operación y mantenimiento	-	6%
Total	470	23.5

Nota: Elaboración propia

2.3.3.4 Costos unitarios de los componentes de la microrred

A continuación, se presenta una tabla con el consolidado de los cálculos ya antes mostrados, para cada una de las tecnologías que van a hacer parte de la microrred. Se muestra el costo

inicial de inversión, el costo por KWh y el costo de operación y mantenimiento para un año.

Estos son los datos que requiere el algoritmo para su funcionamiento.

Tabla 15. Tecnologías de la microrred-costos

Sistema	Inversión inicial [USD]	Costo anual [USD/Año]	Operación y mantenimiento [%]
PV	1250	53.66	4
GD	457.1	23.50	6
Baterías	304.44	30.44	1

Nota: Elaboración propia

2.3.4 Estrategia de gestión de la demanda EGD

La Gestión de Demanda de energía eléctrica es un tema de amplia discusión a nivel internacional, no solo como tópico en el paradigma de las Redes Inteligentes, sino también en el marco de la discusión acerca de eficiencia y sustentabilidad energética (M. et al., 2015).

En Colombia existen iniciativas que permiten la adopción de algunos conceptos básicos sobre las posibilidades de la gestión de demanda de energía eléctrica en los mercados de la energía. Algunas de estas iniciativas son: la PROURE 2001, resolución CREG 71 de 2006, y el proyecto de ley 278 de 2003. Sin embargo, aún no se encuentra información sobre proyectos que implementen EGD en el país.

La gestión de la demanda es la planificación e implementación de distintas medidas destinadas a influir en la forma que los usuarios consumen energía. Además, permite planificar la forma de implementar tarifas que gestionen la demanda de una manera eficiente y sostenible.

Así se contribuye a la reducción de las emisiones de CO₂, a la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y a una mayor eficiencia energética del sistema (Red Eléctrica España., 2012).

La EGD que se propone en este trabajo de grado es basada en precios. Esta se apoya en infraestructura de medición y comunicación. El objetivo es que el ente comercializador mantenga un canal de comunicación con los usuarios y les envíe señales de precio que influyan en los hábitos de consumo de energía eléctrica.

2.3.4.1 Tarifas de precios dinámicos

La fijación de tarifas dinámicas de precios es una estrategia en la que el valor de la venta cambia en función de la oferta y la demanda en tiempo real (Camuñas, n.d.). Para establecer las tarifas diarias en las MHA se requiere de pronósticos de generación y consumo eléctrico. A partir de estas dos entradas, se pueden estimar los costos marginales y el algoritmo propuesto calcula la nueva tarifa considerando la respuesta de los clientes (Universidad de Cordoba, 2016).

Para el diseño de las tarifas dinámicas,(Oviedo et al., 2020) propone el uso de una formulación en la que cada tarifa debe considerar el costo marginal de la energía, la generación pronosticada y el consumo total de la comunidad.

Las tarifas basadas en el costo de la energía pueden ser constantes a lo largo del tiempo como lo es la Tarifa Plana (TP), pero también pueden considerar variaciones en el tiempo. Este es el caso de la tarifa de Tiempo De Uso (TDU) y la tarifa de Precios Dinámicos del Día Después (PDDD). Estas se utilizan para influir en los patrones de consumo que tienen los usuarios de la microrred y son las tarifas que se van a analizar como posibles esquemas tarifarios para la microrred seleccionada en el caso de estudio para el presente trabajo.

2.3.4.2 Tarifa plana (TP)

En la tarifa plana la energía eléctrica tiene un precio fijo durante un periodo de tiempo sin importar las variaciones en la demanda. Para calcular la tarifa plana se suman todos los costos de generación de energía y se dividen en la cantidad de energía eléctrica generada (A. R. Inversin, 2000). Este cálculo permite obtener los costos unitarios de la energía eléctrica. Finalmente, la multiplicación de este valor por la cantidad total de energía consumida por el usuario proporciona el pago total por consumo de energía.

2.3.4.3 Tiempo de Uso (TDU)

El modelo tarifario de tiempo de uso (TDU) basa su funcionamiento en bloques horarios. Esta tarifa se establece para más de dos periodos de tiempo en un mismo día, y dos o más niveles fijos de precios que varían diaria o estacionalmente en un horario fijo. Una de las razones por las cuales esta tarifa funciona por bloques horarios es con el fin de intentar reflejar el costo medio de la energía en cada uno de los bloques. Estos bloques son clasificados en horas valle, donde la demanda y el costo de la energía son bajos y horas pico donde la demanda es alta y el costo de la energía es mayor.

Una de las principales ventajas de esta tarifa es su estabilidad durante largos períodos de tiempo, lo que conlleva a una mejor adaptación del cliente al momento de usar la tarifa TDU. Para crear esta tarifa es indispensable medir el consumo de energía eléctrica de cada cliente en cada bloque horario por separado. Dichas medidas requerirán que cada usuario residencial y/o comercial instale un medidor de energía eléctrica que haga posible el registro del consumo energético a horas específicas del día. Esta información es necesaria para calcular el pago del usuario (Oviedo et al., 2020).

2.3.4.4 Precios dinámicos para el día después (PDDD)

La tarifa PDDD funciona variando el precio de la energía eléctrica hora a hora. Las variaciones en el precio que tiene esta tarifa deben ser anunciadas al usuario un día antes. Este esquema tarifario ofrece más certeza a los usuarios que otras implementaciones típicas de fijación dinámica de precios tales como precio por hora o precio en tiempo real (Borenstein et al., 2002).

Los consumidores prefieren este tipo de tarifa porque les permite planear sus actividades de alto consumo energético a una hora donde la energía esté a un precio más bajo y disminuir su consumo en horas donde el precio de la energía sea alto. Esta tarifa requiere que cada usuario instale un medidor que permita llevar control del consumo de la energía eléctrica hora a hora para así poder facturar y posteriormente pagar el consumo de energía mensual.

2.3.4.5 Precio máximo crítico (PMC)

En la tarifa PMC el precio de la energía eléctrica aumenta en las horas pico aumentando de 3 a 5 veces más que el precio habitual. Estos aumentos en el costo de la energía solo se permiten en algunas horas del año. Los precios de energía se anuncian con un día de antelación para que los usuarios puedan planificar sus consumos y reaccionar adecuadamente a los altos precios (Kostková et al., 2013).

2.3.4.6 Restricciones generales para las tarifas

La ecuación (1) se utiliza para garantizar precios precio de la energía tenga un valor razonable en las tarifas propuestas. Para hacerlo se define un precio mínimo y un precio máximo que controla los valores mínimos y máximos que la tarifa puede tomar.

$$pxmin \leq px \leq pxmáx \quad (1)$$

Donde:

$p_{x\text{mín}}$ = Valor mínimo de la tarifa x [USD/kWh]

p_x = Vector de precios del esquema tarifario x [USD/kWh]

$p_{x\text{máx}}$ = Valor máximo de la tarifa x [USD/kWh]

El precio que en promedio se cobra por la tarifa plana en Colombia es aprox. 0.17 USD. Este valor se tomó como punto de referencia para establecer el precio mínimo que puede tomar la tarifa. El valor mínimo que las tarifas pueden tener en la simulación es de 0.17 USD y el precio máximo no puede superar el doble del precio min, es decir que el precio máximo que puede tomar la tarifa es de 0.34 USD.

