

Diseño de un aplicativo computacional para la estimación de la liquidación de servicios y
conexos de la factura de la energía eléctrica en AGPE

Orlando Delgado Serrano

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero Electricista

Director

German Alfonso Osma Pinto

Doctor en Ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Dedico este logro, primeramente, a Dios, por ser mi guía y fortaleza en cada paso de este camino, por darme la sabiduría y la perseverancia para culminar una etapa más en mi vida.

A mis padres Maritza Serrano, Orlando Delgado por su amor incondicional, sacrificios y apoyo constante. Gracias por creer en mí y estar alentándome a seguir adelante, siempre queriendo que yo cumpla cada una de las metas que me propongo.

A mi abuelita Roquelina Duran, cuya bondad, amor y sabiduría han sido una fuente constante de inspiración y cariño. Siempre llevaré tus enseñanzas en mi corazón.

A mi amada novia María José Valero, por ser mi compañera incondicional, mi motivación y uno de mis principales pilares. Gracias por tu amor y paciencia, y por caminar junto a mí en esta aventura.

A mis hermanos Deisy, Natalia, y Oscar por ser mi refugio, mis amigos, mi ejemplo y mis cómplices en todos los momentos. Su apoyo y compañía han sido fundamentales para llegar hasta aquí.

A mis amigos quienes han estado en los buenos y malos momentos. Gracias por su lealtad, por las risas compartidas y por ser una red de apoyo inquebrantable.

A todos ustedes, mi gratitud eterna por haberme acompañado y motivado a lo largo de este proceso formativo. Este logro es tan mío como de ustedes.

Orlando Delgado Serrano

Agradecimientos

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander por permitirme la culminación de esta meta como miembro de esta hermosa institución.

A mi director de trabajo de grado German Alfonso Osma Pinto, por su gran apoyo, consejos, recomendaciones y acompañamiento incondicional en el desarrollo de este trabajo de grado.

A cada uno de mis maestros, por toda su orientación y enseñanzas durante mi formación académica para llegar a optar por el título como Ingeniero Electricista.

A mi familia por ser ese apoyo incondicional y estar siempre motivándome.

A todos mis amigos que hicieron parte de este proceso.

Orlando Delgado Serrano

Tabla de contenido

Introducción 12

1. Objetivos..... 14

 1.1 Objetivo general..... 14

 1.2 Objetivos específicos 14

2. Identificación de aspectos regulatorios aplicables a los AGPE y relacionados con la facturación del servicio de energía eléctrica..... 15

 2.1 Facturación..... 15

 2.1.1 Cálculo del costo mensual de energía consumida por usuario 16

 2.1.2 Costo Unitario..... 18

 2.1.3 Subsidios y contribuciones 19

 2.1.4 Impuesto de alumbrado público - IAP 20

 2.1.5 Consideraciones de regulación para la facturación en AGPE 23

3. Escenarios de análisis para AGPE 28

 3.1 Tipo de usuario 29

 3.2 Consumo de energía activa mensual..... 29

 3.3 Capacidad instalada del sistema fotovoltaico 29

 3.4 Municipio..... 30

 3.5 Estrategia de mejoramiento del factor de potencia 30

4. Estimación de curvas diarias de consumo, generación, importación y exportación de energía

y factor de potencia..... 35

4.1 Metodología para la estimación de curvas diarias de consumo de energía eléctrica y factor de potencia..... 35

4.1.1 Recopilación de datos de demanda diaria..... 35

4.1.2 Definición del factor de potencia..... 36

4.1.3 Curvas diarias de consumo de energía..... 36

4.2 Metodología para la estimación de curvas diarias de generación, importación y exportación de energía eléctrica..... 39

4.2.1 Recopilación de datos de radiación solar para la generación de energía fotovoltaica
40

4.2.2 Curvas de generación, importación y exportación..... 40

5. Liquidación de servicios y conexos de la factura mensual del servicio de energía eléctrica 47

5.1 Procedimiento para generar la liquidación de la factura de energía de acuerdo con los cálculos generales 53

5.2 Liquidación y presentación de la factura de energía eléctrica mostrada por el aplicativo
57

5.3 Representación gráfica de la liquidación de servicios y conexos de la factura de energía. 59

5.4 Matriz de liquidación de servicios y conexos de la factura mensual de energía 61

6. Conclusiones..... 65

Referencias Bibliográficas 68

Apéndices..... 71

Lista de Figuras

Figura 1 *Curvas diarias de consumo de energía* 38

Figura 2 *Curvas diarias de consumo, generación, importación, exportación y factor de potencia para primer escenario*..... 45

Figura 3 *Curvas diarias de consumo sin AGPE primer escenario*..... 46

Figura 4 *Sitio Web donde está alojado el aplicativo de liquidación del recibo de energía eléctrica.*
..... 47

Figura 5 *Documento de instrucciones del uso del aplicativo*..... 48

Figura 6 *Interfaz del aplicativo “Plantilla de datos”*..... 49

Figura 7 *Pestaña de “Inicio”*..... 50

Figura 8 *Pestaña “Generar factura”*..... 51

Figura 9 *Pestaña “análisis de potencia y energía”*..... 52

Figura 10 *Datos del Sistema Fotovoltaico*..... 53

Figura 11 *Pestaña “Generar factura”*..... 54

Figura 12 *Resultados para el mes de enero*..... 55

Figura 13 *Gráficas características generadas por el aplicativo*..... 60

Lista de Tablas

Tabla 1 *Nombre de los componentes de la formula tarifaria CU.....* 18

Tabla 2 *Porcentaje de consumo subsidiado de acuerdo con el tipo de usuario* 20

Tabla 3 *Porcentaje de alumbrado público sobre la base gravable para los municipios del Área Metropolitana de Bucaramanga.* 21

Tabla 4 *Cálculo de componentes de la factura.....* 27

Tabla 5 *Matriz de análisis de escenarios.* 32

Tabla 6 *Valor de los componentes del costo unitario para el mes de enero.* 55

Tabla 7 *Parámetros de energía con AGPE a facturar del mes de enero.....* 56

Tabla 8 *Parámetros de energía sin AGPE a facturar del mes de enero.....* 56

Tabla 9 *Conceptos facturados de energía con y sin AGPE.* 57

Tabla 10 *Conceptos facturados de energía con AGPE para usuarios de estrato 1,2 y 3 sin subsidio o contribución.* 58

Tabla 11 *Matriz de liquidación de servicios y conexos de la factura mensual de energía.* 62

Tabla 12 *Matriz de los valores consolidados de la factura del servicio de energía eléctrica ejemplo municipio de Bucaramanga.* 63

Lista de Apéndices

Apéndice A. Explicación detallada de los componentes del CU 71

Apéndice B. Ejemplos de facturación 72

Apéndice C. Ejemplo de factura 73

Apéndice D. Normatividad relacionada 74

Apéndice E. Normatividad adicional 79

Apéndice F. Ejemplo valor final de la factura para los diferentes usuarios del municipio de Floridablanca..... 81

Apéndice G. Ejemplo valor final de la factura para los diferentes usuarios del municipio de Girón 82

Apéndice H. Ejemplo valor final de la factura para los diferentes usuarios del municipio de Piedecuesta..... 83

Resumen

Título: Diseño de un aplicativo computacional para la estimación de la liquidación de servicios y conexos de la factura de la energía eléctrica en AGPE*

Autor: Orlando Delgado Serrano**

Palabras clave: AGPE, factura de energía eléctrica, aplicativo computacional, generación de energía, liquidación de servicios y conexos.

Descripción:

Este trabajo presenta el diseño de un aplicativo computacional para la estimación de la liquidación de servicios y conexos de la factura de la energía eléctrica en AGPE (autogeneración a pequeña escala). El objetivo general consistió en desarrollar una solución práctica para la liquidación de servicios y conexos en la factura de energía eléctrica para AGPE, considerando estrategias de mejoramiento del factor de potencia. Para lograrlo, se estableció la identificación de aspectos regulatorios aplicables, la definición de escenarios de análisis, la estimación de curvas diarias de consumo y generación de energía, y la estimación de la liquidación de servicios y conexos de la factura mensual del servicio de energía eléctrica. En términos metodológicos, el estudio se basó en la aplicación de aspectos regulatorios pertinentes, el diseño de escenarios de análisis y la estimación detallada de las curvas diarias de consumo y generación de energía. Los resultados muestran la construcción del aplicativo computacional alojado en un *website*, el cual permite estimar y liquidar los servicios y conexos de la factura de energía eléctrica. La construcción de la matriz de análisis de escenarios combina diferentes factores para examinar cómo varían las estimaciones de la liquidación de servicios y conexos en diversos contextos, ayudando a tomar decisiones informadas para una gestión eficiente de la energía. En conclusión, el estudio proporciona una herramienta útil y eficiente para la liquidación de servicios y conexos con o sin AGPE, permitiendo una comprensión más completa de los patrones de consumo y generación de energía en estos agentes.

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Ingeniería Eléctrica. Director: German Alfonso Osma Pinto. Doctor en Ingeniería.

Abstract

Title: Design of a computer application for the estimation of the settlement of services and connectors of the electric energy bill in AGPE*

Author: Orlando Delgado Serrano**

Keywords: AGPE, electric energy bill, computer application, energy generation, settlement of services and related services.

Description:

This work presents the design of a computational application for the estimation of the settlement of services and related electricity bills in AGPE (Small Scale Self-Generation). The general objective was to develop a practical solution for the settlement of services and related services in the electric energy bill for AGPE, considering strategies to improve the power factor. To achieve this, the identification of applicable regulatory aspects, the definition of analysis scenarios, the estimation of daily energy consumption and generation curves, and the estimation of the settlement of services and related services of the monthly electric energy service bill were established. In methodological terms, the study was based on the application of relevant regulatory aspects, the design of analysis scenarios and the detailed estimation of daily energy consumption and generation curves. The results show the construction of the computer application hosted on a website which allows estimating and settling the services and related services of the electric energy bill. The construction of the scenario analysis matrix combines different factors to examine how utility and related settlement estimates vary in various contexts, helping to make informed decisions for efficient energy management. In conclusion, the study provides a useful and efficient tool for the settlement of services and related services with or without AGPE, allowing a more complete understanding of the energy consumption and generation patterns in these agents.

*Degree work

**Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Electric engineering. Director: German Alfonso Osma Pinto. Doctor in Engineering.

Introducción

En el contexto de una creciente demanda de energía eléctrica y una mayor preocupación por el impacto ambiental, la implementación de fuentes de energía renovable se ha convertido en una alternativa atractiva y sostenible. Entre estas fuentes, la energía solar se destaca como una opción prometedora para la generación de energía eléctrica a partir de generación fotovoltaica (FV); especialmente en Colombia, un país con abundante irradiación solar. Sin embargo, para analizar la viabilidad financiera de los proyectos de autogeneración a pequeña escala (AGPE) y su integración efectiva a la red, es fundamental comprender la liquidación de servicios y conexos en la factura del servicio de energía eléctrica.

Este trabajo de grado tiene por objetivo principal diseñar e implementar un aplicativo computacional que permita estimar el valor mensual de la factura de energía eléctrica para los AGPE, teniendo en cuenta aspectos clave como energía activa, energía no activa, impuesto de alumbrado público y contribución/subsidio. Además, se considera la existencia o no del mejoramiento del factor de potencia que podrían mitigar penalizaciones si hay las disposiciones regulatorias vigentes en un momento específico.

Para ello, se identificaron los aspectos regulatorios aplicables a los AGPE con respecto a la liquidación de servicios y conexos en una factura de energía. Se revisaron las disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que abordan temas como la compra de energía importada de la red y la venta de excedentes de energía eléctrica.

Con base en el marco regulatorio identificado, se procedió a definir diversos escenarios de análisis para los AGPE. Estos escenarios se diferencian según el tipo de usuario (residencial, comercial e industrial), el consumo de energía activa mensual, la capacidad instalada del sistema

fotovoltaico y la estrategia de mejoramiento del factor de potencia. Además, se consideraron los municipios de Bucaramanga, Girón, Piedecuesta y Floridablanca para tener en cuenta la influencia del impuesto de alumbrado público definido por acuerdos municipales.

Una vez establecidos los escenarios de análisis, se procedió a estimar las curvas diarias de consumo, generación, importación y exportación de energía activa, energía no activa y factor de potencia. La estimación de la curva diaria de consumo se basó en la información proporcionada por ESSA E.S.P. en su documento “Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución”.

Finalmente, se desarrolló un aplicativo en Excel que permite visualizar de manera clara y detallada la liquidación de servicios y conexos para los escenarios definidos. Esto facilitará a los estudiantes de la E3T la comprensión del ahorro financiero por menor valor mensual en la factura del servicio de energía, el cual puede ser obtenido por un usuario al convertirse en un AGPE debido a la integración de un sistema FV en sitio.

La justificación de este trabajo radica en la creciente importancia de las fuentes de energía renovable, en particular la solar, como una respuesta viable para satisfacer parte de la demanda energética. La promoción de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y los beneficios tributarios han impulsado el desarrollo de proyectos basados en energías renovables en Colombia. Sin embargo, es necesario que los futuros egresados de la E3T fortalezcan la comprensión de disposiciones regulatorias relacionada con el caso expuesto.

En resumen, este trabajo de grado busca aportar una solución práctica para la liquidación de servicios y conexos en la factura de energía eléctrica para AGPE.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Diseñar e implementar un aplicativo computacional destinado a la liquidación de servicios y conexos (energía activa, energía no activa, impuesto de alumbrado público y contribución/subsidio) de la factura del servicio de energía eléctrica en auto generadores a pequeña escala (AGPE), considerando estrategias de mejoramiento del factor de potencia.

1.2 Objetivos específicos

- Identificar los aspectos regulatorios aplicables a los AGPE con respecto a la liquidación de servicios y conexos de la factura del servicio de energía eléctrica para usuarios regulados en Nivel I de tensión.
- Definir escenarios de análisis para AGPE según el tipo de usuario, consumo de energía activa mensual, capacidad instalada del sistema fotovoltaico, municipio y estrategia de mejoramiento del factor de potencia.
- Estimar las curvas diarias de consumo, generación, importación y exportación de energía activa, energía no activa y factor de potencia para los escenarios de análisis definidos.
- Estimar la liquidación de servicios y conexos de la factura mensual del servicio de energía eléctrica para los escenarios de análisis definidos.

2. Identificación de aspectos regulatorios aplicables a los AGPE y relacionados con la facturación del servicio de energía eléctrica

Este capítulo describe aspectos considerados en la factura de energía eléctrica mostrada por la Empresa de Servicios Públicos de Santander (ESSA). Esta factura muestra los cobros correspondientes a la energía activa, el impuesto de alumbrado público y el subsidio/contribución, los cuales son elementos clave para la liquidación de servicios y conexos en el contexto de los AGPE. Asimismo, se profundiza en los detalles de cada componente y su relación con las resoluciones emitidas por la CREG para regular las tarifas eléctricas en Colombia para usuarios de Nivel I. Además, se aborda la regulación aplicable a los AGPE respecto importación y exportación, destacando la Resolución CREG 174 de 2021.

2.1 Facturación

La facturación de energía a los usuarios se compone de dos ítems principales, la energía activa y la energía reactiva. La energía activa es la que utilizan los dispositivos eléctricos para producir movimiento, luz, sonido, etc.; por otro lado, la energía reactiva no se convierte en trabajo útil, pero se utiliza en algunos dispositivos para establecer campos electromagnéticos necesarios para su funcionamiento (Romero & Forero, 2022).