2.4 Simulación

La simulación se realiza en el software Python 3.7 utilizando el algoritmo implementado para el dimensionamiento de las MHA (Oviedo et al., 2020), en la librería CVXMG desarrollada por el grupo de investigación Gisel. La librería permite dimensionar la capacidad de las fuentes de generación, definir la estrategia de gestión y las tarifas a partir del análisis de los resultados.

3 Análisis y resultados

A partir de los resultados obtenidos en la simulación realizada con la ayuda de CVXMG y Python 3.7, se identificaron diferentes resultados para cada una de las tarifas, en parámetros que son relevantes para el diseño de la microrred. De esta manera se pudo evidenciar la importancia de utilizar gestión de la demanda en la planificación de las MHA, ya que afectan directamente el dimensionamiento de la microrred.

3.1 Selección de la tarifa

La tarifa TP se considera el escenario base, para comparar las demás tarifas y seleccionar la que más conviene implementar en Puerto Saija. Se realizaron cuatro simulaciones, una para el caso base y las otras tres para los demás esquemas tarifarios que se propusieron en el desarrollo de este trabajo de grado. En la tabla 14 se pueden distinguir los diferentes resultados que se obtuvieron para cada una de las tarifas en estudio.

Tabla 16. Resultados obtenidos en las simulaciones

Parámetro	TP	TDU	PMC	PDDD
Elasticidad	0.3	0.3	0.3	0.3
Factor de reducción	1	1	1	1
Costos totales	144933.35	142103.65	144667.46	137289.43
Total, Capex	78559.87	76472.88	78664.87	84247.86
Total, OPEX	64009.43	63275.73	633636.22	50441.14
Inversión privada	45134.84	44279.63	45056.69	430007.13
Capex privado	23567.96	22941.86	23599.46	25274.36
OPEX privado	19202.83	18982.72	19090.87	15132.36
Pago de los clientes	126780.41	111940.77	125868.31	106751.87
Ganancia inversionistas privados	81645.57	67661.14	80811.62	63744.7393
Demanda final	7457767.12	745767.12	745767.12	745767.12
Energía entregada	716134	716757.84	716561.93	715954.12
Consumo Diesel	42985.10	42067.98	42518.59	26024.75
Costo Diesel	32238.83	31550.98	31888.84	19518.56
Total del costo nivelado de la energía	0.1943	0.1905	0.1940	0.1841
Exceso de energía	14717.40	14093.93	14289.83	14897.65

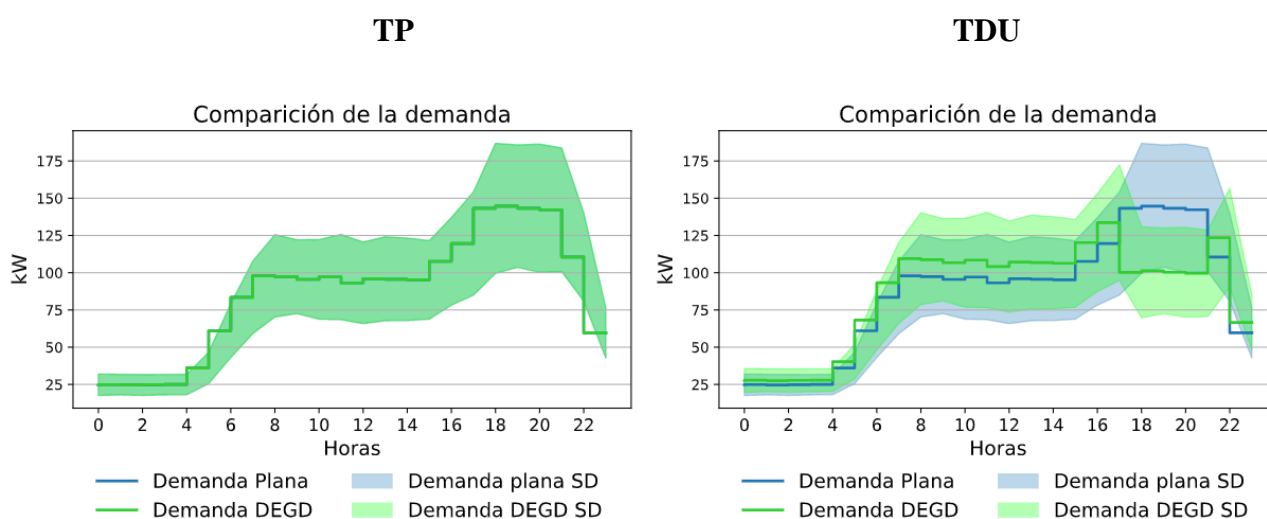
Nota: Elaboración propia

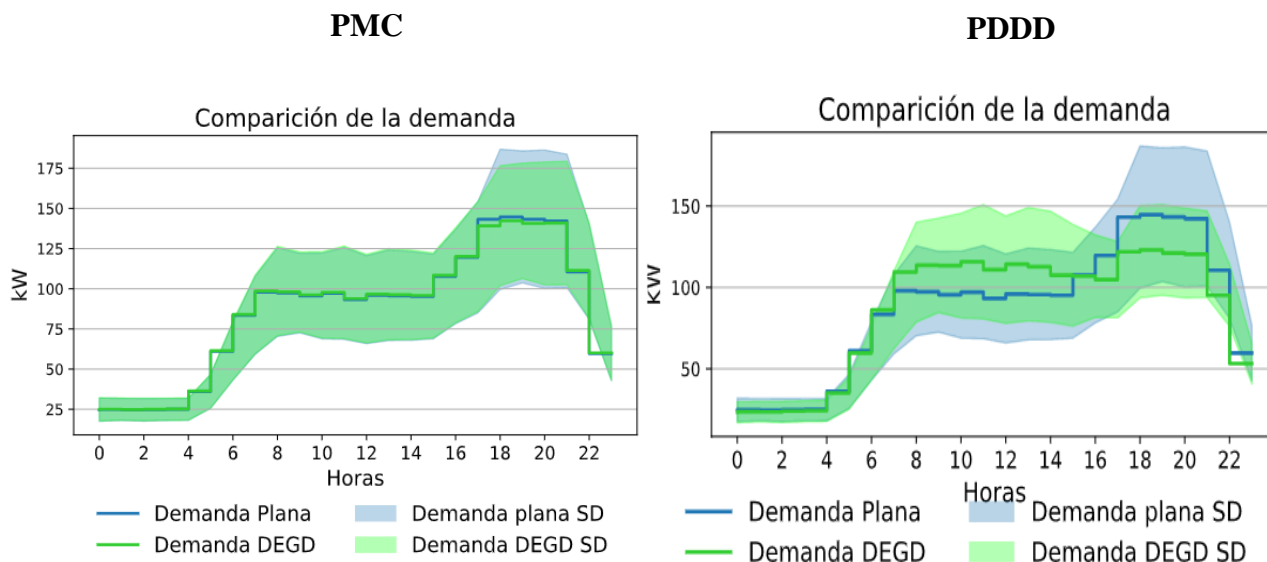
A continuación, se realiza el análisis de los criterios que se establecieron para incluir una EGD basada en costos para el diseño de la microrred. El análisis se hizo a partir de los resultados consignados en la tabla 15. El objetivo es seleccionar la tarifa que presente mejor eficiencia financiera, técnica y ambiental o una combinación de ellas, y así causar un mayor impacto en las partes involucradas en el proyecto de electrificación rural.

3.1.1 Análisis de la demanda final

La introducción de las tarifas modifica la demanda final de los usuarios. Estos cambian sus hábitos de consumo de energía según el tipo de tarifa con la que son medidos. Es importante identificar los cambios que se presentan en el perfil de la demanda al modificar el tipo de tarifa. La Figura 10, muestra la variación del promedio diario de la demanda en una línea continua para cada uno de los esquemas arancelarios, y en la misma grafica se comparan con el caso base.

Figura 10. Demanda final de los usuarios





Nota: Elaboración propia.

En la tabla 15, se puede evidenciar que el problema de optimización resuelto por el algoritmo no modifica la demanda y garantiza que los clientes consuman la misma energía antes y después de la fijación de tarifas. Según la figura 10 la tarifa PMC no presenta cambios significativos en el perfil de demanda. Por tal razón, no es un esquema tarifario que tenga un impacto importante en el consumo de los usuarios. La tarifa PDDD modifica el perfil de la demanda porque aumenta en las horas valle y disminuye en las horas pico. Sin embargo, el porcentaje de crecimiento y decrecimiento en el perfil de demanda no es alto.

En la gráfica que representa la tarifa TOU se hacen evidentes los cambios. La respuesta de los usuarios ante este esquema tarifario es cambiar sus hábitos de consumo. La demanda aumenta a lo largo de todo el día y en las horas pico disminuye de manera significativa. Esto ocurre porque la tarifa TOU aumenta el costo de energía en las horas pico. Desde ese punto de vista, la tarifa de tiempo de uso es la que mayor impacto genera en los usuarios.

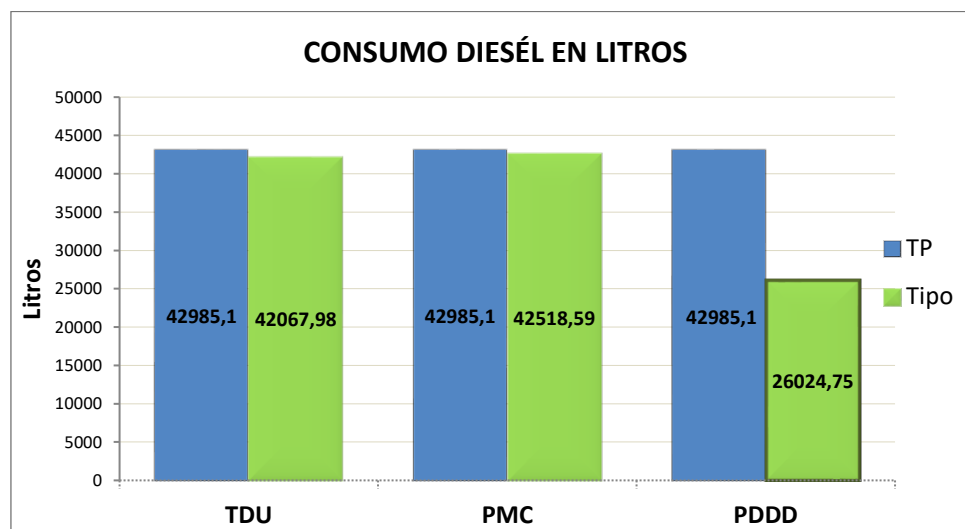
3.1.2 Análisis del consumo de diésel

En la actualidad las microrredes eléctricas deben tener como objetivo, aumentar la generación a partir de recursos renovables. Lo anterior teniendo en cuenta que las políticas establecidas en el plan de desarrollo de las Fuentes de Energía No Convencionales (FNCE), sugieren como estrategia central su uso. Con el objetivo de asegurar una generación eléctrica confiable en las ZNI (CORPOEMA, 2010). Además, la Ley 1715 de 2014 (UPME, 2014), y la Resolución 0186 de 2012 (UPME, 2012), fomentan el uso de FNCE para las ZNI.

Si se reduce la capacidad instalada en la planta de generación diésel, se disminuye el uso de energías convencionales en la microrred, el uso de combustibles fósiles, las emisiones de CO₂ a la atmosfera y los costos operativos. Los costos operativos disminuyen por el pago de combustible durante la ejecución de un proyecto de este tipo. De ahí la importancia de elegir una tarifa cuyo impacto disminuya el uso de combustibles fósiles en las fuentes de generación de energía eléctrica.

En la figura 11, se compara el consumo anual de diésel en litros del caso base, con el consumo para cada una de las tarifas propuestas en la sección 2.3.4. En el gráfico se pueden distinguir las barras por su color. En color azul se representa el consumo de combustible con la tarifa plana y en verde el consumo según el tipo de tarifa. Así se pueden diferenciar con mayor facilidad los cambios e identificar cual es la tarifa que proporciona menor consumo de diésel en la microrred con respecto al caso base.

Figura 11. Consumo de diésel en litros



Nota: Elaboración propia

Al observar la figura 11, es evidente el impacto que genera implementar una EGD sobre el dimensionamiento de una microrred. En la simulación realizada con los tres tipos de tarifa propuestos, disminuyó el consumo de combustible, con respecto al caso base. La tarifa TDU disminuyó el consumo de diésel en un 2.4%, la PMC en un 1,1%, y la tarifa PDDD en un 39.46%. Indiscutiblemente la tarifa PDDD es la que mejor comportamiento tiene frente a los objetivos propuestos. La tarifa reduce de manera significativa el consumo de diésel en la microrred. Por lo tanto, la microrred aumentaría el uso de las FNCE y disminuiría la emisión de CO₂ a la atmosfera.