La facturación de energía activa se basa en la potencia de los dispositivos en funcionamiento y en el tiempo durante de operación. Los medidores en las instalaciones del usuario registran continuamente la potencia total demandada y acumulan la cantidad de energía tomada de la red a lo largo del tiempo, donde la diferencia entre las lecturas del medidor al comienzo y al final de un período determinado representa la energía activa consumida, que es lo que se factura (Caro, 2022).

2.1.1 *Cálculo del costo mensual de energía consumida por usuario*

Las tarifas de energía son establecidas según disposiciones de la CREG y aplicadas por las comercializadoras de energía del país. La identificación del costo del servicio y el precio que se cobra a los distintos usuarios se basa en el costo unitario (CU) o valor por kilowatt-hora (kWh) de energía eléctrica y se determina según la regulación establecida por la CREG, el cual se compone de diferentes elementos, a saber: generación, transmisión, distribución, comercialización, pérdidas y restricciones, cada uno con su respectiva tarifa.

Los ítems principales facturados son la energía activa, el impuesto de alumbrado público, los subsidios o contribuciones y otros cargos regulatorios; dependiendo del usuario, también se considera el cobro de energía reactiva (CREG,2013).

La fórmula matemática que relaciona el valor mensual (VM) a pagar en la factura de energía eléctrica puede expresarse como:

$$VM = BG + S/C + IAP$$

Ecuación 1

Siendo:

- Base gravable (BG): cantidad de energía eléctrica que se usa para determinar los costos añadidos al valor total de la factura. Es importante tener en cuenta que la composición exacta de la base gravable (BG) puede variar según la empresa de servicios públicos y las regulaciones locales.

Donde:

$$BG = CEA + PER$$

Ecuación 2

- *Costo de la energía activa (CEA)*: Es el monto calculado en función de la potencia tanto activa consumida y el tiempo de uso de los dispositivos eléctricos.

- *Penalización por consumo/inyección de la energía reactiva (PER)*: Es el monto calculado en función de la potencia reactiva (inductiva o capacitiva), la potencia activa y el tiempo.
- **Subsidio/Contribución**: Componente que puede variar según el tipo de usuario y la cantidad de energía consumida. El valor es negativo (para usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3 (subsidio); mientras, es un valor positivo para usuarios residenciales de estratos 5 y 6, comerciales e industriales (contribución¹).
 - **Impuesto de alumbrado público (IAP)**: Es un cargo destinado al financiamiento de servicios de alumbrado público en la localidad, el cual generalmente se recauda por medio de la factura del servicio de energía eléctrica y que se transfiere al municipio.

Adicional a lo mostrado en la Ecuación 1, pueden aplicarse otros ítems según sea el caso como costos de conexión, ajustes por inflación y disposiciones regulatorias adicionales. Asimismo, el período entre dos lecturas del contador se define como ciclo de facturación y suele ser de un mes para usuarios en áreas urbanas y de dos meses para usuarios en áreas rurales.

En principio, un usuario de Estrato 4 debe pagar por kWh consumido un valor de $CU \cdot (1 + IAP)$; es decir, si el CU es igual a \$900 por kWh y el IAP asciende a 10%, debe pagar un equivalente de \$990/kWh². Note que los usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3, al tener un subsidio estatal (S), ven que el costo realmente aplicado por kWh consumido es menor e igual a $CU \cdot (1 + S + IAP)$. Si se considera que el subsidio es de 50% (Estrato 2), entonces debe pagar un equivalente de \$540/kWh² hasta el límite de subsistencia y no se considera subsidio para las

¹ El recaudo por contribución se destina a cubrir parte de los subsidios otorgados a otros usuarios.

² Valor usado como ejemplo para el caso expuesto.

unidades de energía que superen este límite. Por otro lado, los usuarios residenciales de estratos 5 y 6 y los usuarios comerciales e industriales pagan un valor equivalente superior por kWh consumido e igual a $CU \cdot (1 + C + IAP)$; si se considera que la contribución es de 20%, el valor a pagar asciende a \$1.170/kWh².

2.1.2 Costo Unitario

La tarifa del kilowatt-hora está reglamentada por la CREG mediante la fórmula tarifaria establecida en la **Resolución 119 de 2007**. La cual establece que *“Toda empresa que realice la actividad de Comercialización Minorista determinara con la formula tarifaria general y con la metodología establecida en esta resolución, las tarifas que aplicara a los usuarios finales regulados”* (CREG, 2007). Esta fórmula se presenta a continuación como el costo unitario (CU v):

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

Ecuación 3

Tabla 1

Nombre de los componentes de la formula tarifaria CU

Componentes	Significado
<i>n</i>	Nivel de tensión de conexión del usuario.
<i>m</i>	Mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.
<i>i</i>	Comercializador minorista
<i>j</i>	Mercado de comercialización.
<i>G_{m,i,j}</i>	Costo de compra de energía (\$/kWh).
<i>T_m</i>	Costo por uso del Sistema Nacional de Distribución (\$/kWh).
<i>D_{n,m}</i>	Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh).
<i>Cv_{m,i,j}</i>	Margen de comercialización expresado en (\$/kWh).
<i>PR_{n,m,i,j}</i>	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh).
<i>R_{m,i}</i>	Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en (\$/kWh).

Si se desea una comprensión más profunda de la estructura que subyace en la tarifa del kWh y su conformación, es esencial la explicación de cada uno de los componentes del Costo Unitario (CU) en la factura de energía eléctrica en Colombia, la cual se presenta a manera de

resumen en el Anexo A.

Es importante tener presente que el CU de la energía puede no ser el mismo para todos los clientes debido a que el costo de distribución varía si los activos pertenecen a ESSA o a los usuarios (ESSA, 2023).

2.1.3 Subsidios y contribuciones

Una premisa fundamental reside en la concesión de subsidios y contribuciones dentro de un marco de equidad y solidaridad. Note que los estratos 1, 2 y 3 tienen un esquema de subsidios y éste determina la tarifa para cada uno, la cual aplica hasta el nivel de subsistencia (UPME, 2004). Mientras que los estratos 5, 6 y usuarios comerciales e industriales realizan una contribución del 20%. Este enfoque en Colombia tiene como finalidad proporcionar un alivio en las tarifas de energía a los hogares menos privilegiados, siempre y cuando su consumo no supere los límites establecidos para subsistir.

Este límite denominado consumo de subsistencia es la cantidad mínima de energía mensual que se requiere para cubrir las necesidades energéticas en un hogar. El Gobierno Nacional subsidia este consumo de acuerdo con el estrato y municipio al que pertenece el usuario, con una tarifa más baja (UPME, 2004).

La Tabla 2 muestra los subsidios por estrato y según clima. Los hogares en municipios con climas templados y fríos (más de 1 000 metros sobre el nivel del mar) tienen un límite de consumo de subsistencia es de 130 kWh al mes. Si se supera este límite, los kWh adicionales se tarifican al precio completo. En cambio, en municipios con climas cálidos (menos de 1 000 metros sobre el nivel del mar) se permite un consumo básico subvencionado de 173 kWh al mes; cualquier exceso se factura al precio completo por kWh consumido (Celsia, 2021).

Tabla 2

Porcentaje de consumo subsidiado de acuerdo con el tipo de usuario

Ubicación del municipio	Consumo de energía que se subsidia	Estrato	Porcentaje de consumo subsidiado
Clima cálido <i>(Debajo de 1000 metros de altura sobre el nivel del mar)</i>	173 kWh/mes	1	Hasta 60% de subsidio
		2	Hasta 50% de subsidio
		3	15% de subsidio
Climas templados y frío <i>(Encima de 1000 metros de altura sobre el nivel del mar)</i>	130 kWh/mes	1	Hasta 60% de subsidio
		2	Hasta 50% de subsidio
		3	15% de subsidio

2.1.4 Impuesto de alumbrado público - IAP

El cobro del IAP en Colombia constituye una parte esencial de la estructura tarifaria de la factura de energía eléctrica, destinada a financiar la infraestructura y mantenimiento de los sistemas de iluminación en espacios públicos, como calles, parques y avenidas (Ley 1819, 2016, Art 350). Este impuesto, regulado por normativas locales y nacionales, busca garantizar un entorno seguro y adecuadamente iluminado para la comunidad.

La forma en cómo se realiza el cobro del IAP puede variar según la jurisdicción y las políticas locales de cada municipio (Ley 1819 de 2016, Art. 349). Por lo general, el proceso involucra los siguientes pasos:

Cálculo proporcional: El IAP se calcula en función del consumo de energía activa registrado en la factura eléctrica. En algunos casos, este cálculo puede basarse en un porcentaje fijo del consumo total; mientras que en otros puede variar de acuerdo con el estrato del usuario o la categoría de la propiedad (residencial, comercial, industrial, etc.).

Inclusión en la factura: El valor calculado se agrega como un concepto adicional en la factura de energía eléctrica emitida por la empresa distribuidora. Este valor se suma al costo total de la factura y se presenta como una contribución específica al alumbrado público.

Transferencia a las autoridades municipales: Una vez recaudado, el monto total del IAP

se transfiera a las autoridades municipales correspondientes.

Regulación y supervisión: La CREG y otras entidades gubernamentales supervisan el cálculo y la recaudación del impuesto de alumbrado público para garantizar que se ajusten a las normativas establecidas y se utilicen de manera efectiva para los fines previstos.

En resumen, el cobro del IAP en Colombia se basa en el consumo de energía activa registrado en la factura eléctrica, con el propósito de financiar proyectos de iluminación pública y mejorar la calidad de vida en las comunidades locales. Las políticas y regulaciones específicas pueden variar entre diferentes municipios; en conjunto este impuesto desempeña un papel fundamental en la creación y el mantenimiento de espacios públicos bien iluminados y seguros.

Según los acuerdos municipales, la ESSA aplica los siguientes porcentajes de IAP sobre la base gravable como muestra la Tabla 3.

Tabla 3

Porcentaje de alumbrado público sobre la base gravable para los municipios del Área Metropolitana de Bucaramanga.

Sector	Municipio			
	Bucaramanga ³	Floridablanca ⁴	Girón ⁵	Piedecuesta ⁶
Residencial	Estrato 1	10%	15%	16%
	Estrato 2		18%	17%
	Estrato 3			18%
	Estrato 4	15%	18%	16%
	Estrato 5		15%	15%
	Estrato 6		15%	15%
Comercial	5%	5%	18%	15%
Industrial	5%	5%	18%	15%

³ Porcentaje del IAP sobre la base gravable para cada tipo de usuario del municipio de Bucaramanga. Adaptado de “Proyecto de Acuerdo 018 de 2020) y Decreto 0040 de 2022”.

⁴ Porcentaje del IAP sobre la base gravable para cada tipo de usuario del municipio de Floridablanca. Adaptado de “Proyecto de Acuerdo 012 de 2021 y Acuerdo municipal No. 031 (19 de diciembre de 2019)”.

⁵ Porcentaje del IAP sobre la base gravable para cada tipo de usuario del municipio de Girón. Adaptado de “Resolución No.104 DE (2/13/2023)”.

⁶ Porcentaje del IAP sobre la base gravable para cada tipo de usuario del municipio de Piedecuesta. Adaptado de “Acuerdo N° 019 de 2022”.

2.1.4.1 Cobro por penalización de energía no activa. En el ámbito del cobro por penalización de energía no activa, es relevante considerar las disposiciones establecidas en la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG 015 de 2018 (CREG, 2018). Esta resolución define las condiciones para la aplicación de un cargo adicional a ciertos usuarios identificados como susceptibles de pagar por el transporte de energía reactiva. Según lo estipulado, aquellos usuarios con un consumo significativo de energía reactiva inductiva que supere el cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) consumida en un periodo horario determinado, pueden estar sujetos a una penalización por exceso de transporte de energía reactiva. Además, la facturación del transporte de energía reactiva capacitiva implica el cobro del costo sobre la totalidad de energía reactiva registrada, independientemente del valor de energía activa consumida. Estos costos son distribuidos entre los Operadores de Red (OR) correspondientes, quienes luego los facturan directamente a los usuarios definidos.

Es importante destacar que las disposiciones legales respecto al factor de potencia han sido objeto de modificaciones recientes. La Resolución CREG 101 035 de 2024 (CREG, 2024), que modifica el Numeral 4.2.4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998, establece nuevos límites para el factor de potencia y define acciones a tomar en caso de incumplimiento. Esta resolución estuvo sujeta a comentarios bajo el proyecto de resolución CREG 701 017 de 2023.

Entre los aspectos destacados de esta resolución se encuentran los límites actualizados para el factor de potencia, tanto inductivo como capacitivo, en función de los diferentes niveles de tensión. Por ejemplo, se establece que el factor de potencia inductivo (en atraso) debe ser igual o superior a 0.90, con modificaciones respecto a las condiciones actuales. Asimismo, se definen niveles específicos para el factor de potencia capacitivo (en adelanto) en relación con los diferentes niveles de tensión, siendo el mínimo requerido de 0.90 para los niveles de tensión I y II, 0.95 para

el nivel de tensión III, y 0.98 para el nivel de tensión IV.

En caso de incumplimiento de estos límites, la resolución establece que el Operador de Red (OR) correspondiente puede exigir al usuario la instalación de equipos para controlar y medir la energía reactiva. Es relevante mencionar que la corrección o no del factor de potencia no es causal de rechazo de la solicitud de conexión. Además, la resolución establece la obligación del OR de divulgar estas medidas a los usuarios conectados a sus redes, incluyendo información sobre los estándares de los factores de potencia y las consecuencias de exceder los límites establecidos. Esta divulgación debe realizarse en un plazo de tres meses a partir de la entrada en vigencia de la resolución.

Conviene mencionar que, a partir de la entrada en vigencia de esta resolución, se deben considerar los nuevos límites establecidos en la liquidación de la energía reactiva capacitiva. Sin embargo, es importante reconocer que la fecha exacta de entrada en vigencia está pendiente de publicación en el Diario Oficial. En resumen, estas disposiciones legales tienen como objetivo regular el cobro por penalización de energía no activa, así como establecer nuevos límites y acciones relacionadas con el factor de potencia, con el fin de promover una mayor eficiencia en el uso de la energía eléctrica.

2.1.5 Consideraciones de regulación para la facturación en AGPE

En Colombia, la regulación y comercialización de productos y servicios desempeñan un papel crucial en la creación de un mercado equitativo y competitivo en todo el país. El Estado ha implementado normativas y políticas con el fin de proteger a los consumidores, promover la transparencia y estimular el crecimiento económico, siendo la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) la entidad encargada de supervisar y controlar el cumplimiento de estas normas. La SIC también se encarga de investigar prácticas anticompetitivas y promover la libre

competencia en el mercado. Además, en el ámbito de la facturación y la comercialización, se han establecido medidas para prevenir la evasión fiscal y promover la formalización económica, prohibiendo prácticas abusivas que perjudiquen a los consumidores.

En el sector de la energía eléctrica en Colombia, la facturación para usuarios de generación propia de energía (AGPE) implica consideraciones específicas. Se utiliza un esquema de facturación neta, donde los usuarios pagan solo por la energía neta consumida después de deducir la energía generada y exportada. También se aplican tarifas de inyección más bajas para la energía exportada, fomentando el autoconsumo y la eficiencia energética. Sin embargo, existen cargos fijos y otros cargos reguladores en la factura. Los AGPE deben cumplir con regulaciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y pueden estar sujetos a subsidios o contribuciones según su consumo y estrato. En resumen, estas leyes y resoluciones son fundamentales para comprender el marco regulatorio que rige a los AGPE en Colombia, especialmente en lo que respecta a la liquidación de servicios y conexos de la factura de energía eléctrica, equilibrando los derechos de los usuarios con la sostenibilidad del sector eléctrico.