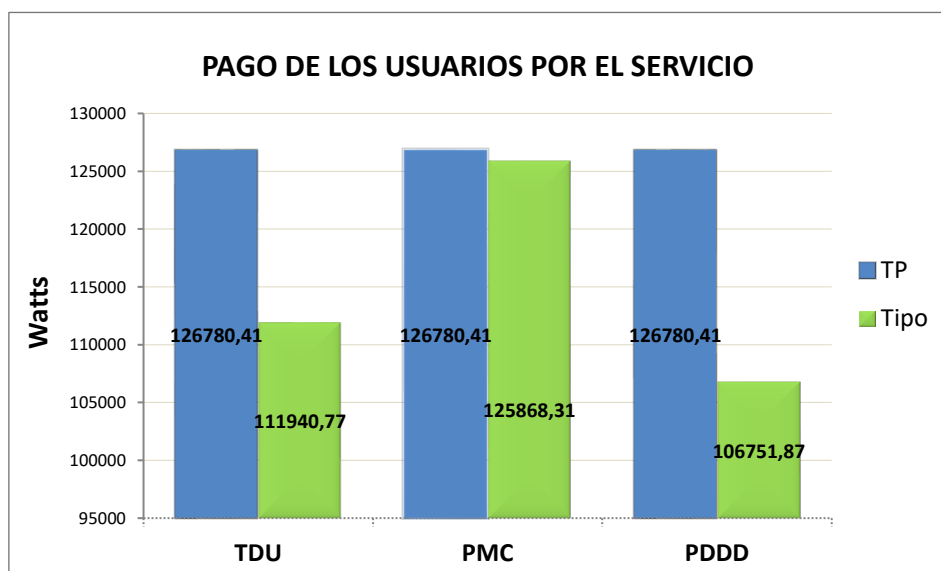
3.1.3 Análisis del pago realizado por los usuarios.

La introducción de una tarifa diferente en el cobro de energía puede suponer una reducción en el pago efectuado por los usuarios. Este cambio, es una oportunidad que tienen los usuarios para disminuir el pago en sus facturas al modificar los hábitos de consumo. Esto quiere decir que

ahora van a consumir la misma energía, pero de una forma inteligente y organizando sus consumos en horarios específicos.

Para determinar el mejor sistema tarifario, es importante que todas las partes involucradas se vean beneficiadas. Por esta razón es importante garantizar que los usuarios reciban un beneficio con la adopción de una estrategia de gestión para el pago de sus facturas. Además, debido a sus condiciones de vida, la mayoría de los usuarios de Puerto Saija no tienen capacidades de pago del servicio. El incentivo que tendría el usuario final es contribuir al medio ambiente consumiendo energías limpias, mientras ahorra dinero en el pago de sus facturas. En la figura 12, se compara el pago anual por consumo de energía de cada tarifa en estudio, con el pago que se haría si no se implementa una EGD sobre la microrred. En color azul se pueden distinguir los pagos con tarifa plana y en verde los realizados con las otras tarifas.

Figura 12. Pago de los usuarios por el servicio de energía eléctrica



Nota: Elaboración propia

En la figura 12, al observar las barras color verde es evidente que en todos los casos los usuarios ahorran dinero en sus pagos. Con respecto al caso base donde no se utiliza la EGD. Esto permite demostrar que usar una EGD en las microrredes híbridas, aumenta la calidad de vida de las personas. Les permite a los usuarios destinar una mayor cantidad de su dinero en otro tipo de necesidades.

Las tarifas TDU y PDDD son las que más le conviene a los usuarios que sean implementadas en el dimensionamiento de la microrred. Ahorran un 11.7 % y 15.79 % de manera respectiva, en el pago de sus facturas por consumo de energía eléctrica.

3.1.4 Análisis del exceso de energía en la microrred.

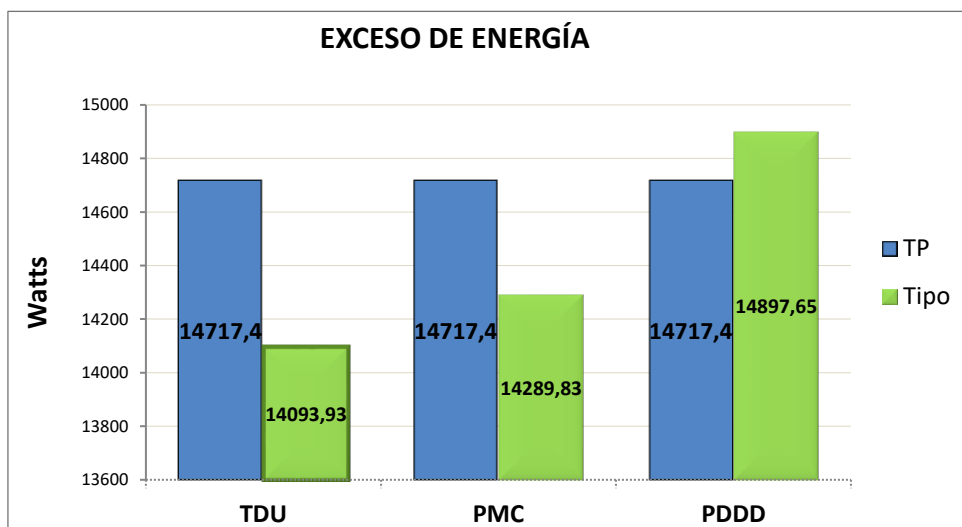
Una manera general de evaluar el servicio eléctrico es a través de la disponibilidad de energía en la red. Los índices o parámetros de confiabilidad pretenden cuantificar la calidad del servicio. Uno de estos parámetros es el exceso de energía. Representa la cantidad de energía que no se pudo vender, y por lo general se tiene en cuenta para evaluar alternativas de mejoramiento en la calidad del servicio (Gary, 1994).

El exceso de energía debe ser el menor posible. Un nivel elevado en el exceso de energía representa un sobredimensionamiento en el sistema. Por lo tanto, no es eficiente y ocasiona pérdidas económicas para los inversionistas. Teniendo en cuenta lo anterior, se decidió evaluar este parámetro en el presente análisis. Es importante identificar la tarifa que mejor responde a la demanda, dejando un valor mínimo de exceso de energía durante el año en estudio.

En la figura 11 se relaciona el exceso de energía que se puede presentar en la microrred a lo largo de un año, con cada una de las tarifas propuestas en secciones anteriores y el caso base. Las

barras de color azul representan el exceso de energía que queda al usar la tarifa plana. Las barras color verde representan los resultados de las tres tarifas en estudio.

Figura 13. Exceso de energía en la microrred.



Nota: Elaboración propia

Al observar la figura 13, la tarifa PDDD deja un exceso elevado. Eso podría suponer un sobredimensionamiento en la microrred, por lo tanto, este esquema arancelario pierde importancia en la elección. El sistema tarifario que responde mejor a la demanda es el TDU. Presenta el valor más bajo de exceso de energía en la red y lo disminuye en un 4.24% con respecto al caso base.

3.1.5 Análisis de ganancia de capital para los inversionistas.

La experiencia adquirida en Colombia sobre la vinculación del sector privado para el desarrollo de infraestructura pública ha sido positiva. Sin embargo, siguen existiendo elementos que deben mejorarse con el fin de atraer inversionistas privados de largo plazo y que se convirtieran en socios del Estado (Beltrán Torres, 2017).