Con respecto a los excedentes de los AGPE, según el artículo 25 de la Resolución 174 de 2021, éstos se categorizan en dos tipos: i) los excedentes acumulados que igualan la importación y que se reconocerán como créditos de energía al AGPE que utiliza FNCER y ii) los excedentes que superan la importación, que se valorarán al precio de bolsa horario. Entonces, para los AGPE con capacidad instalada ≤ 100 kW o ≥ 100 kW cuando los excedentes acumulados de energía que sean menores o iguales a su importación de energía de la red serán permutados, en la misma cantidad, por su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación se entiende como Crédito de Energía, mientras que para las cantidades de excedentes de energía que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación se liquidarán

al precio horario de bolsa de energía correspondiente, se entiende como Valoración horaria. Para ello, las fórmulas son las siguientes:

AGPE \leq 100 kW

$$VE_{i,j,n,m,u} = (Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,n,m,u}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exc1_{i,j,m,u} * Cv_{m,i,j}] + \sum_{h=hx,hx+1,\dots,H} Exc2_{i,j,m,h,u} * Pbolsa_{h,m}$$

Ecuación 4

AGPE \geq 100kW

$$VE_{i,j,n,m,u} = (Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,n,m,u}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exc1_{i,j,m,u} * Cv_{m,i,j}] - [Exc1_{i,j,m,u} * (T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i})] + \sum_{h=hx,hx+1,\dots,H} Exc2_{i,j,m,h,u} * Pbolsa_{h,m}$$

Ecuación 5

Donde

<i>i</i>	Comercializador <i>i</i>	<i>H</i>	Número total de horas del mes <i>m</i>
<i>j</i>	Mercado de comercialización <i>j</i>	<i>m</i>	Mes <i>m</i> para el cual se calcula la valoración del excedente
<i>n</i>	Nivel de tensión <i>n</i>	<i>u</i>	Usuario <i>u</i>
<i>h</i>	Hora <i>h</i>	<i>hx</i>	Es la hora cuando los excedentes de energía horarios acumulados (EEHA) igualan o sobrepasan la cantidad de importación total (<i>Imp_{i,j,m,u}</i>) de energía en el mes <i>m</i>

VE_{i,j,m,u}: Valoración del excedente del AGPE *u* (en \$), en el mes *m*, que se encuentra en el nivel de tensión *n*, en el mercado de comercialización *j* y que es atendido por el comercializador *i*. Es ingreso para el usuario cuando esta variable sea mayor a cero.

Exc1_{i,j,m,u}: Excedente de energía horaria acumulada en el mes *m* con fines de uso para el crédito de energía para el usuario *u*, que se encuentra en el mercado de comercialización *j* y que es atendido por el comercializador *i*, en kWh. Se calcula como la suma de energía entregada a la red en todas las horas del mes *m*, iniciando a partir de la primera hora de dicho mes y que como máximo podría llegar al valor de *Imp_{i,j,m,u}*. Por lo anterior, el valor resultante de energía puede tomar valores entre cero (0) y *Imp_{i,j,m,u}*.

Imp_{i,j,m,u}: Importación de energía acumulada en el mes *m* del usuario *u*, que se encuentra en el mercado de comercialización *j* y que es atendido por el comercializador *i*, en kWh. Se calcula como la suma de energía importada o consumida de la red en todas las horas del mes *m*.

CUv_{n,m,i,j}: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en \$/kWh, en el mes *m*, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado.

Cv_{m,i,j}: Margen de comercialización en \$/kWh, en el mes *m*, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo pactado.

Exc2_{i,j,m,h,u}: Todo excedente de energía en la hora *h* del AGPE *u*, en kWh, iniciando *h* en la hora *hx* para el mes *m*, en el mercado de comercialización *j*. Tener en cuenta que:
 i) La energía de que trata esta variable tiene un tratamiento horario.
 ii) Para poder aplicar esta variable se debe cumplir que la suma de la energía entregada a la red en todas las horas del mes *m* fue superior al total de la energía importada o consumida durante el mismo mes *m*.

iii) En la hora hx pueden existir cantidades de energía que se deben valorar. Esto es, para la hora hx la cantidad de energía que se debe valorar es el cálculo de: $EEHA - Imp_{i,j,m,u}$

iv) Para las horas h superiores a hx en el mes m , $Exc2_{i,j,m,h,u}$ corresponde exactamente al valor de energía entregada a la red en la hora h .

$Pbolsa_{h,m}$: Precio de bolsa en la hora h del mes m , en \$/kWh, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 140 de 2017 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, será igual al precio de escasez ponderado. Se debe tener en cuenta que el precio de bolsa varía de forma diaria y horaria.

Note que $EEHA$ se calcula de forma dinámica, como la suma de energía entregada a la red en cada una de las horas en el mes m y a partir de la primera hora de inicio de éste. $VE_{i,j,n,m,u}$ puede ser reescrita como sigue, donde $Vexc1$ es el valor de venta de los excedentes Tipo 1, $Vexc2$ es el valor de venta de los excedentes Tipo 2 y $Cimp$ es el costo de la energía activa importada.

$$VE_{i,j,n,m,u} = (Exc1_{i,j,m,u} * (CUv_{n,m,i,j} - Cv_{m,i,j})) + \sum_{h=hx,hx+1,\dots,H} Exc2_{i,j,m,h,u} * Pbolsa_{h,m} - Imp_{i,j,n,m,u} * CUv_{n,m,i,j}$$

Ecuación 6

$$VE_{i,j,n,m,u} = Vexc1 + Vexc2 - Cimp$$

Ecuación 7

$$Vexc1 = Exc1_{i,j,m,u} * (CUv_{n,m,i,j} - Cv_{m,i,j})$$

Ecuación 8

$$Vexc2 = \sum_{h=hx,hx+1,\dots,H} Exc2_{i,j,m,h,u} * Pbolsa_{h,m}$$

Ecuación 9

$$Cimp = Imp_{i,j,n,m,u} * CUv_{n,m,i,j}$$

Ecuación 10

Tabla 4

Cálculo de componentes de la factura

Componente de la factura	Usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3		Usuarios residenciales de estratos 4, 5 y 6, comerciales e industriales	
	Sin AGPE	Con AGPE	Sin AGPE	Con AGPE
Base gravable BG	$CEA + PER$	$Cimp + PER_{agpe}$	$CEA + PER$	$Cimp + PER_{agpe}$
Subsidio – Sub	$ps_u \cdot EA_s \cdot CUv$	$ps_u \cdot Cimp_s \cdot CUv$	-	
Contribución – $Cont$	-	-	$BG \cdot pcont_u$	$BG_{agpe} \cdot pcont_u$
Impuesto de alumbrado público – IAP	$BG \cdot iap_{u,mu}$	$BG_{agpe} \cdot iap_{u,mu}$	$BG \cdot iap_{u,mu}$	$BG_{agpe} \cdot iap_{u,mu}$
Venta de excedentes				
Tipo 1 – $Vexc1$ Tipo 2 – $Vexc2$	-	$Vexc1 + Vexc2$	-	$Vexc1 + Vexc2$

Donde,

- ps_u : Porcentaje de subsidio aplicable al usuario (solo usuarios residenciales de estratos 1, 2 o 3).
- EA_s : Energía activa consumida entre 0 y el límite de subsistencia (ver Tabla 2).
- $iap_{u,mu}$: Porcentaje de impuesto predial del usuario u en el municipio mu (ver Tabla 3).
- PER_{agpe} : Penalización por consumo de energía reactiva considerando la operación del sistema fotovoltaico (ver Tabla 3).
- $Cimp_s$: Energía activa importada de la red entre 0 y el límite de subsistencia (ver Tabla 2).
- BG_{agpe} : Base gravable para el usuario AGPE ($Cimp + PER_{agpe}$).
- $pcont_u$: Porcentaje de contribución del usuario u .

De acuerdo con la Tabla 4, donde el componente de contribución para usuarios residenciales de estratos 4, 5 y 6 de usos comerciales e industriales, el cálculo de esta contribución tiene en cuenta el consumo, el cual contempla tanto la energía activa como la energía reactiva (no activa) según los términos de la regulación de la CREG. Ante esto, la Corte Constitucional ha interpretado que la base gravable de la contribución de solidaridad en el sector eléctrico es el valor del consumo que el usuario debe sufragar. Por lo tanto, solo el valor del consumo debe ser considerado para calcular esta contribución, no todas las obligaciones incluidas en la factura. Incluir todas las obligaciones como parte del valor del servicio aumentaría la base gravable del impuesto, lo cual violaría los principios tributarios. La oficina considera que todo lo que se considera consumo, incluida la energía reactiva según la regulación de la CREG, forma parte de esta base gravable. Por lo tanto, el cobro mensual al usuario por el consumo de energía reactiva solo debe hacerse cuando se cumplan los supuestos normativos establecidos por la CREG. En

resumen, la energía reactiva se considera parte del consumo del usuario y, por lo tanto, forma parte de la base gravable para la contribución de solidaridad (Minenergía, 2022).

A continuación, se relacionan las expresiones matemáticas que permiten establecer el valor mensual registrado en la factura del servicio de energía eléctrica.

Para usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3

$$VM = (CEA + PER)(1 + iap_{u,mu}) - ps_u \cdot EA_s \cdot CUv$$

Ecuación 11

Para usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3 – AGPE

$$VM = (Cimp + PER_{agpe})(1 + iap_{u,mu}) - ps_u \cdot Cimp_s \cdot CUv - Vexc1 - Vexc2$$

Ecuación 12

Para usuarios residenciales de estratos 4, 5 y 6, comerciales e industriales

$$VM = (CEA + PER)(1 + iap_{u,mu} + pcont_u)$$

Ecuación 13

Para usuarios residenciales de estratos 4, 5 y 6, comerciales e industriales - AGPE

$$VM = (Cimp + PER_{agpe})(1 + iap_{u,mu} + pcont_u) - Vexc1 - Vexc2$$

Ecuación 14

3. Escenarios de análisis para AGPE

Este capítulo presenta los escenarios de análisis considerando el tipo de usuario (residencial, industrial y comercial), el consumo de energía activa mensual, la capacidad instalada del sistema fotovoltaico, el municipio (Bucaramanga, Floridablanca, Girón y Piedecuesta) y la estrategia de mejoramiento del factor de potencia.

3.1 Tipo de usuario

Primero, se consideran diferentes tipos de usuarios, incluyendo residenciales, comerciales e industriales. Para los usuarios residenciales, se han subdividido en estratos 2, 4 y 6, teniendo en cuenta que estos estratos pueden tener tarifas de electricidad diferenciales, con la posibilidad de subsidios o contribuciones. Esto permite examinar las variaciones en el costo por kilovatio-hora (kWh) y cómo impacta en la estimación de la factura del AGPE. Residencial, comercial e industrial. Esto permite considerar variaciones del valor del kWh según la existencia de subsidio o contribución.

- Residencial: Hogares y viviendas de estrato 2, 4 y 6.
- Industrial: Empresas de mediano tamaño.
- Comercial: Negocios y establecimientos comerciales.

3.2 Consumo de energía activa mensual

En cuanto al consumo de energía activa mensual, se han seleccionado valores representativos para cada categoría: 100 y 300 kWh para residenciales, 1000 kWh para comerciales y 10 000 kWh para usuarios industriales. Estos valores son indicativos de los patrones de consumo típicos en cada sector y permiten analizar cómo las diferencias en los patrones de consumo influyen en la estimación de la liquidación de servicios y conexos.

Cada tipo de usuario tiene una curva característica de consumo que permite apreciar diferencias en las curvas de autoconsumo, importación y exportación de energía.

3.3 Capacidad instalada del sistema fotovoltaico

La capacidad instalada del sistema fotovoltaico es otro factor crucial y se han establecido tres niveles: 50%, 100% y 200% de la capacidad necesaria para generar la totalidad del consumo mensual del usuario. Esta variación brinda información sobre las diferencias en las curvas de

autoconsumo, importación y exportación de energía y cómo se traducen en la factura.

A partir de la Ecuación 12, se puede estimar la capacidad instalada del sistema fotovoltaico (CI) en función del consumo de energía activa mensual (CEA) en kWh, donde p_{gen} es el porcentaje de generación esperado del sistema fotovoltaico (e.g., 50, 100 o 200%) H es la irradiación solar promedio diario en kWh/m² u horas sol día y PR^7 es el *performance ratio*.

$$CI = \frac{p_{gen} \cdot CEA}{30 \cdot H \cdot PR} (kWp)$$

Ecuación 15

3.4 Municipio

El municipio de instalación también se ha considerado en la investigación, con Bucaramanga, Floridablanca, Piedecuesta y Girón como opciones. Dado que las tarifas y las condiciones pueden variar según la ubicación geográfica, esta variable permite evaluar cómo el municipio afecta la estimación de la factura de energía eléctrica para AGPE.

- Bucaramanga
- Floridablanca
- Girón
- Piedecuesta

3.5 Estrategia de mejoramiento del factor de potencia

Generalmente, se consideran tres estrategias de mejoramiento del factor de potencia: banco estático de compensación, inversor on-grid con ajuste del factor de potencia y compensador variable. Estas estrategias impactan en la penalización según las regulaciones establecidas por las

⁷ Se asume un valor de $PR = 0.85$ (representativo para sistemas fotovoltaicos conectados a la red)

resoluciones CREG 015 de 2018 y 195 de 2020. Al considerar estas estrategias, es posible analizar cómo el factor de potencia influye en la liquidación de servicios y conexos en la factura de energía eléctrica para AGPE. Solo la tercera estrategia garantiza evitar la penalización según lo dispuesto en las resoluciones CREG 015 de 2018 y 195 de 2020.

- (i) banco estático de compensación (reactores o capacitores, según sea el caso),
- (ii) inversor on-grid con ajuste del factor de potencia (de 0.85 en atraso a 0.85 en adelante según la potencia inyectada) y
- (iii) compensador variable.

Con estos cinco factores, se crea la matriz de análisis de escenarios que combine las diferentes opciones en cada categoría. Esto permite examinar cómo varían las estimaciones de la liquidación de servicios y conexos de la factura de energía eléctrica en los autogeneradores de Energía (AGPE) en función de estos factores y, así, obtener una comprensión más completa de las implicaciones del aplicativo computacional en diversos contextos. A continuación, se presenta la matriz.

Los escenarios son:

- Estrato 2 → 48
- Estrato 4 → 48
- Estrato 6 → 48
- Comercial → 24
- Industrial → 24

En total, serían 192 escenarios.

Tabla 5

Matriz de análisis de escenarios.

Escenario	Usuario	Consumo mensual	Capacidad instalada	Municipio	Estrategia – FP	
1	Residencial Estrato 2	100 kWh	50% - 0.399 kWp	Bucaramanga	Sin control	
2				(HSP=4.91 h/día)	Control	
3				50% - 0.449 kWp	Floridablanca	Sin control
4				(HSP=4.37 h/día)	Control	
5				50% - 0.378 kWp	Girón	Sin control
6				(HSP=5.18 h/día)	Control	
7				50% - 0.441 kWp	Piedecuesta	Sin control
8				(HSP=4.45 h/día)	Control	
9				100% - 0.798 kWp	Bucaramanga	Sin control
10				(HSP=4.91 h/día)	Control	
11				100% - 0.898 kWp	Floridablanca	Sin control
12				(HSP=4.37 h/día)	Control	
13				100% - 0.757 kWp	Girón	Sin control
14				(HSP=5.18 h/día)	Control	
15				100% - 0.881 kWp	Piedecuesta	Sin control
16				(HSP=4.45 h/día)	Control	
17				200% - 1.597 kWp	Bucaramanga	Sin control
18				(HSP=4.91 h/día)	Control	
19				200% - 1.797 kWp	Floridablanca	Sin control
20				(HSP=4.37 h/día)	Control	
21				200% - 1.513 kWp	Girón	Sin control
22				(HSP=5.18 h/día)	Control	
23				200% - 1.763 kWp	Piedecuesta	Sin control
24				(HSP=4.45 h/día)	Control	
25	300 kWh	300 kWh	50% - 1.198 kWp	Bucaramanga	Sin control	
26				(HSP=4.91 h/día)	Control	
27				50% - 1.347 kWp	Floridablanca	Sin control
28				(HSP=4.37 h/día)	Control	
29				50% - 1.135 kWp	Girón	Sin control
30				(HSP=5.18 h/día)	Control	
31				50% - 1.322 kWp	Piedecuesta	Sin control
32				(HSP=4.45 h/día)	Control	
33				100% - 2.395 kWp	Bucaramanga	Sin control
34				(HSP=4.91 h/día)	Control	
35				100% - 2.695 kWp	Floridablanca	Sin control
36				(HSP=4.37 h/día)	Control	
37				100% - 2.270 kWp	Girón	Sin control
38				(HSP=5.18 h/día)	Control	
39				100% - 2.644 kWp	Piedecuesta	Sin control
40				(HSP=4.45 h/día)	Control	
41				200% - 4.791 kWp	Bucaramanga	Sin control
42				(HSP=4.91 h/día)	Control	
43				200% - 5.390 kWp	Floridablanca	Sin control
44				(HSP=4.37 h/día)	Control	
45				200% - 4.540 kWp	Girón	Sin control
46				(HSP=5.18 h/día)	Control	
47				200% - 5.288 kWp	Piedecuesta	Sin control
48				(HSP=4.45 h/día)	Control	
49	Residencial Estrato 4	100 kWh	50% - 0.399 kWp	Bucaramanga	Sin control	
50				(HSP=4.91 h/día)	Control	
51				50% - 0.449 kWp	Floridablanca	Sin control
52				(HSP=4.37 h/día)	Control	
53				50% - 0.378 kWp	Girón	Sin control
54				(HSP=5.18 h/día)	Control	
55				50% - 0.441 kWp	Piedecuesta	Sin control
56				(HSP=4.45 h/día)	Control	
57				100% - 0.798 kWp	Bucaramanga	Sin control
58				(HSP=4.91 h/día)	Control	
59				100% - 0.898 kWp	Floridablanca	Sin control
60				(HSP=4.37 h/día)	Control	

61			100% - 0.757 kWp	Girón	Sin control
62				(HSP=5.18 h/día)	Control
63			100% - 0.881 kWp	Piedecuesta	Sin control
64				(HSP=4.45 h/día)	Control
65			200% - 1.597 kWp	Bucaramanga	Sin control
66				(HSP=4.91 h/día)	Control
67			200% - 1.797 kWp	Floridablanca	Sin control
68				(HSP=4.37 h/día)	Control
69			200% - 1.513 kWp	Girón	Sin control
70				(HSP=5.18 h/día)	Control
71			200% - 1.763 kWp	Piedecuesta	Sin control
72				(HSP=4.45 h/día)	Control
73		300 kWh	50% - 1.198 kWp	Bucaramanga	Sin control
74				(HSP=4.91 h/día)	Control
75			50% - 1.347 kWp	Floridablanca	Sin control
76				(HSP=4.37 h/día)	Control
77			50% - 1.135 kWp	Girón	Sin control
78				(HSP=5.18 h/día)	Control
79			50% - 1.322 kWp	Piedecuesta	Sin control
80				(HSP=4.45 h/día)	Control
81			100% - 2.395 kWp	Bucaramanga	Sin control
82				(HSP=4.91 h/día)	Control
83			100% - 2.695 kWp	Floridablanca	Sin control
84				(HSP=4.37 h/día)	Control
85			100% - 2.270 kWp	Girón	Sin control
86				(HSP=5.18 h/día)	Control
87			100% - 2.644 kWp	Piedecuesta	Sin control
88				(HSP=4.45 h/día)	Control
89			200% - 4.791 kWp	Bucaramanga	Sin control
90				(HSP=4.91 h/día)	Control
91			200% - 5.390 kWp	Floridablanca	Sin control
92				(HSP=4.37 h/día)	Control
93			200% - 4.540 kWp	Girón	Sin control
94				(HSP=5.18 h/día)	Control
95			200% - 5.288 kWp	Piedecuesta	Sin control
96				(HSP=4.45 h/día)	Control
97	Residencial	100 kWh	50% - 0.399 kWp	Bucaramanga	Sin control
98	Estrato 6			(HSP=4.91 h/día)	Control
99			50% - 0.449 kWp	Floridablanca	Sin control
100				(HSP=4.37 h/día)	Control
101			50% - 0.378 kWp	Girón	Sin control
102				(HSP=5.18 h/día)	Control
103			50% - 0.441 kWp	Piedecuesta	Sin control
104				(HSP=4.45 h/día)	Control
105			100% - 0.798 kWp	Bucaramanga	Sin control
106				(HSP=4.91 h/día)	Control
107			100% - 0.898 kWp	Floridablanca	Sin control
108				(HSP=4.37 h/día)	Control
109			100% - 0.757 kWp	Girón	Sin control
110				(HSP=5.18 h/día)	Control
111			100% - 0.881 kWp	Piedecuesta	Sin control
112				(HSP=4.45 h/día)	Control
113			200% - 1.597 kWp	Bucaramanga	Sin control
114				(HSP=4.91 h/día)	Control
115			200% - 1.797 kWp	Floridablanca	Sin control
116				(HSP=4.37 h/día)	Control
117			200% - 1.513 kWp	Girón	Sin control
118				(HSP=5.18 h/día)	Control
119			200% - 1.763 kWp	Piedecuesta	Sin control
120				(HSP=4.45 h/día)	Control
121		300 kWh	50% - 1.198 kWp	Bucaramanga	Sin control
122				(HSP=4.91 h/día)	Control
123			50% - 1.347 kWp	Floridablanca	Sin control
124				(HSP=4.37 h/día)	Control
125			50% - 1.135 kWp	Girón	Sin control
126				(HSP=5.18 h/día)	Control

127			50% - 1.322 kWp	Piedecuesta	Sin control
128				(HSP=4.45 h/día)	Control
129			100% - 2.395 kWp	Bucaramanga	Sin control
130				(HSP=4.91 h/día)	Control
131			100% - 2.695 kWp	Floridablanca	Sin control
132				(HSP=4.37 h/día)	Control
133			100% - 2.270 kWp	Girón	Sin control
134				(HSP=5.18 h/día)	Control
135			100% - 2.644 kWp	Piedecuesta	Sin control
136				(HSP=4.45 h/día)	Control
137			200% - 4.791 kWp	Bucaramanga	Sin control
138				(HSP=4.91 h/día)	Control
139			200% - 5.390 kWp	Floridablanca	Sin control
140				(HSP=4.37 h/día)	Control
141			200% - 4.540 kWp	Girón	Sin control
142				(HSP=5.18 h/día)	Control
143			200% - 5.288 kWp	Piedecuesta	Sin control
144				(HSP=4.45 h/día)	Control
145	Comercial	1000 kWh	50% - 3.992 kWp	Bucaramanga	Sin control
146				(HSP=4.91 h/día)	Control
147			50% - 4.491 kWp	Floridablanca	Sin control
148				(HSP=4.37 h/día)	Control
149			50% - 3.783 kWp	Girón	Sin control
150				(HSP=5.18 h/día)	Control
151			50% - 4.406 kWp	Piedecuesta	Sin control
152				(HSP=4.45 h/día)	Control
153			100% - 7.985 kWp	Bucaramanga	Sin control
154				(HSP=4.91 h/día)	Control
155			100% - 8.983 kWp	Floridablanca	Sin control
156				(HSP=4.37 h/día)	Control
157			100% - 7.567 kWp	Girón	Sin control
158				(HSP=5.18 h/día)	Control
159			100% - 8.813 kWp	Piedecuesta	Sin control
160				(HSP=4.45 h/día)	Control
161			200% - 15.970 kWp	Bucaramanga	Sin control
162				(HSP=4.91 h/día)	Control
163			200% - 17.966 kWp	Floridablanca	Sin control
164				(HSP=4.37 h/día)	Control
165			200% - 15.134 kWp	Girón	Sin control
166				(HSP=5.18 h/día)	Control
167			200% - 17.626 kWp	Piedecuesta	Sin control
168				(HSP=4.45 h/día)	Control
169	Industrial	10000 kWh	50% - 39.925 kWp	Bucaramanga	Sin control
170				(HSP=4.91 h/día)	Control
171			50% - 44.915 kWp	Floridablanca	Sin control
172				(HSP=4.37 h/día)	Control
173			50% - 37.834 kWp	Girón	Sin control
174				(HSP=5.18 h/día)	Control
175			50% - 44.064 kWp	Piedecuesta	Sin control
176				(HSP=4.45 h/día)	Control
177			100% - 79.850 kWp	Bucaramanga	Sin control
178				(HSP=4.91 h/día)	Control
179			100% - 89.830 kWp	Floridablanca	Sin control
180				(HSP=4.37 h/día)	Control
181			100% - 75.669 kWp	Girón	Sin control
182				(HSP=5.18 h/día)	Control
183			100% - 88.128 kWp	Piedecuesta	Sin control
184				(HSP=4.45 h/día)	Control
185			200% - 159.700 kWp	Bucaramanga	Sin control
186				(HSP=4.91 h/día)	Control
187			200% - 179.660 kWp	Floridablanca	Sin control
188				(HSP=4.37 h/día)	Control
189			200% - 154.338 kWp	Girón	Sin control
190				(HSP=5.18 h/día)	Control
191			200% - 176.257 kWp	Piedecuesta	Sin control
192				(HSP=4.45 h/día)	Control

Nota. Esta matriz proporciona una variedad de escenarios posibles que permite analizar y evaluar cómo afecta cada combinación de factores a la estimación de la liquidación de servicios y conexos de la factura de energía eléctrica en los AGPE.

4. Estimación de curvas diarias de consumo, generación, importación y exportación de energía y factor de potencia

Este capítulo se centra en la estimación de las curvas diarias de consumo, generación, importación y exportación de energía activa, energía no activa, y factor de potencia para los diferentes escenarios de análisis previamente definidos. Este paso crucial en la investigación busca comprender los patrones de consumo y generación de energía en auto generadores a pequeña escala (AGPE), considerando factores como el tipo de usuario, consumo de energía activa mensual, capacidad instalada del sistema fotovoltaico, municipio y estrategia de mejora del factor de potencia.

4.1 Metodología para la estimación de curvas diarias de consumo de energía eléctrica y factor de potencia

4.1.1 Recopilación de datos de demanda diaria

Para estimar las curvas diarias de consumo de energía eléctrica, se recurrió a las curvas de demanda diaria proporcionadas por la ESSA, según lo establecido en el documento oficial “Normas para Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución” (ESSA, 2005). Estas curvas, segmentadas por tipos de usuarios (residenciales, comerciales e industriales), constituyen una fuente confiable y autorizada para entender los patrones de consumo en la región de estudio.

4.1.2 *Definición del factor de potencia*

Una vez obtenidas las curvas de demanda diaria, se procedió a definir el valor del factor de potencia en un rango de 0.5 a 1.0, considerando principalmente un carácter capacitivo. Este enfoque permite generar energía predominantemente capacitiva, la cual está sujeta al pago total por parte del operador de red. La elección de este intervalo de valores del factor de potencia contribuye a destacar las diferencias entre los AGPE al momento de corregir el factor de potencia.

4.1.3 *Curvas diarias de consumo de energía*

En este apartado, se presentan las curvas diarias de consumo de energía, las cuales proporcionan una representación visual detallada del comportamiento del consumo eléctrico a lo largo del día para los diferentes tipos de usuario. Como ya se mencionó, para obtener estas curvas, se empleó un enfoque basado en los datos de consumo en por unidad proporcionados por la norma técnica de la ESSA “Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución” (ESSA, 2005), específicamente para cada tipo de usuario. Inicialmente, se definió el factor de potencia correspondiente a cada usuario, siguiendo el procedimiento descrito anteriormente. Seguido a esto se calcula la potencia base consumida por el usuario para cada mes del año de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$P_{base} = \frac{P_{loadT}}{\sum Pu} \text{ [Wh/día]}$$

Ecuación 16

Donde:

- P_{loadT} : Es la potencia total activa consumida en Watts por el usuario durante un mes.
- $\sum Pu$: es la sumatoria de los datos de potencia en por unidad para las 24 horas del día.

Ya obtenida la P_{base} se procede a calcular la potencia real consumida por el usuario para cada hora del día.

$$P_{load} = Pu * P_{base} \text{ [Wh]}$$

Ecuación 17

Ya con la P_{load} definida para cada hora y los valores del FP procedemos a calcular en valor de la potencia aparente.

$$S_{load} = \frac{P_{load}}{FP} \text{ [VAh]}$$

Ecuación 18

Una vez calculada la potencia aparente de la carga se calcula la potencia no activa consumida por el usuario con la siguiente ecuación:

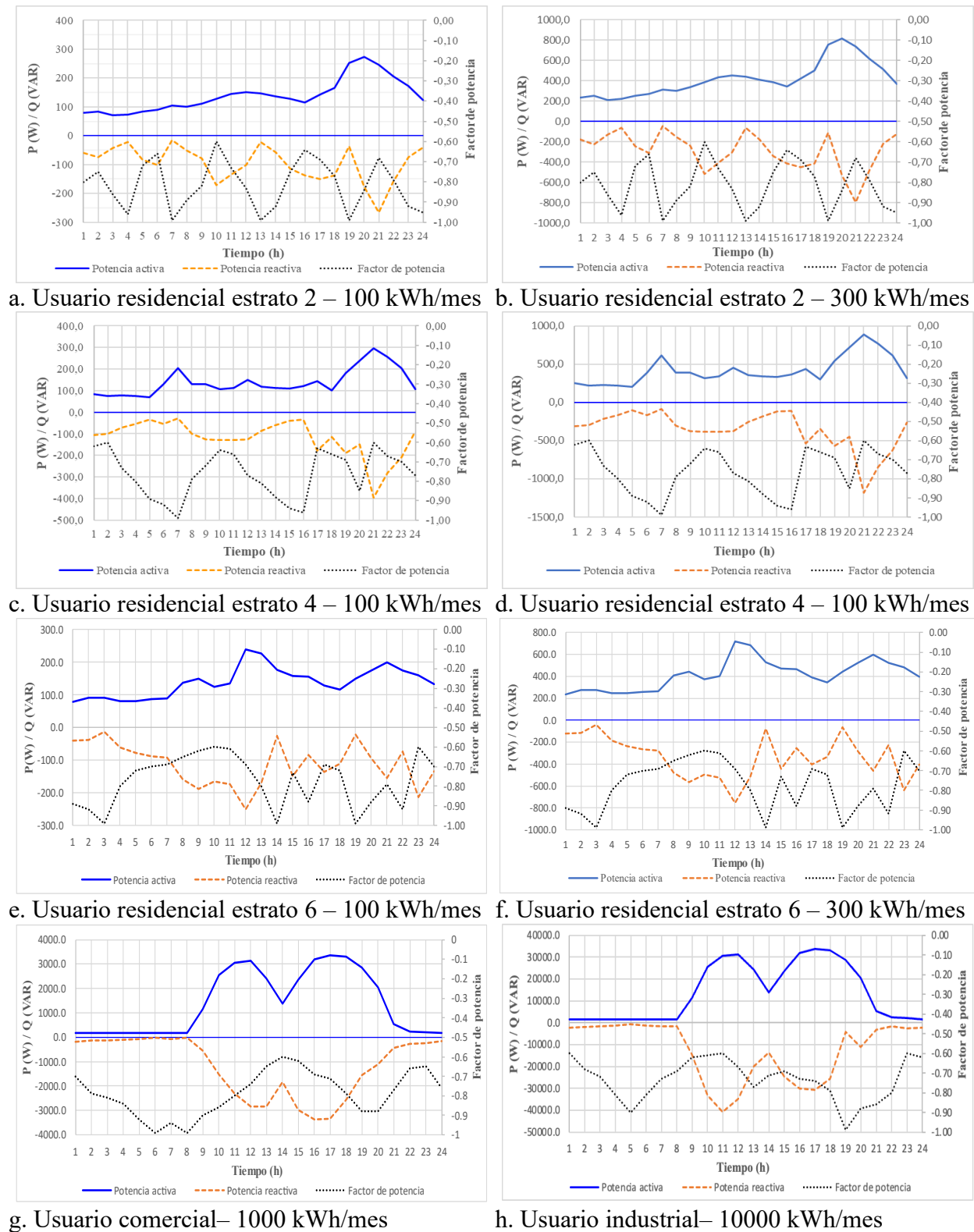
$$Q_{load} = \sqrt{S_{load}^2 - P_{load}^2} \text{ [VARh]}$$

Ecuación 19

Este cálculo permitió obtener una medida precisa de la energía reactiva asociada al consumo eléctrico. Con los datos de factor de potencia, potencia activa y potencia no activa consumida por el usuario disponibles, se utilizó la herramienta ofimática Microsoft Excel para graficar estas variables a lo largo del día. Estas curvas proporcionan una visualización clara y detallada del consumo de energía, así como de los aspectos relacionados con el factor de potencia. La Figura 1 muestra un ejemplo de estas curvas, que ilustran cómo varía el consumo de energía y la energía reactiva a lo largo de un día típico para cada uno de los tipos de usuario objetos de estudio.