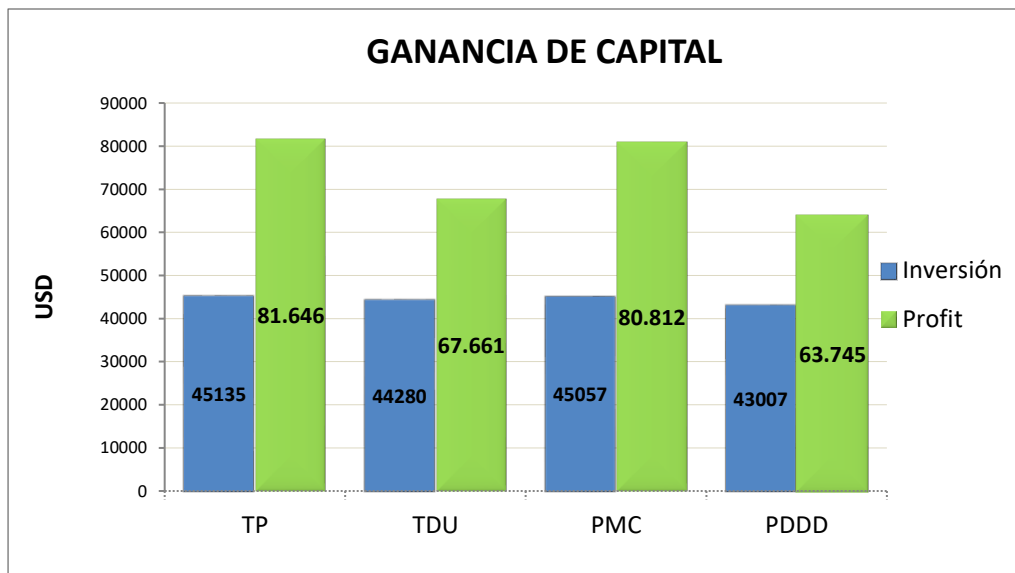
La factibilidad de un proyecto depende en gran medida de las ganancias que este va a dejar para los inversionistas. En este tipo de proyectos normalmente hay dos entes involucrados, el sector público y privado. Cuando el proyecto es de iniciativa pública, se debe garantizar que el modelo de negocio sea rentable para los inversionistas privados.

Garantizar la rentabilidad de los proyectos con FNCE sirve para incentivar la aparición de nuevos inversionistas privados. Sin embargo, es la autoridad gubernamental quien define el factor de gastos de Inversión, gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (IAOM), que se lleva a las fórmulas tarifarias (BID, 2018).

El método que se empleó en el diseño del algoritmo garantiza que los inversionistas recuperen la inversión hecha y obtengan rentabilidad de dicho capital. Cada sistema tarifario da a los inversionistas un valor diferente de ganancias. Por esta razón, es importante saber cuánto pueden recibir los inversionistas con cada tarifa. De esta manera se puede convertir en un negocio más atractivo para los inversionistas privados, quienes podrían poner su capital en otro tipo de negocio.

En la configuración de las entradas del algoritmo, los porcentajes de inversión quedaron así: inversión del gobierno 70% y 30% inversión privada. Suponiendo la puesta en marcha del proyecto en la figura 14 se compara el costo de inversión total que hacen los inversionistas privados, con la ganancia que obtendrían luego de un año. El paralelo se hace para cada una de las tarifas con las que se podría construir la microrred y el caso base donde no se aplica EGD. En color azul se puede distinguir la inversión inicial y en verde las ganancias que se esperan en el transcurso de un año.

Figura 14. Monto adicional que el activo obtuvo a través del tiempo



Nota: Elaboración propia

En la figura 14, se puede rectificar que la metodología implementada por el algoritmo garantiza que los inversionistas siempre tengan un margen de ganancia. En el caso de no implementar EGD sobre la microrred, los inversionistas tienen un margen de Ganancia más alto. Sin embargo, esto sólo fortalece la hipótesis de que la tarifa plana es la que más beneficia económicamente a los propietarios del sistema de generación. Además, en la tabla 15 se puede verificar que la tarifa que mayor cobro exige por el servicio energía es la plana. Teniendo en cuenta esas dos variables se puede concluir que la aplicación de la EGD garantiza que los usuarios se vean beneficiados.

La tarifa PMC obtiene la mayor rentabilidad a través del tiempo para los inversionistas privados en comparación con la tarifa TDU y PDDD. Sin embargo, todas las tarifas presentan un escenario favorable, por esta razón, otros criterios toman mayor importancia en la selección de la tarifa.

3.1.6 Selección de la tarifa

Teniendo en cuenta los criterios de selección analizados anteriormente. Es conveniente evaluarlos de una forma cuantitativa. Así se garantiza que la tarifa seleccionada es la que responde mejor a los lineamientos que se estipularon. Los criterios de selección tienen un porcentaje diferente en la calificación final. En la siguiente tabla se califica el comportamiento de las tarifas frente a cada criterio de selección. La calificación se hace en orden ascendente de (1-3), siendo 3 la mayor calificación. Al final la tarifa que acumule una mayor calificación será la seleccionada.

Tabla 17. Puntaje para la selección de la tarifa

Lineamiento	Evaluación	TOU	CPP	PDDD
Demanda final	30%	3	1	2
Consumo de diésel	30%	2	1	3
Reducción en el pago	20%	2	1	3
Exceso de energía	10%	3	1	2
Ganancia de capital	10%	1	3	2
Total	100%	2.3	1.2	2.5

Nota: Elaboración propia

Gracias a los anteriores resultados, se puede concluir que todas las tarifas tienen ventajas y se comportan de manera diferente, frente a los lineamientos analizados. Sin embargo, la tarifa que obtuvo una mayor calificación y cumple de mejor forma con las expectativas del trabajo fue la tarifa de precios dinámicos para el día después (PDDD).

3.2 Dimensionamiento

Una vez seleccionada la estrategia de gestión, se procede a verificar la capacidad instalada para cada una de las fuentes de la microrred. El escenario de análisis es el dimensionamiento con la tarifa PDDD la cual fue seleccionada en la sección anterior y la tarifa plana que es el caso base, como punto de referencia para evaluar las ventajas y desventajas de aplicar EGD sobre el dimensionamiento de la **MHA**.

3.2.1 Capacidad instalada

La tabla 17 contiene los resultados obtenidos en la simulación de la tarifa PDDD y la tarifa plana, los cuales estipulan la capacidad instalada (CI), para cada una de las fuentes que conforma la microrred y el porcentaje de instalación que representa cada fuente.

Tabla 18. Capacidad instalada de cada fuente

Tipo de fuente	Tarifa Plana		Tarifa PDDD	
	CI [KW]	%	CI [KW]	%
Paneles solares PV	969.77	51.53	1100.87	55.95
Fuente Diesel DG	39.49	2.1	15.98	0.81
Baterías	872.66	46.37	850.85	43.24
Total	1881.92	100	1967.7	100