Figura 1

Curvas diarias de consumo de energía



Nota. Como se puede apreciar, las gráficas de la Figura 1 muestran variaciones en el consumo de energía a lo largo del día para cada tipo de usuario. Por ejemplo, para los usuarios residenciales de estrato 2, se observa que las horas de mayor consumo son de 7 pm a 9 pm, mientras que para los usuarios residenciales de estrato 4, el pico de consumo se extiende desde las 7 pm hasta las 11 pm. En contraste, los usuarios residenciales de estrato 6 muestran una alta demanda de energía desde las 7 am hasta las 12 pm, con picos adicionales de consumo al medio día y por la noche.

Para los usuarios comerciales e industriales, se destaca un consumo de energía significativo durante las horas laborales, particularmente de 8 am a 1 pm y de 2 pm a 8 pm. Además, se observa una relación directa entre el consumo de energía activa y el consumo de energía reactiva, donde un aumento en el consumo de energía activa conlleva un aumento correspondiente en el consumo de energía reactiva. Las gráficas de energía reactiva muestran patrones similares a las de energía activa, lo que sugiere una correlación entre ambos tipos de consumo.

Estas curvas diarias de consumo proporcionan información valiosa para comprender los patrones de consumo de energía eléctrica en diferentes contextos y son fundamentales para el análisis y la evaluación de los sistemas AGPE.

4.2 Metodología para la estimación de curvas diarias de generación, importación y exportación de energía eléctrica

A continuación, se presenta el procedimiento diseñado como metodología para la estimación de las curvas diarias de generación, importación y exportación de energía eléctrica. Para esta metodología, se tuvo en cuenta el funcionamiento de un sistema fotovoltaico con una capacidad instalada diferente para cada escenario de estudio.

4.2.1 Recopilación de datos de radiación solar para la generación de energía fotovoltaica

En el procedimiento de recopilación de datos de radiación solar para la generación de energía fotovoltaica, se tuvieron en cuenta los datos de radiación del aplicativo PVGIS para cada uno de los municipios del Área Metropolitana de Bucaramanga. Las siguientes curvas que evidencian la generación, importación, exportación y factor de potencia (Figura 2) para el primer escenario, fueron calculadas teniendo en cuenta los estratos socioeconómicos, la capacidad instalada, la radiación solar, un factor de potencia netamente capacitivo, entre otras. La elección del primer escenario se presenta como ejemplo dado que se cuenta con las curvas tanto de consumo como de generación, exportación, importación y factor de potencia para los 192 escenarios trabajados.

4.2.2 Curvas de generación, importación y exportación

En esta sección, se presenta el procedimiento detallado para la obtención de las curvas diarias de generación, importación y exportación de energía eléctrica, así como el comportamiento del factor de potencia a lo largo del día. Estas curvas representan visualmente la dinámica de la producción de energía por parte del sistema fotovoltaico (SFV) instalado y la energía consumida desde la red eléctrica para los distintos tipos de usuarios.

Para la obtención de estas curvas, se empleó un enfoque metodológico similar al utilizado para las curvas diarias de consumo de energía. Es decir, como primer paso para la obtención de las curvas de generación se tuvo en cuenta la capacidad instalada del sistema fotovoltaico (CI en kWp), con la cual se procedió al cálculo del número de paneles fotovoltaicos instalados para la generación de energía, mediante la ecuación:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{CI}{P_{\text{nom}}}$$

Ecuación 20

Donde P_{nom} es la potencia nominal del panel obtenida de la ficha técnica. En base a esto se observó que, al hacer el cálculo del número de paneles a instalar, debido a que el usuario se debe regir a los tipos de paneles comerciales, la capacidad instalada en la mayoría de casos aumentaba respecto a la deseada, por tal motivo se realiza de nuevo el cálculo de la capacidad real instalada (CI_{real}).

$$CI_{real} = P_{nom} * N_{paneles} \text{ [kWp]}$$

Ecuación 21

Una vez teniendo la capacidad real instalada se procedió al cálculo de la potencia generada mediante la siguiente ecuación:

$$P_{gen} = CI_{real} * 0.001 * PR * G \text{ [Wh]}$$

Ecuación 22

Donde:

- G : Es la radiación solar incidente.
- PR : Es el *Performance Ratio*, que para nuestro caso ya fue definido en 0.85.

Ya obtenidos estos datos, se procede al cálculo de la potencia consumida de la red vista por el medidor bidireccional de la siguiente forma:

$$P_{grid} = P_{load} - P_{gen} \text{ [Wh]}$$

Ecuación 23

Una vez obtenida la potencia activa vista por el medidor se procede a hallar la potencia aparente vista por el medidor:

$$S_{grid} = \sqrt{P_{grid}^2 + Q_{load}^2} [\text{VA}]$$

Ecuación 24

Con la cual se halla el nuevo factor de potencia visto por el medidor:

$$FP_{grid} = \frac{|P_{grid}|}{S_{grid}} * (\pm 1)$$

Ecuación 25

Donde el ± 1 es el signo correspondiente al valor de Q_{load} que significa si el consumo de reactiva es capacitivo o inductivo.

Y ya con estos datos utilizamos la siguiente condición para calcular la energía reactiva penalizada vista por el medidor para ámbitos de facturación, esto teniendo en cuenta las resoluciones ya mencionadas CREG 015 de 2018, CREG 174 de 2021 y CREG 101 035 de 2024 respecto a la liquidación de energía reactiva:

$$Q_{grid} = Si(FP_{grid} < 0; |Q_{load}|; Si(|Q_{load}| > \frac{|P_{grid}|}{2}; |Q_{load}| - \frac{|P_{grid}|}{2}; 0)) [\text{VAR}]$$

Ecuación 26

Así mismo para obtener la potencia auto consumida para cada hora del día y durante los días del año se hizo uso de la siguiente condición:

$$P_{auto} = Si(P_{gen} \leq P_{load}; P_{gen}; P_{load}) [\text{Wh}]$$

Ecuación 27

Igualmente se halló la potencia importada consumida de la red mediante la siguiente condición:

$$P_{imp} = Si (P_{auto} \leq P_{load}; P_{load} - P_{auto}; 0) [Wh]$$

Ecuación 28

Seguido se halló la potencia exportada a la red como se presenta en la siguiente ecuación:

$$P_{exp} = P_{gen} - P_{auto} [Wh]$$

Ecuación 29

Al momento de obtener todos los datos para cada hora y día del año se procede a hallar la energía para cada uno de los meses del año de la siguiente forma:

- Energía activa demandada por el usuario:

$$E_{dem} = \sum P_{load} * 0.001 [kWh/mes]$$

Ecuación 30

- Energía activa generada:

$$E_{gen} = \sum P_{gen} * 0.001 [kWh/mes]$$

Ecuación 31

- Energía activa vista por el medidor:

$$E_{grid} = \sum P_{grid} * 0.001 [kWh/mes]$$

Ecuación 32

- Energía reactiva vista por el medidor:

$$ER_{grid} = \sum Q_{grid} * 0.001 [kVARh/mes]$$

Ecuación 33

- Energía activa autoconsumida del SFV:

$$E_{auto} = \sum P_{auto} * 0.001 \text{ [kWh/mes]}$$

Ecuación 34

- Energía activa importada de la red para autoconsumo:

$$E_{imp} = \sum P_{imp} * 0.001 \text{ [kWh/mes]}$$

Ecuación 35

- Energía activa de exportación de excedentes:

- $E_{exp} = \sum P_{exp} * 0.001 \text{ [kWh/mes]}$

Ecuación 36

Para el cálculo de los excedentes tipo I y tipo II se usaron las siguientes condiciones:

- Excedentes tipo I: $Si(E_{exp} \leq E_{imp}; E_{exp}; E_{imp})$

Ecuación 37

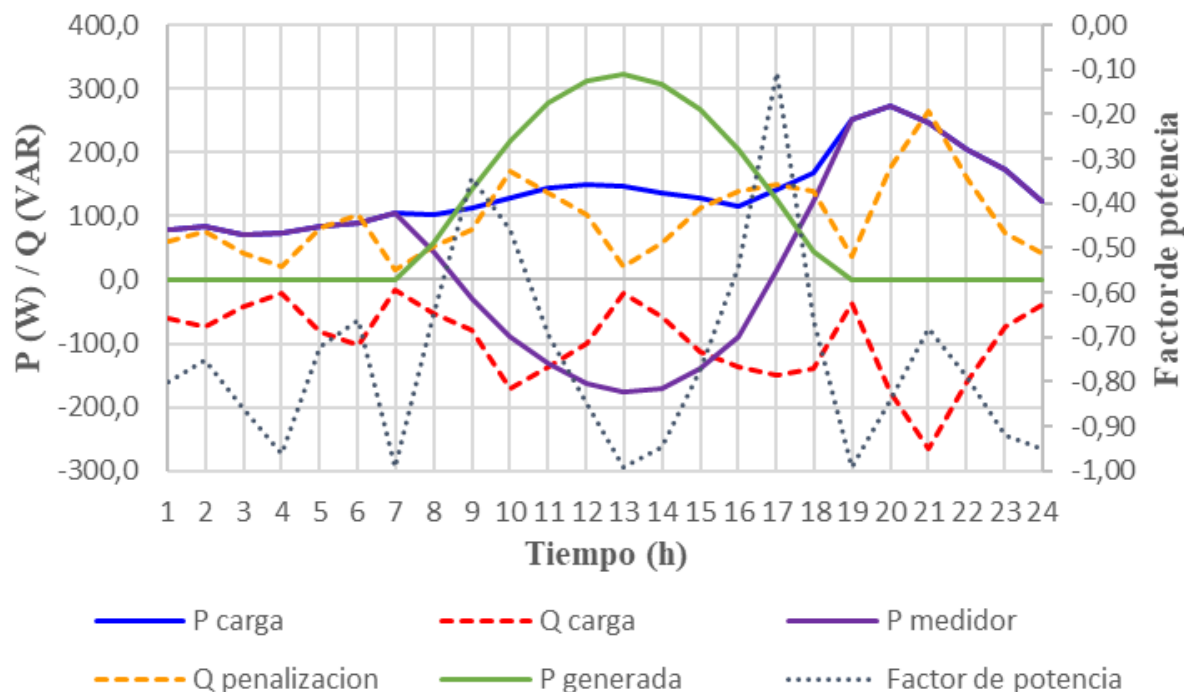
- Excedentes tipo II: $Si(E_{exp} \leq E_{imp}; 0; E_{exp} - E_{imp})$

Ecuación 38

Una vez mostrado el procedimiento para la obtención de los datos con los cuales se obtienen las curvas de generación, importación y exportación de energía eléctrica por día a lo largo del año, se muestra como ejemplo a continuación la Figura 2, donde se grafica las curvas de factor de potencia, consumo, generación, exportación e importación de energía eléctrica para el primer día del año del primer caso en particular.

Figura 2

Curvas diarias de consumo, generación, importación, exportación y factor de potencia para primer escenario.

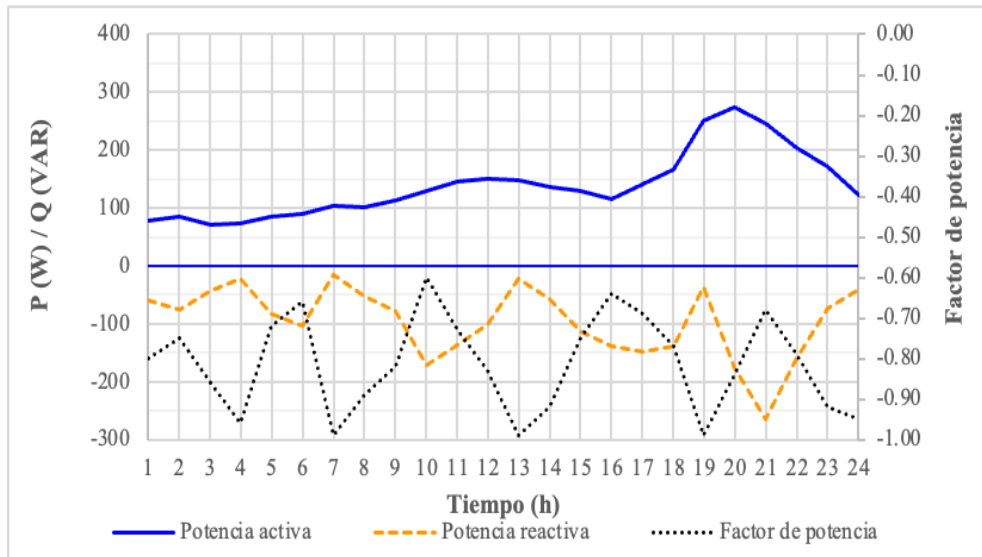


De acuerdo con la Figura 2, al hacer un análisis de la potencia consumida por el usuario (P_{carga}) y la potencia generada por el SFV ($P_{generada}$) se observa que entre las horas 8 y 17 donde la radiación solar es más fuerte la $P_{generada} > P_{carga}$ es decir que la curva $P_{generada}$ sobre la P_{carga} es energía exportada es decir son excedentes de energía ya sean tipo I o tipo II y potencia vista por el medidor pasa a ser negativa es decir se hace inyección de energía a la red. Al igual se puede apreciar para la energía reactiva consumida por el usuario (Q_{carga}) la cual toda es de índole capacitiva que se empieza a registrar como una Q de penalización. Esto debido a que en algunos momentos la p carga es pequeña, ya sea de importación o exportación y su valor absoluto es pequeño. Por ejemplo, entre las 7 y las 9 am P se hace más pequeña, entonces eso hace que Q relativamente se vea mayor y fomenta que el factor de potencia caiga. Por ejemplo, lo que sucede a las 9 am y lo que sucede a las 5 pm no es que la Q haya crecido si no que P decreció, por ende,

S disminuye en menor medida; siendo el factor de potencia (P/S) menor.