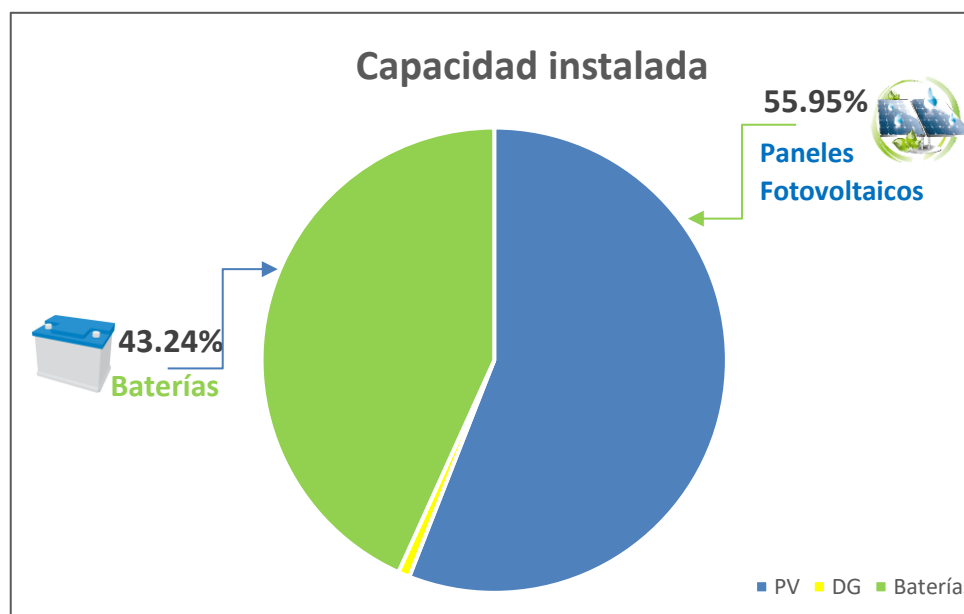
Nota: Elaboración propia

De acuerdo con la tabla 17 se puede concluir, que una de las principales ventajas de implementar la EGD en la planeación de la MHA, es el incremento de las FNCE en el dimensionamiento. De cada 100 KW instalados 56 KW se producen a partir del aprovechamiento de la energía solar.

La capacidad instalada en PV aumentó un 4.66 % respecto al caso donde no se aplicó EGD. De igual forma disminuyó la capacidad instalada en tecnología diésel y baterías, en un 1.3% y 3.13% del total de la CI.

La capacidad instalada aplicando la tarifa PDDD, que se requiere en la microrred es de 1967.7 [KW]. En la figura 14 se muestra la gráfica que representa los porcentajes de instalación para cada fuente, según los resultados obtenidos en la simulación después de aplicar gestión de la demanda.

Figura 15. Capacidad instalada en la microrred.



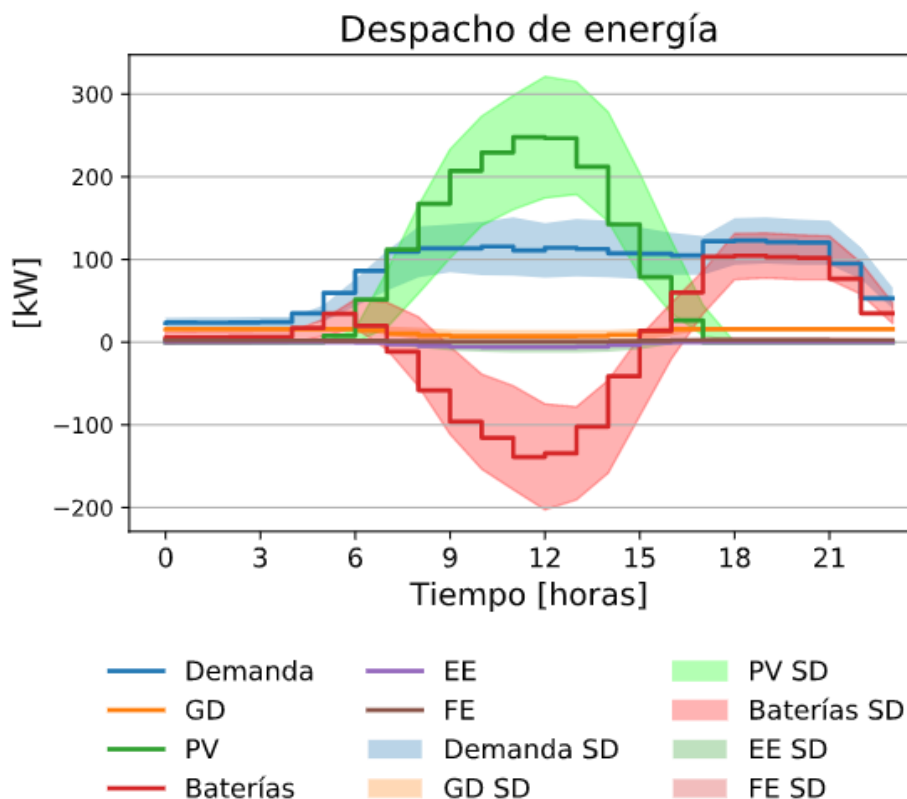
Nota: Elaboración propia

En la figura 15 se puede evidenciar que la microrred depende en aprox. un 56 % de los paneles fotovoltaicos y en un 43.24% del sistema de almacenamiento. La capacidad instalada en generación diésel representa menos del 1% de la matriz energética de la microrred.

3.2.2 Despacho de energía

Todas las tarifas afectan directamente el despacho de energía en la microrred. Eso es posible comprobarlo con los resultados de las diferentes simulaciones que se realizaron. La tarifa PDDD la cual fue seleccionada en la sección 3.1.6 afecta el tamaño de las fuentes y la forma en que los generadores despachan la energía eléctrica. A continuación, se muestra una gráfica con el despacho de energía a partir de la tecnología diésel, los paneles fotovoltaicos y las baterías. La grafica detalla en una línea continua la energía que se entrega en un día promedio del año según el tipo de fuente. El área sombreada representa la desviación estándar.

Figura 16. Despacho de energía con la tarifa PDDD



Nota: Elaboración propia

Durante las 6:00 Am y las 12:00 Pm, el sistema PV es la fuente principal de generación de la microrred. El valor máximo de generación de los paneles fotovoltaicos se encuentra en las horas del mediodía. Esto ocurre porque en esta franja horaria la irradiación solar es más alta.

Cuando el despacho de energía con los PV empieza a disminuir, las baterías entran a respaldar el abastecimiento de la demanda, ocasionando una descarga en su sistema. Aproximadamente a partir de las 5:00 Pm, la microrred funciona principalmente con la energía almacenada en las baterías. Este fenómeno se mantiene hasta que amanece nuevamente y los paneles empiezan a generar energía. El grupo electrógeno realmente no juega un papel fundamental en el despacho de energía. Era algo que hipotéticamente se esperaba teniendo en cuenta que porcentualmente la capacidad instalada de esta tecnología es pequeña en comparación con los otros dos sistemas. Sin embargo, en un día promedio respalda la generación de energía durante las horas que los PV no están generando. Es decir, en la franja horaria de las 15:00 Pm hasta las 7:00 Am.

Reducir al máximo el uso de energías convencionales en las nuevas instalaciones eléctricas es uno de los objetivos planteados por el IPSE (CORPOEMA, 2010). El dimensionamiento de microrredes híbridas planteado en este trabajo, cumple con las expectativas esperadas. La figura 16, también nos permite observar que la combinación de las fuentes de generación propuestas en este trabajo, abastecen de manera continua la demanda energética que requieren los usuarios para el desarrollo de sus actividades durante un día promedio. Esto cumple con las expectativas que se tienen de prestar un servicio eficiente, de calidad y que de confiabilidad a los usuarios. Por esta razón, se puede concluir que es factible usarla como solución energética, al problema de abastecimiento de electricidad, que vive en la actualmente la comunidad de Puerto Saija. En la siguiente sección, se determina la cantidad de equipos necesarios para cumplir con la capacidad instalada y el despacho de energía. Los cuales se establecieron en las dos últimas secciones.