Figura 3

Curvas diarias de consumo sin AGPE primer escenario.



De igual manera si analizamos el mismo escenario sin AGPE (Figura 3) y lo comparamos con los datos ya presentados (Figura 2) donde se cuenta con AGPE podemos observar el gran impacto que recae sobre el factor de potencia y la energía reactiva vistos por el medidor, ya que si nos fijamos en un punto en específico como por ejemplo las 17:00 horas podemos observar el fuerte incremento del factor de potencia y energía reactiva al implementar SFV esto debido a que solo se genera energía activa y no se supe la energía reactiva consumida por el usuario.

5. Liquidación de servicios y conexos de la factura mensual del servicio de energía eléctrica

Para la estimación y liquidación de servicios y conexos de la factura mensual del servicio de energía eléctrica para los escenarios de análisis definidos, se desarrolló un aplicativo en el Software Ofimático Microsoft Excel el cual está compuesto por los cálculos de las siguientes variables: Usuario, municipio, tipo de usuario, estrato socioeconómico, número de paneles, mes a facturar, capacidad real instalada (kW), capacidad instalada deseada (kW), consumo y performance ratio. A continuación, se presenta la interfaz del aplicativo cuando se inicia (ver Figura3).

Este aplicativo se alojó en un sitio Web (ver figura 4) con la idea de que fuera utilizado por los usuarios para la estimación y liquidación de su factura. El sitio Web es el siguiente:

<https://sites.google.com/view/aplicativo-computacional-agpe/p%C3%A1gina-principal>

Figura 4

Sitio Web donde está alojado el aplicativo de liquidación del recibo de energía eléctrica.



Nota. La Figura 4 presenta la página principal de nuestro aplicativo computacional, diseñado para la estimación de la liquidación de servicios y otros aspectos relacionados con la

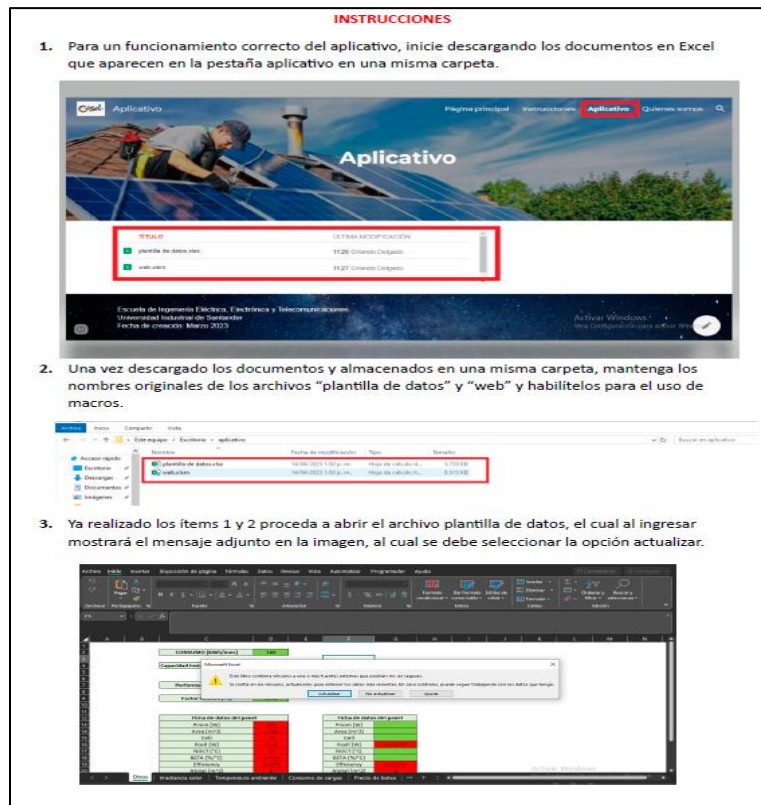
factura de energía eléctrica en el entorno de AGPE.

Esta página de bienvenida sirve como puerta de entrada al aplicativo. Aquí, los usuarios encuentran enlaces rápidos que les guían hacia la página principal, las detalladas instrucciones de uso, el acceso directo al aplicativo en sí y una sección informativa sobre nuestro equipo y propósito.

A continuación, se despliega la pestaña de instrucciones (ver Figura 5), una fuente invaluable de conocimiento detallado. En este espacio, se aloja un archivo en formato **.pdf** que detalla el paso a paso necesario para la descarga y el correcto uso del aplicativo desarrollado. Esta guía contiene el mapa que orienta a los usuarios en el aprovechamiento pleno de las funcionalidades del sistema, asegurando así una experiencia fluida y satisfactoria.

Figura 5

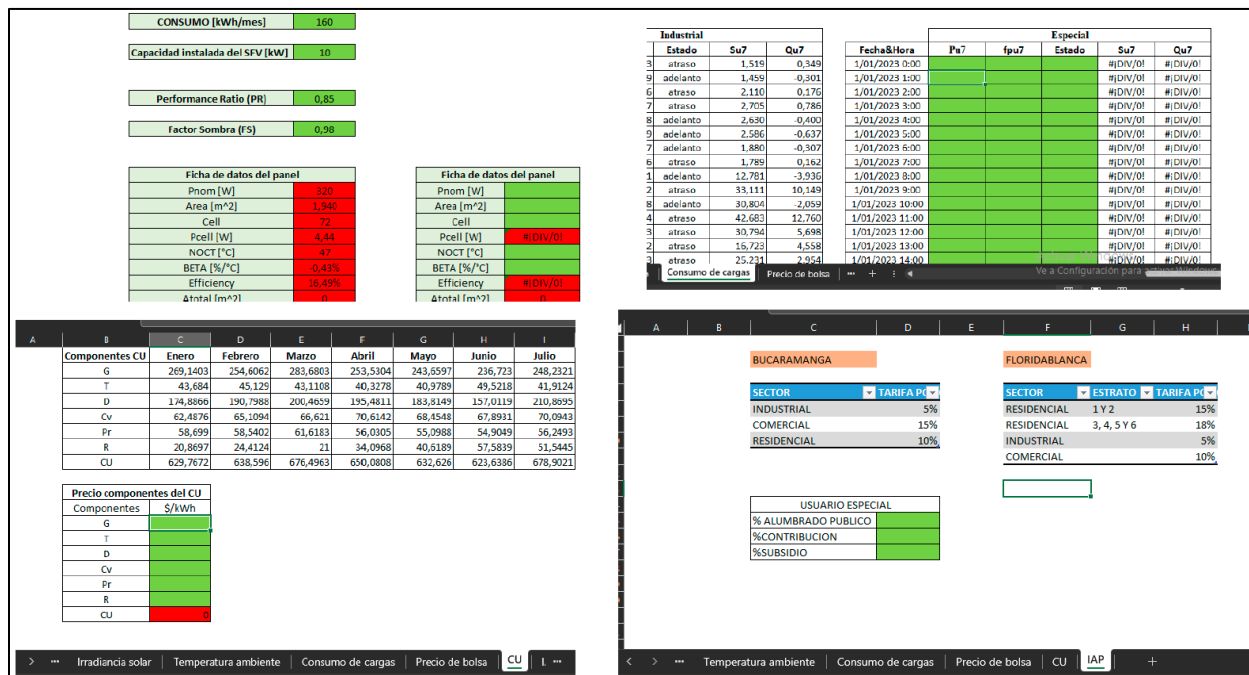
Documento de instrucciones del uso del aplicativo.



Además, se presenta la pestaña del aplicativo que ofrece dos interfaces distintas. La primera corresponde a la plantilla de datos, donde el usuario puede ingresar información relevante, incluyendo el consumo mensual en kWh, la capacidad instalada del sistema fotovoltaico en kW, el *performance ratio* (en caso de querer modificarlo) y los detalles técnicos del panel fotovoltaico (en caso de preferir otra ficha de datos), tal como se detalla en las instrucciones correspondientes (ver Figura 5). Por otro lado, la segunda interfaz está dedicada a la generación de la factura, permitiendo al usuario introducir sus datos personales y visualizar la factura generada por mes, así como gráficos para análisis adicionales (ver Figura 6).

Figura 6

Interfaz del aplicativo “Plantilla de datos”.



Nota. La Figura 6 presenta la interfaz denominada "Plantilla de datos", la cual alberga una serie de parámetros cruciales relacionados con las características específicas de cada tipo de usuario. Esta interfaz proporciona datos esenciales generados por PVGIS, como la irradiancia solar

y la temperatura ambiente para cada día del año, junto con el consumo de cargas, que representa la potencia consumida diariamente, segmentada por tipo de usuario. Además, se incluye el precio de bolsa de la energía eléctrica, que varía según el día y la hora del año, así como el costo unitario de la energía eléctrica para cada mes del año, particularmente para el año 2023, dada su notable fluctuación. Estos datos sobre el costo unitario se obtuvieron de los documentos de tarifas establecidos por la ESSA. Por último, se presenta la pestaña del impuesto de alumbrado público, donde se visualiza el porcentaje del impuesto correspondiente a cada municipio, diferenciado según la actividad del usuario, ya sea comercial, industrial o residencial.

La segunda interfaz del aplicativo en Excel, denominada "WEB", presenta tres pestañas fundamentales: "Inicio", "Generar factura" y "Análisis de potencia y energía". A continuación, se detalla la información contenida en cada una de estas pestañas:

Figura 7

Pestaña de “Inicio”



Nota. La figura visualiza la pestaña de inicio del aplicativo donde se muestra el título del aplicativo, el enlace al sitio web donde está alojado y la información de los autores del mismo.

Esta sección proporciona una introducción al aplicativo y su ubicación en línea.

Figura 8

Pestaña “Generar factura”.

INGRESE LOS DATOS PERSONALES SOLICITADOS A CONTINUACIÓN:

NOMBRE DE USUARIO AGPE: ORLANDO DELGADO S MUNICIPIO: BUCARAMANGA
 TIPO DE USUARIO: RESIDENCIAL ESTRATO SOCIOECONÓMICO: 2

USUARIO: ORLANDO DELGADO S MUNICIPIO: BUCARAMANGA
 TIPO DE USUARIO: RESIDENCIAL ESTADO SOCIOECONÓMICO: 2
 NÚMERO DE PANELES: 2 MES A FACTURAR: ENERO
 CAPACIDAD REAL INSTALADA (MW): 0.640 CAPACIDAD INSTALADA (DESARMAW): 0.399

SALDO A CANCELAR SIN AGPE		
CONCEPTO	VALOR (sin penalización por energía reactiva)	VALOR (sin penalización por energía reactiva)
VALOR ACTIVA	\$ 70.792.00	\$ 70.792.00
VALOR REACTIVA	\$ 7.036.36	-
BASE GRAMBLE	\$ 77.828.36	\$ 70.792.00
PORCENTAJE ALUMBRADO PÚBLICO	10%	10%
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO	\$ 7.782.84	\$ 7.079.20
contribución pública	-50.00%	-50.00%
contribución pública	\$ 3.891.42	\$ 3.539.60
TOTAL BSA	\$ 50.215.20	\$ 42.475.20
DINERO ANTERIOR	\$ 50.215.20	\$ 42.475.20

COMPONENTES DE COSTO (CUI)	
GENERACIÓN (C)	297.210
TRANSMISIÓN (D)	51.970
DISTRIBUCIÓN (E)	184.580
COMERCIALIZACIÓN (G)	74.510
PENALIZACIÓN (H)	67.370
INSTRUCIONES (I)	22.210
COSTO UNITARIO (CUI)	787.820

PARÁMETROS DE ENERGÍA CON AGPE	
ENERGÍA ACTIVA DEMANDADA (kWh/mes)	100
ENERGÍA REACTIVA PENALIZADA (kVArh/mes)	10.37
ENERGÍA ACTIVA DEMANDADA DE LA RED (kWh/mes)	61.81
ENERGÍA ACTIVA GENERADA POR LOS PANELES (kWh/mes)	99.88
ENERGÍA ACTIVA AUTOCONSUMIDA (kWh/mes)	38.19
EXCEDENTES TIPO 1 (kWh/mes)	61.60
EXCEDENTES TIPO 2 (kWh/mes)	0.00

CONCEPTOS FACTURADOS ENERGÍA			
CONCEPTO	VALOR (sin penalización por energía reactiva)	VALOR (sin penalización por energía reactiva)	
VALOR ACTIVA	\$ 43.758.40	\$ 43.758.40	
VALOR REACTIVA	\$ 7.343.70	-	
BASE GRAMBLE	\$ 51.102.10	\$ 43.758.40	
PORCENTAJE ALUMBRADO PÚBLICO	10%	10%	
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO	\$ 5.110.21	\$ 4.375.84	
CONTRIBUCIÓN PÚBLICA	-50.00%	-50.00%	
VENTA DE EXCEDENTES TIPO 1	\$ 43.671.87	\$ 43.671.87	
COSTO DE COMERCIALIZACIÓN EXCEDENTES TIPO 1	\$ 4.597.79	\$ 4.597.79	
VENTA DE EXCEDENTES TIPO 2	\$ 0.00	\$ 0.00	
TOTAL ENERGÍA FACTURADA	\$ 4.740.97	\$ 12.819.05	

SALDO A CANCELAR PARA USUARIO AL IMPLEMENTAR SPV con penalización de energía reactiva:
 TOTAL A PAGAR: \$ 4.740.97

SALDO A CANCELAR PARA USUARIO AL IMPLEMENTAR SPV sin penalización de energía reactiva:
 TOTAL A PAGAR: \$ 12.819.05

ENERGÍA GENERADA POR EL SPV ENERO
 100% AGPE, 0% AUTOCONSUMO, 0% IMPORTACIÓN

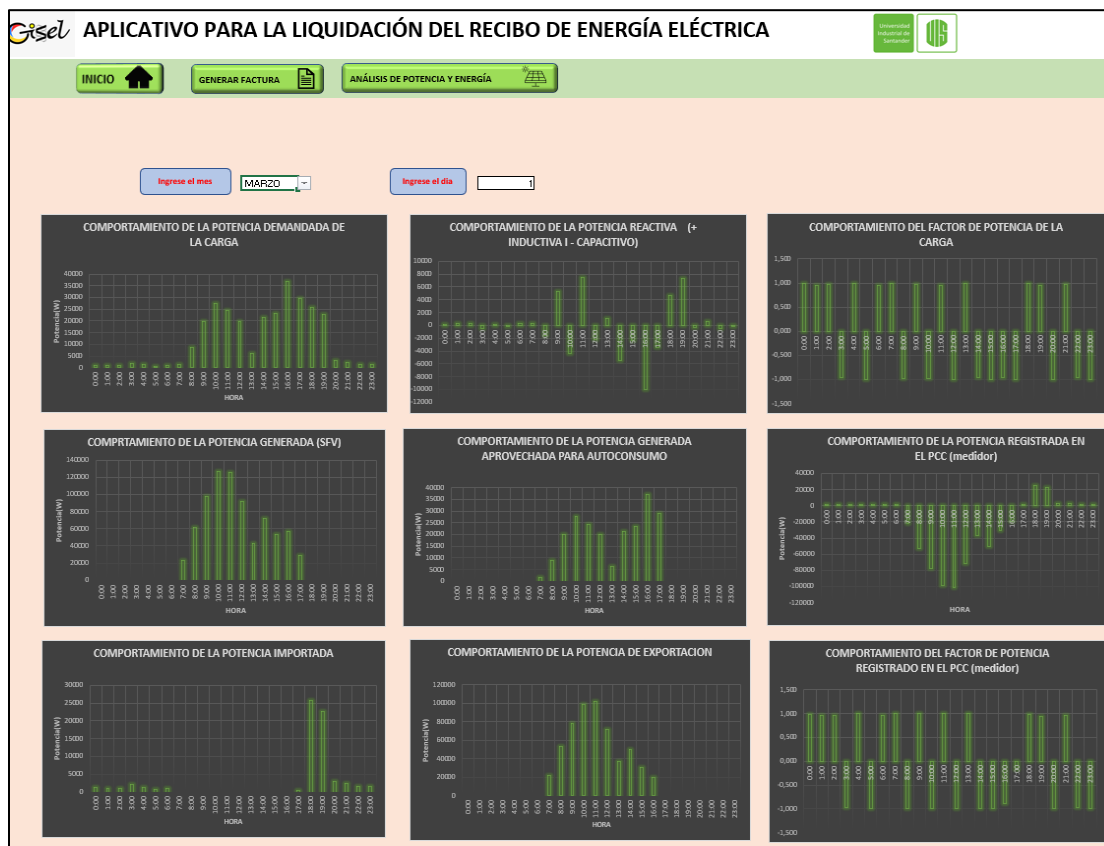
FUENTE DE LA ENERGÍA CONSUMIDA
 100% AGPE, 0% AUTOCONSUMO, 0% IMPORTACIÓN DE LA RED

Nota. La Figura 8 presenta la pestaña “Generar factura” donde los usuarios pueden ingresar los datos básicos relevantes para su caso particular, como nombre, tipo de usuario, municipio y estrato socioeconómico.

Al igual, se presenta la liquidación detallada de la factura de energía eléctrica para todos los meses del año, considerando la presencia o ausencia de AGPE. La interfaz muestra los conceptos facturados por energía, como la energía activa consumida, la energía reactiva consumida (capacitiva e inductiva) y la cantidad de excedentes a la red. Además, presenta el valor a cancelar por cada componente de energía consumida, así como el saldo a cancelar para el usuario al implementar o no AGPE, considerando la penalización de energía reactiva.

Figura 9

Pestaña “análisis de potencia y energía”.



Nota. La Figura 9 muestra la pestaña “análisis de potencia y energía”, la cual permite al usuario realizar un análisis gráfico de potencia y energía por día, mes y año. Se tienen en cuenta los componentes de costo unitario emitidos por el operador de red (OR) y los parámetros de energía, tales como la energía activa y reactiva consumida por el usuario, la energía activa consumida de la red, la energía activa generada por los paneles solares y los excedentes. Además, se incluye una subpestaña denominada "Datos", donde se pueden visualizar los datos numéricos utilizados para generar las gráficas.

5.1 Procedimiento para generar la liquidación de la factura de energía de acuerdo con los cálculos generales

A continuación, se muestra los procedimientos necesarios para lograr el resultado o producto final, donde se tienen en cuenta los cálculos asociados a cada componente de la factura de energía eléctrica tomando como ejemplo el primer escenario de análisis para el mes de enero. Se inicia ingresando los datos del primer escenario de análisis en la interfaz plantilla de datos (ver Figura 10), donde se solicitan consumo mensual, capacidad instalada, *performance ratio* si el usuario desea modificarlo (0.85 para nuestro caso) y ficha técnica de datos del panel fotovoltaico, esto de igual forma si el usuario desea agregarla; preliminarmente, ya se cuenta con ficha técnica definida (Monsolar, 2021).

Figura 10

Datos del Sistema Fotovoltaico.

CONSUMO [kWh/mes]	100
Capacidad instalada del SFV [kW]	0.399
Performance Ratio (PR)	0.85

Ficha de datos del panel	
Pnom [W]	320
Area [m^2]	1.940
Cell	72
Pcell [W]	4.44
NOCT [°C]	47
BETA [%/°C]	-0.43%
Efficiency	15.60%
Atotal [m^2]	0

Ficha de datos del panel	
Pnom [W]	
Area [m^2]	
Cell	
Pcell [W]	#DIV/0!
NOCT [°C]	
BETA [%/°C]	
Efficiency	#DIV/0!
Atotal [m^2]	0

Voc (V)	37.1
Isc (A)	8.63
Vmpp (V)	45.7
Impp (A)	9

Voc (V)	
Isc (A)	
Vmpp (V)	
Impp (A)	

Una vez ingresados los datos de consumo mensual del usuario (100 kWh/mes) y capacidad instalada (0.399 kWp), nos dirigimos a la interfaz “WEB” en la pestaña “Generar factura”

ingresamos los datos faltantes solicitados por el aplicativo para proceder a realizar la liquidación de la factura (ver Figura 11).

Figura 11

Pestaña “Generar factura”.

Una vez ingresados los datos del usuario como tipo de usuario (residencial), municipio (Bucaramanga) y estrato socioeconómico (2) para este caso particular, se procede a agrupar los datos de acuerdo a la información ingresada los cuales se enlazan desde la interfaz “plantilla de datos” anteriormente por el usuario en una hoja de Excel oculta en la interfaz “WEB”, es decir por ser usuario residencial de estrato 2 se toman las curvas de demanda de ese usuario al igual que los valores de impuesto de alumbrado público para Bucaramanga, subsidio otorgado para el estrato 2, factor de potencia definido para este usuario, irradiación solar y valor de las componentes del costo unitario. Ya con esto, se procede al cálculo de las curvas de demanda, generación, importación, exportación, energía no activa y factor de potencia, de la misma forma como se explicó en el Capítulo 4 siguiendo cada una de las ecuaciones mencionadas en el mismo. Para así obtener los resultados que se muestran en la Figura 12 para el mes de enero.

Figura 12

Resultados para el mes de enero.

Edem	100.00	kWh/mes
Egen	99.88	kWh/mes
Egrid	0.12	kWh/mes
Eauto	38.19	kWh/mes
Eimp	61.81	kWh/mes
Eexp	61.69	kWh/mes
Ergrid	10.374	kVA/mes
Eexc-tipo1	61.69	kWh/mes
Eexc-tipo2	0.00	kWh/mes

Ya obtenidos todos los parámetros de energía a facturar y valores del costo unitario de acuerdo con el perfil del usuario, se procede a consignar esta información, que se encuentra presente en la factura de energía generada por el aplicativo en las tablas 6 y 7 para usuarios AGPE y en la tabla 8 para usuarios no AGPE.

Tabla 6

Valor de los componentes del costo unitario para el mes de enero.

COMPONENTES DE COSTO (\$CU)	
GENERACIÓN (G):	297.250
TRANSMISIÓN (T):	51.970
DISTRIBUCIÓN (D):	194.590
COMERCIALIZACIÓN (Cv):	74.530
PÉRDIDAS (Pr):	67.370
RESTRICCIONES (R):	22.210
COSTO UNUTARIO (CU):	707.920

Tabla 7

Parámetros de energía con AGPE a facturar del mes de enero.

PARÁMETROS DE ENERGÍA CON AGPE	
ENERGÍA ACTIVA DEMANDADA POR LA CARGA (kWh/mes):	100
ENERGÍA REACTIVA PENALIZADA(kVARh/mes):	10.37
ENERGÍA ACTIVA DEMANDADA DE LA RED (kWh/mes):	61.81
ENERGÍA ACTIVA GENERADA POR LOS PANELES (kWh/mes):	99.88
ENERGÍA ACTIVA AUTOCONSUMIDA (kWh/mes):	38.19
EXCEDENTES TIPO 1 (kWh/mes):	61.69
EXCEDENTES TIPO 2 (kWh/mes):	0.00

Tabla 8

Parámetros de energía sin AGPE a facturar del mes de enero.

PARÁMETROS DE ENERGÍA SIN AGPE	
ENERGÍA ACTIVA DEMANDADA DE LA RED (kWh/mes):	100
ENERGÍA REACTIVA PENALIZADA(kVARh/mes):	9.94

5.2 Liquidación y presentación de la factura de energía eléctrica mostrada por el aplicativo

En este apartado, una vez teniendo los componentes de energía a liquidar se procedió a hacer sus respectivos cálculos y así hallar el valor a pagar de la factura de energía. Esto teniendo en cuenta que se hizo para un usuario residencial estrato 2 en Bucaramanga, utilizando las debidas ecuaciones consignadas anteriormente en la Tabla 4 del Capítulo 2. En este orden de ideas, se procede a mostrar y explicar de manera detallada la liquidación para el mes de enero en las tablas 9 y 10 para el usuario sin AGPE o con AGPE en estudio, con y sin penalización de energía reactiva.

Tabla 9

Conceptos facturados de energía con y sin AGPE.

CONCEPTOS FACTURADOS ENERGÍA				
CONCEPTO	CON AGPE		SIN AGPE	
	VALOR (con penalización por energía reactiva)	VALOR (sin penalización por energía reactiva)	VALOR (con penalización por energía reactiva)	VALOR (sin penalización por energía reactiva)
VALOR ACTIVA	\$ 43,758.40	\$ 43,758.40	\$ 70,792.00	\$ 70,792.00
VALOR REACTIVA	\$ 7,343.70	-	\$ 7,036.36	-
BASE GRAVABLE	\$ 51,102.10	\$ 43,758.40	\$ 77,828.36	\$ 70,792.00
PORCENTAJE ALUMBRADO PÚBLICO	10%	10%	10%	10%
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO	\$ 5,110.21	\$ 4,375.84	\$ 7,782.84	\$ 7,079.20
CONTRIBUCIÓN/SUBSIDIO	-\$ 21,879.20	-\$ 21,879.20	-\$ 35,396.00	-\$ 35,396.00
VENTA DE EXCEDENTES TIPO 1	-\$ 39,074.09	-\$ 39,074.09	-	-
VENTA DE EXCEDENTES TIPO 2	\$ 0.00	\$ 0.00	-	-
TOTAL ENERGÍA FACTURADA	-\$ 4,740.97	-\$ 12,819.05	\$ 50,215.20	\$ 42,475.20

Tabla 10

Conceptos facturados de energía con AGPE para usuarios de estrato 1,2 y 3 sin subsidio o contribución.

CONCEPTOS FACTURADOS DE ENERGÍA USUARIOS DE ESTRATO 1, 2 Y 3		
CON AGPE - SIN CONTRIBUCIÓN O SUBSIDIO		
CONCEPTO	VALOR (con penalización por energía reactiva)	VALOR (sin penalización por energía reactiva)
VALOR ACTIVA	\$ 43,758.40	\$ 43,758.40
VALOR REACTIVA	\$ 7,343.70	-
BASE GRAVABLE	\$ 51,102.10	\$ 43,758.40
PORCENTAJE ALUMBRADO PÚBLICO	10%	10%
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO	\$ 5,110.21	\$ 4,375.84
CONTRIBUCIÓN/SUBSIDIO	-	-
VENTA DE EXCEDENTES TIPO 1	-\$ 39,074.09	-\$ 39,074.09
VENTA DE EXCEDENTES TIPO 2	\$ 0.00	\$ 0.00
TOTAL ENERGÍA FACTURADA	\$ 17,138.23	\$ 9,060.15

Estos conceptos facturados de energía presentados en la tabla 9 y 10 se facturaron de la siguiente manera:

- Valor energía activa:

Para este cálculo se utilizó la Ecuación 10, siendo el valor de energía activa igual a *Cimp*.

- Valor energía reactiva:

$$Valor\ reactiva = ER_{grid} * CU [\$]$$

Ecuación 39

- Valor Base Gravable, Contribución/subsidio e impuesto de alumbrado público.

Para estos cálculos se utilizaron las ecuaciones consignadas anteriormente en la Tabla 4.

Siendo para este caso porcentaje de subsidio y no de contribución debido a que es usuario estrato 2.

- Comercialización y exportación de energía activa:

En este apartado, se utilizaron las ecuaciones 6, 7, 8 y 9 ya que el precio de bolsa de energía varía continuamente. Y como se puede observar gracias a que la capacidad instalada supone debe ser el 50% no se presenta ningún excedente de energía tipo 2 pero si se presenta un recargo por la comercialización de excedentes tipo 1.

- Total energía facturada:

Para finalizar se presenta el total de energía a pagar por el usuario, el cual es la suma de todos los servicios y conexos presentes en la factura:

$$\begin{aligned} \text{Total energía facturada} = & BG + IAP + Sub + (\text{comercializacion Exc tipo 1}) + \\ & \text{Exc tipo 2 } [\$] \end{aligned}$$

Ecuación 40

Al igual también, se presenta en la liquidación de la factura el saldo a cancelar por el usuario sin AGPE (ver tabla 9), resaltando que el análisis y liquidación para este usuario sin AGPE se realizó de forma similar al del usuario con AGPE, con la única diferencia, que la totalidad de energía consumida por el usuario es proveniente de la red. Y para los usuarios de estrato 1,2 y 3 se presenta una liquidación especial (ver tabla 10), que se desarrolló de la misma forma a la liquidación de la tabla 9 con la única diferencia de que al ser AGPE no se les aplica el subsidio.

5.3 Representación gráfica de la liquidación de servicios y conexos de la factura de energía

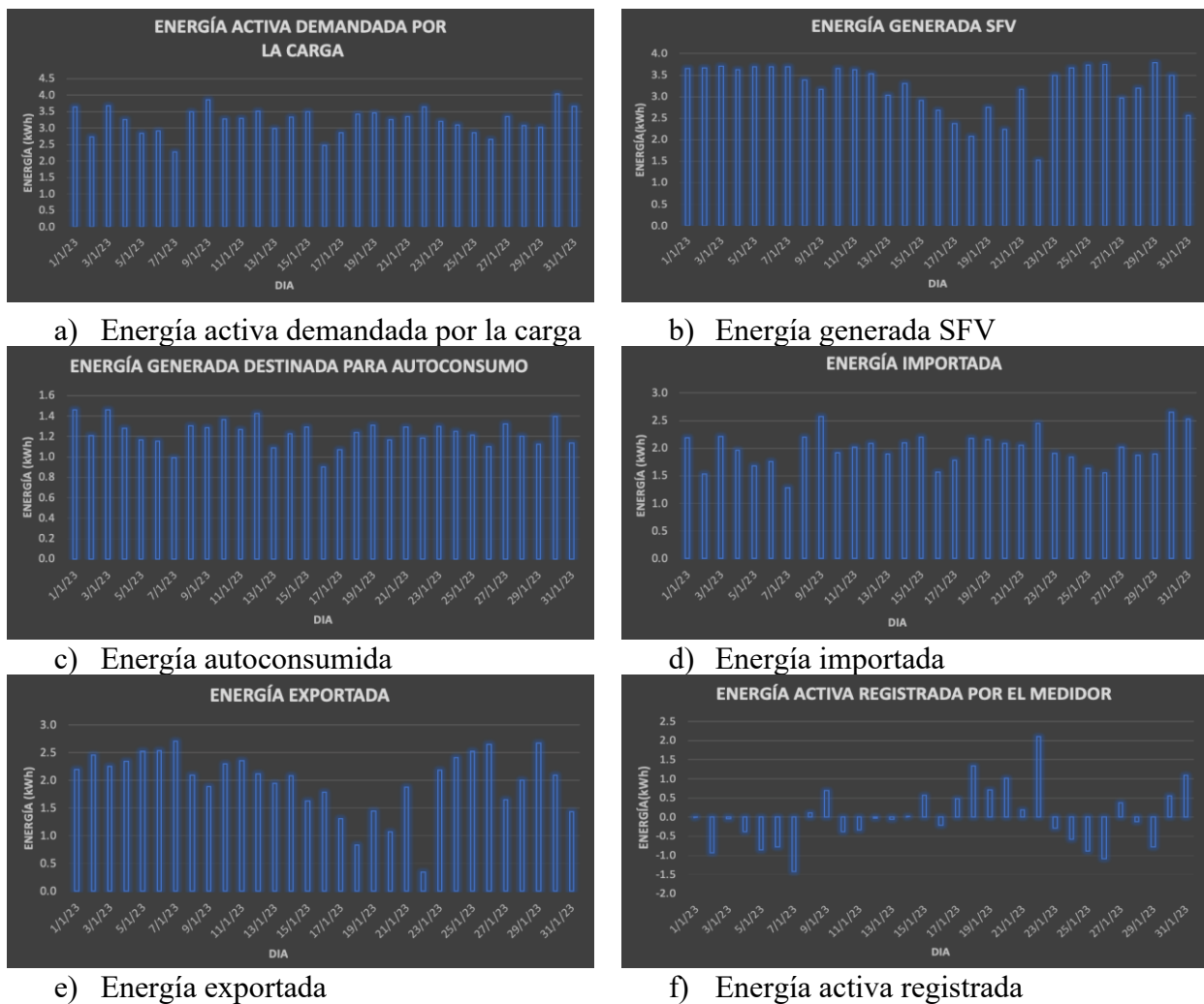
El aplicativo permite la representación gráfica de las diferentes variables facturadas tales como, la potencia demandada por la carga, potencia reactiva consumida por la carga, comportamiento del factor de potencia de la carga, potencia generada por el SFV, potencia

aprovechada para autoconsumo, potencia registrada por el medidor, potencia importada, potencia exportada, factor de potencia registrado por el medidor y energía no activa penalizada. Esa representación gráfica puede ser solicitada al aplicativo por día, por mes y por año.