3.2.3 Cantidad de equipos para cada fuente en la microrred

Los cálculos se hacen teniendo en cuenta los equipos especificados en la sección 2.3.3 y la capacidad instalada obtenida en el dimensionamiento, realizado con la simulación. La tabla 18, muestra los resultados obtenidos para el caso base y la tarifa PDDD

Tabla 19. Capacidad instalada

Tipo de tarifa	Tipo de fuente	Capacidad instalada requerida [KW]	Potencia máxima del equipo [KW]	Cantidad de equipos	Capacidad instalada [KW]
Caso base (TP)	Paneles solares PV	969.77	0.35	2771	969.85
	Fuente Diesel DG	39.49	20	2	40
	Baterías	872.66	1.8	485	873
Total		1881.92			1882.85
Tarifa seleccionada (PDDD)	Paneles solares PV	1100.87	0.35	3146	1101.1
	Fuente Diesel DG	15.98	20	1	20
	Baterías	850.85	1.8	473	851.4
Total		1967.7			1972.5

Nota: Elaboración propia

La tabla 18, sirve para verificar que la capacidad instalada a partir de las especificaciones de cada equipo y la capacidad obtenida en la simulación es correcta. Lo anterior, teniendo en cuenta que la capacidad instalada por número de equipos solo aumento aprox. un 1% en los dos casos. Esto garantiza, que el despacho de energía no se ve afectado por la cantidad de equipos.

A partir de los datos obtenidos en la tabla 18, es posible afirmar que la implementación de la EGD sobre la planeación de la MHA afecta directamente el dimensionamiento de las fuentes. La introducción de la tarifa PDDD, aumenta la instalación de paneles fotovoltaicos en 375 unidades

con respecto a los que se requieren si se usa la TP. Requiere doce unidades menos de baterías que los requeridos con la TP y solo necesita un generador diésel para satisfacer la demanda de la comunidad.

3.2.4 Costo total de los equipos

Una vez calculado el número de equipos necesarios para cubrir la demanda en Puerto Saija y teniendo en cuenta los costos iniciales consignados en la tabla 14, es posible determinar el costo de inversión inicial en adquisición de equipos. El objetivo es comparar los costos iniciales de los equipos que se necesitan en el caso base y en el caso donde se aplica una EGD. Los cálculos se realizaron multiplicando el número de equipos que se necesitan por el valor inicial por unidad cotizada. En el caso del sistema fotovoltaico, el número de paneles que aparecen en la tabla 18 se deben dividir en 3 porque la unidad cotizada está compuesta por 3 piezas o paneles PV. Es importante aclarar, que estos resultados no son comparables con los costos obtenidos en la simulación, ya que los precios ingresados al algoritmo se calcularon teniendo en cuenta la vida útil de los equipos, y el precio por KWh. En la tabla 19, se hizo la comparación de los costos de inversión en equipos para los dos tipos de tarifa.

Tabla 20. Costo de inversión inicial en equipos

Tipo de tarifa	Tipo de fuente	Cantidad de equipos [UND]	Costo UND [USD]	Total [USD]	TR	COP
Caso base (TP)	Paneles solares PV	924	1250	1155000	3,758.91	4341541050
	Fuente Diesel DG	2	5400	10800		40596228
	Baterías	485	548	265780		999043100
Total				1431580		5381180378
	Paneles solares PV	1049	1250	1311250	3,758.91	4928870738

Tarifa seleccionada (PDDD)	Fuente Diesel DG	1	5400	5400	20298114
	Baterías	473	548	259204	974324508
Total				1575854	5923493359

Nota: Elaboración propia

En la tabla 19. Se puede observar que los costos iniciales en equipos son más elevados cuando se aplica gestión de la demanda. El precio aumento aproximadamente un 10%. Esto se debe a la diferencia en la cantidad unitaria de paneles fotovoltaicos que se requieren en los dos casos. Sin embargo, es importante resaltar que, a largo plazo, los costos de operación en el caso base aumentan al requerir una mayor inversión en combustible.

La adquisición de equipos en pesos colombianos a la tasa representativa del mercado (TRM), del día 30 de junio del 2020. Puede ascender a un valor de 5381 millones en el caso base y 5923 millones luego de aplicar la EGD.

3.2.5 Ventajas y desventajas de implementar gestión de la demanda en la planificación de microrredes híbridas aisladas

A continuación, se enuncian algunas de las ventajas y desventajas que se encontraron durante el desarrollo del presente trabajo.

Ventajas

- Gestión eficiente de la energía. Los usuarios modifican sus hábitos de consumo y de esta manera protegen la estabilidad del sistema. Cuando responden a las variaciones en los precios de la electricidad, permiten que el costo de generación de energía disminuya
- Aumenta el uso de fuentes no convencionales de energía
- Disminuye la emisión de CO2 a la atmosfera

- Mayor aprovechamiento de los recursos naturales, existentes en la zona de estudio.
- Disminuyen los gastos operativos en las micro centrales eléctricas, al disminuir el consumo de combustible en el proceso de generación de energía
- Disminuye el precio que los usuarios pagan por el servicio de energía eléctrica.
- Permite regular los precios de la energía en las ZNI.

Desventajas

- Aumenta la inversión inicial en la adquisición de equipos para las FNCE.
- Los inversionistas privados tienen menor rentabilidad de su capital a través del tiempo.

4 Conclusiones

- Actualmente en el municipio de Timbiquí, el único recurso natural que se puede aprovechar para la generación de electricidad es la energía solar. Sin embargo, su mayor potencial puede estar en el aprovechamiento de sus recursos hídricos. La falta de inversión estatal en investigación científica y la falta de estaciones o instrumentos de medición en la zona, no han permitido tener caracterizadas las fuentes hídricas de Timbiquí. Por esta razón, no han podido ser evaluadas en proyectos que utilicen su potencial hídrico para la generación de energía eléctrica. Lo anterior, abre caminos de investigación para las instituciones académicas, que estén interesadas en caracterizar las posibles fuentes generadoras de energía en el municipio. Con un estudio detallado de las fuentes hídricas, se pueden plantear otras alternativas más viables para la implementación de MHA, que abastezcan de energía eléctrica a la comunidad de Puerto Saija. Por esta razón, los resultados obtenidos en este trabajo de grado podrían cambiar en el futuro.
- Implementar una estrategia de gestión de la demanda durante la planificación de las microrredes híbridas aisladas, permite que la transición energética en las ZNI tenga un mayor impacto sobre los usuarios que hacen parte de estas comunidades. Les garantiza el acceso a un servicio de calidad y a un precio razonable. Los beneficios que pueden recibir los usuarios dependen de la adecuada selección de la tarifa. En el presente trabajo se demostró que todos los esquemas tarifarios propuestos, permiten que los usuarios ahorren dinero en el pago del servicio energético. Sin embargo, el porcentaje de ahorro respecto al caso base, varía según el tipo de tarifa con la que se mida el consumo energético. En el caso de Puerto Saija la tarifa seleccionada fue la de precios dinámicos para el día después (PDDD). Esta es la que les brinda un ahorro más significativo a los usuarios, de las tres

tarifas que se propusieron para el desarrollo del trabajo. La tarifa PDDD les ahorra un 15.79 % con respecto al costo que tendrían que pagar, si no se aplica EGD en la planificación de la microrred.

- Incorporar gestión de la demanda durante la planificación de las microrredes híbridas aisladas MHA, permite que los futuros usuarios modifiquen sus hábitos de consumo y de esta manera contribuyan en la regulación de costo de generación de la energía. En el análisis de los resultados que se obtuvieron en la simulación, se evidenció que la capacidad instalada en el sistema PV aumentó en un 4.66 %, después de aplicar la estrategia de gestión de la demanda. Además, se redujo en un 40% el uso de la tecnología diésel. Por lo tanto, la inyección de energía generada por las FNCE a la red aumenta, esto implica una disminución en la quema de combustible fósil y por ende una reducción en la emisión de gases de efecto invernadero.

5 Referencias bibliográficas

- A. R. Inversin. (2000). “Mini-grid design manual .” *World Bank, Tech.*
<http://documents.worldbank.org/curated/en%0A/730361468739284428/Mini-grid-design-manual>
- Beltrán Torres, S. (2017). *Asociaciones Público Privadas –APP: ¿Futuro de la Infraestructura Pública en Colombia?* 39.
- BID. (2018). Participación Privada En Infraestructura. *Evolución, S U Colombia, E N El Apoyo, Y Grupo, Del.* <https://www.idbinvest.org/sites/default/files/2018-11/Evolucion-de-la-participacion-privada-en-infraestructura-en-Colombia-25jun.pdf>
- Borenstein, S., Rosenfeld, A., & Jaske, M. (2002). Dynamic Pricing , Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets. *University of California Energy Institute.*
- CAFAZNI. (2011). MANUAL GUÍA PARA LA FORMULACIÓN, PRESENTACIÓN Y REGISTRO DE PROYECTOS, PARA ACCEDER A LOS RECURSOS DEL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - FAZNI. *Manual.*
- Camuñas, E. (n.d.). Estrategias de fijación de precios dinámicos basados en el cliente. 2017.
<https://www.unir.net/empresa/revista/noticias/estrategias-de-fijacion-de-precios-dinamicos-basados-en-el-cliente/549201783334/le>
- Cepeda, J., & Sierra, A. (2016). Aspectos que afectan la eficiencia en los paneles fotovoltaicos y sus potenciales soluciones. *Universidad Santo Tomas*, 10.
- Consorcio Energético CORPOEMA. (2010). Plan de Desarrollo para las Fuentes no Convencionales de Energía en Colombia (PDFNCE). *Formulación de Un Plan de*

Desarrollo Para Las Fuentes No Convencionales En Colombia (PDFNCE) VI, 1, 25–28.

García, R. (2014). Pobreza energética en América Latina Rigoberto García Ochoa. *Comisión Económica, Colección Documentos de Proyectos.*

Gary, A. G. (1994). Evaluacion de Confiabilidad en Sistemas Electricos de Distribucion. *Tesis Para Optar Al Grado de Magíster En Ciencias de La Ingeniería, Sistemas Electricos de Distribucion*, 108.

Herrera, F. (2018). Objetivos de desarrollo sostenible: Los retos para 2030. *Programa de Las Naciones Unidas Para El Desarrollo -PNUD-*, 74.

https://www.undp.org/content/dam/colombia/docs/ODS/undp_co_PUBL_julio_ODS_en_Colombia_los_retos_para_2030_ONU.pdf

IDEAM. (2014). *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia*. Recuperado el 20 de junio de 2020. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

IPSE. (2018). *Informe de gestión 2018*. 0(9), 1–69.

IPSE. (2020). *Inversiones Fondo FAZNI*. <http://www.ipse.gov.co/proyectos/fazni-estado>

Jaramillo, J. J. (2019). Estrategia de gobernanza para la promoción del turismo comunitario y de naturaleza en los municipios de Guapi y Timbiqui Autor : Jose Jairo Jaramillo Giraldo
 Datos de contacto : josejairojaramillogiraldo@hotmail.com Trabajo de Grado de la Maestría en Gobi. *Trabajo de Grado de La Maestría En*, 1–60.

Kostková, K., Omelina, Kyčcina, P., & Jamrich, P. (2013). An introduction to load management. *Electric Power Systems Research*, 95, 184–191. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.09.006>

M., J. S. G., Q., S. X. C., & M., A. A. (2015). Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque Sistémico. *Energética*, 46, 73–83.

- Oviedo, J., Serna-Suarez, I., Osma-Pinto, G., Duarte, C., Solano, J., & Gabbar, H. A. (2020). Design of tariff schemes as demand response mechanisms for stand-alone microgrids planning. *Energy*, 0–14.
- Oviedo, J., Solano, J., Duarte, C., Lupien, D., & Boulon, L. (2018). *Fijación de tarifas para el día siguiente para microrredes en islas considerando la respuesta de los clientes*.
- Parejo, M. C. (2012). EL trilema energético. *Comité Español Del Consejo Mundial de La Energía -Cuadernos de Energía, Separata d, 28*.
- Puertas, G. Y. (2016). *Electrificación sostenible de zonas interconectadas del pacífico Colombiano, por medio de Clusters prototipo de sistemas híbridos solar-eólico-híbridos-diesel optimizados con homer*. 1–158.
- Red Eléctrica España. (2012). *Operación del Sistema Eléctrico, Gestión de Demanda*.
- Riascos, A. (2015). Para volver a creer. *Plan de Desarrollo*, 467.
- SSPD. (2019). Zonas No Interconectadas - ZNI: Diagnóstico de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica 2019. In *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD*.
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
- SUNFIELDS. (2020). Tipos de Placas Solares | Según Tecnología y Aplicaciones. *Página Web*.
<https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tipos/>
- Universidad de Córdoba. (2016). *La elasticidad de la demanda*.
www.uco.es/~dh1lavif/INT_ECONOMIA/ELASTICIDAD_DEMANDA.pdf
- UPME. (2003). *Unidad de Planeación Minero Energética. Energías renovables: descripción tecnologías y usos finales*. Bogotá.

- UPME. (2012). Resolución Número 0186 de 2012. In *Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible* (p. 6). <http://parquearvi.org/wp-content/uploads/2016/11/Resolucion-186-de-2012.pdf>
- UPME. (2014). Guia práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014. *Ministerio Minas y Energía*, 28.
- Ye Tang, F. X. y L. C. (2010). *Investigación sobre la posibilidad de una carga industrial inteligente que participa en la respuesta a la demanda para suministrar el sistema de energía - Publicación de la Conferencia IEEE. CICED Proceedings* , Nanjing.
<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5736003>