A continuación, en la figura 13 se muestran las gráficas características que arroja el aplicativo para el mes de enero del caso de estudio que venimos trabajando a manera de ejemplo.

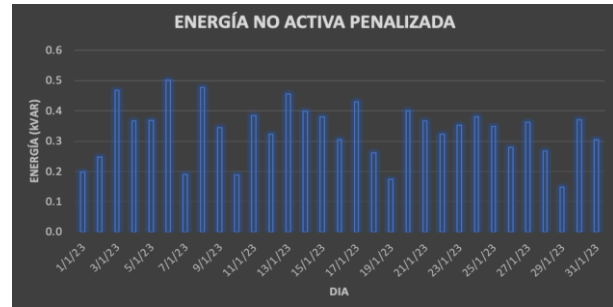
Figura 13

Gráficas características generadas por el aplicativo.





g) Energía no activa demandada sin AGPE



h) Energía no activa penalizada

Con esta ayuda visual que nos ofrecen las gráficas de la Figura 13, se puede tener un mejor análisis de todo el tema de generación, exportación e importación de energía al implementar AGPE.

5.4 Matriz de liquidación de servicios y conexos de la factura mensual de energía

Después de detallar el proceso de liquidación del servicio de energía eléctrica para el caso 1 mediante el aplicativo desarrollado, se procede a la creación de una matriz de liquidación para los 192 casos de estudio. Dada la extensión de esta matriz, se ha incluido como documento independiente a la entrega final. Sin embargo, en este documento se presenta la Tabla 10 donde se destacan específicamente los escenarios 1 (usuario residencial de estrato 2 en Bucaramanga), 49 y 73 (usuarios residenciales de estrato 4 en Bucaramanga), 122 (usuario residencial de estrato 6 en Bucaramanga) y 153 (usuario comercial en Bucaramanga). Esta selección se realiza con el propósito de visualizar los diferentes costos asociados, así como las ventajas y el dinero ahorrado para los distintos tipos de usuarios al implementar la Auto Generación a Pequeña Escala (AGPE).

Tabla 11

Matriz de liquidación de servicios y conexos de la factura mensual de energía.

Escenario	AGPE	CUv	EA / Imp kWh	ER kVARh	Exc1 kWh	Exc2 kWh	CEA Cimp	PER PER _{agpe}	BG BG _{agpe}	ps _u	EA _s / Imp _s kWh	Sub	pcor	Cont	iap _u	IAP	Vexc1	Vexc2	Total	Ahorro
1	-	720,39	100	9.97	-	-	\$ 72.039,00	\$ 7.182,25	\$ 79.221,25	50%	100	\$ 36.019,50	-	-	10%	\$ 7.922,13	-	-	\$ 51.123,88	\$ 47.423,85
	√		62,0	10.55	48,82	-	\$ 44.661,11	\$ 7.600,96	\$ 52.262,07		62	\$ 22.330,56	-	-	10%	\$ 5.226,21	\$ 31.457,69	\$ 0,00	\$ 3.700,03	
2	-	720,39	100	-	-	-	\$ 72.039,00	-	\$ 72.039,00	50%	100	\$ 36.019,50	-	-	10%	\$ 7.203,90	-	-	\$ 43.223,40	\$ 43.223,40
	√		62,0	-	48,82	-	\$ 44.661,11	-	\$ 44.661,11		62	\$ 22.330,56	-	-	10%	\$ 4.466,11	\$ 31.457,69	\$ 0,00	-\$ 4.661,03	
27	-	720,39	300	29.91	-	-	\$ 216.117,00	\$ 21.546,76	\$ 237.663,76	50%	173	\$ 62.313,74	-	-	15%	\$ 35.649,56	-	-	\$ 210.999,59	\$ 158.382,11
	√		189,4	32.13	106,45	-	\$ 136.440,32	\$ 23.149,36	\$ 159.589,68		173	\$ 62.313,74	-	-	15%	\$ 23.938,45	\$ 68.596,91	\$ 0,00	\$ 52.617,48	
28	-	720,39	300	-	-	-	\$ 216.117,00	-	\$ 216.117,00	50%	173	\$ 108.058,74	-	-	15%	\$ 32.417,55	-	-	\$ 140.476,05	\$ 114.480,33
	√		189,4	-	106,45	-	\$ 136.440,32	-	\$ 136.440,32		173	\$ 62.313,74	-	-	15%	\$ 20.466,05	\$ 68.596,91	\$ 0,00	\$ 25.995,72	
49	-	720,39	100	10.9	-	-	\$ 72.039,00	\$ 7.853,88	\$ 79.892,88	-	100	-	-	-	10%	\$ 7.989,29	-	-	\$ 87.882,17	\$ 60.631,30
	√		65	11.53	51.82	-	\$ 46.828,39	\$ 8.305,48	\$ 55.133,87		65	-	-	-	10%	\$ 5.513,39	\$ 33.396,38	\$ 0,00	\$ 27.250,87	
50	-	720,39	100	-	-	-	\$ 72.039,00	-	\$ 72.039,00	-	100	-	-	-	10%	\$ 7.203,90	-	-	\$ 79.242,90	\$ 61.128,06
	√		65	-	51.82	-	\$ 46.828,39	-	\$ 46.828,39		65	-	-	-	10%	\$ 4.682,84	\$ 33.396,38	\$ 0,00	\$ 18.114,84	
75	-	720,39	300	32.71	-	-	\$ 216.117,00	\$ 23.561,63	\$ 239.678,63	-	173	-	-	-	18%	\$ 43.142,15	-	-	\$ 282.820,79	\$ 158.947,74
	√		198,1	34.91	115,17	-	\$ 142.722,36	\$ 25.150,04	\$ 167.872,40		173	-	-	-	18%	\$ 30.217,03	\$ 74.216,38	\$ 0,00	\$ 123.873,05	
76	-	720,39	300	-	-	-	\$ 216.117,00	-	\$ 216.117,00	-	173	-	-	-	18%	\$ 38.901,06	-	-	\$ 255.018,06	\$ 160.822,06
	√		198,1	-	115,17	-	\$ 142.722,36	-	\$ 142.722,36		173	-	-	-	18%	\$ 25.690,03	\$ 74.216,38	\$ 0,00	\$ 94.196,00	
97	-	720,39	100	10.54	-	-	\$ 72.039,00	\$ 7.594,21	\$ 79.633,21	-	100	-	20%	\$ 14.407,80	10%	\$ 7.963,32	-	-	\$ 102.004,34	\$ 66.901,79
	√		53,9	11.59	40,76	-	\$ 38.856,68	\$ 8.349,48	\$ 47.206,16		53,9	-	20%	\$ 9.441,23	10%	\$ 4.720,62	\$ 26.265,46	\$ 0,00	\$ 35.102,55	
98	-	720,39	100	-	-	-	\$ 72.039,00	-	\$ 72.039,00	-	100	-	20%	\$ 14.407,80	10%	\$ 7.203,90	-	-	\$ 93.650,70	\$ 69.402,47
	√		53,9	-	40,76	-	\$ 38.856,68	-	\$ 38.856,68		53,9	-	20%	\$ 7.771,34	10%	\$ 3.885,67	\$ 26.265,46	\$ 0,00	\$ 24.248,23	
121	-	720,39	300	31.63	-	-	\$ 216.117,00	\$ 22.782,64	\$ 238.899,64	-	173	-	20%	\$ 43.223,40	10%	\$ 23.889,96	-	-	\$ 306.013,01	\$ 139.370,40
	√		175	36.40	48,66	-	\$ 126.083,98	\$ 26.224,84	\$ 152.308,82		173	-	20%	\$ 30.461,76	10%	\$ 15.230,88	\$ 31.358,85	\$ 0,00	\$ 166.642,61	
122	-	720,39	300	-	-	-	\$ 216.117,00	-	\$ 216.117,00	-	173	-	20%	\$ 43.223,40	10%	\$ 21.611,70	-	-	\$ 280.952,10	\$ 148.401,78
	√		175	-	48,66	-	\$ 126.083,98	-	\$ 126.083,98		173	-	20%	\$ 25.216,80	10%	\$ 12.608,40	\$ 31.358,85	\$ 0,00	\$ 132.550,32	
145	-	720,39	1000	117.42	-	-	\$ 720.390,00	\$ 84.585,00	\$ 804.975,00	-	173	-	20%	\$ 144.078	15%	\$ 120.746,25	-	-	\$ 1.069.799,25	\$ 480.124,48
	√		519,1	142,53	83,39	-	\$ 373.920,60	\$ 102.679,27	\$ 476.599,88		173	-	20%	\$ 95.319,98	15%	\$ 71.489,98	\$ 53.735,06	\$ 0,00	\$ 589.674,77	
146	-	720,39	1000	-	-	-	\$ 720.390,00	-	\$ 720.390,00	-	173	-	20%	\$ 144.078	15%	\$ 108.058,50	-	-	\$ 972.526,50	\$ 521.468,75
	√		519,1	-	83,39	-	\$ 373.920,60	-	\$ 373.920,60		173	-	20%	\$ 74.784,12	15%	\$ 56.088,09	\$ 53.735,06	\$ 0,00	\$ 451.057,75	

Es necesario aclarar que la matriz de liquidación de la Tabla 10 tuvo como ejemplo el mes de febrero para efectuar los cálculos.

Además, también es relevante mencionar que solo se presentan cinco escenarios por motivos de amplitud de la matriz, la cual se encuentra en los apéndices del proyecto en su totalidad (192 escenarios). Una vez con los datos de la matriz de escenarios se agrupan los valores finales del servicio de energía eléctrica para todos los escenarios

Tabla 12

Matriz de los valores consolidados de la factura del servicio de energía eléctrica ejemplo municipio de Bucaramanga.

Bucaramanga			Valor final de la factura del servicio de energía eléctrica							
Capacidad de generación			50%		100%		200%			
Consumo	PER		100 kWh	300kWh	100 kWh	300kWh	100 kWh	300kWh		
Usuario	Estratos 1-2	No AGPE	√	\$ 51,123.88	\$ 199,116.40	\$ 51,123.88	\$ 199,116.40	\$ 51,123.88	\$ 199,116.40	
		No AGPE	-	\$ 43,223.40	\$ 129,670.20	\$ 43,223.40	\$ 129,670.20	\$ 43,223.40	\$ 129,670.20	
		AGPE	√	\$ 3,700.03	\$ 74,280.86	-\$ 14,100.61	-\$ 27,697.46	-\$ 41,302.17	-\$ 48,132.80	
		AGPE	-	\$ -4,661.03	\$ 47,831.42	-\$ 22,479.90	-\$ 52,833.66	-\$ 49,528.87	-\$ 148,310.73	
		AGPE	√ (sub)	\$ 26,030.58	\$ 136,594.59	\$ 7,415.15	\$ 34,616.27	-\$ 20,438.96	-\$ 61,316.89	
		AGPE	- (sub)	\$ 17,669.53	\$ 110,145.15	-\$ 964.17	\$ 9,480.08	-\$ 28,665.67	-\$ 85,997.00	
	Estrato 4	No AGPE	√	\$ 87,882.17	\$ 263,646.50	\$ 87,882.17	\$ 263,646.50	\$ 87,882.17	\$ 263,646.50	
		No AGPE	-	\$ 79,242.90	\$ 237,728.70	\$ 79,242.90	\$ 237,728.70	\$ 79,242.90	\$ 237,728.70	
		AGPE	√	\$ 27,250.87	\$ 139,188.42	\$ 8,388.07	\$ 37,550.99	-\$ 19,212.72	-\$ 57,638.15	
		AGPE	-	\$ 18,114.84	\$ 111,506.39	-\$ 547.58	\$ 10,775.70	-\$ 27,965.92	-\$ 83,897.76	
		Estrato 6	No AGPE	√	\$ 102,004.34	\$ 306,013.01	\$ 102,004.34	\$ 306,013.01	\$ 102,004.34	\$ 306,013.01
			No AGPE	-	\$ 93,650.70	\$ 280,952.10	\$ 93,650.70	\$ 280,952.10	\$ 93,650.70	\$ 280,952.10
AGPE	√		\$ 35,102.55	\$ 166,642.61	\$ 15,777.56	\$ 60,475.37	-\$ 13,153.88	-\$ 39,461.64		
	AGPE	-	\$ 24,248.23	\$ 132,550.32	\$ 5,343.64	\$ 28,875.35	-\$ 23,441.44	-\$ 70,324.32		
Consumo	-		1000 kWh	10000 kWh	1000 kWh	10000 kWh	1000 kWh	10000 kWh		
Usuario	Comercial	No AGPE	√	\$ 1,069,7999.25	-	\$ 1,069,7999.25	-	\$ 1,069,7999.25	-	
		No AGPE	-	\$ 972,526.50	-	\$ 972,526.50	-	\$ 972,526.50	-	
		AGPE	√	\$ 589,674.77	-	\$ 219,457.43	-	-\$ 182,438.56	-	
		AGPE	-	\$ 451,057.75	-	\$ 89,253.95	-	-\$ 305,602.09	-	
	Industrial	No AGPE	√	-	\$ 9,812,338.11	-	\$ 9,812,338.11	-	\$ 9,812,338.11	
		No AGPE	-	-	\$ 9,004,875.00	-	\$ 9,004,875.00	-	\$ 9,004,875.00	
		AGPE	√	-	\$ 5,453,563.89	-	\$ 1,738,784.39	-	-\$ 2,232,412.52	
		AGPE	-	-	\$ 4,307,158.90	-	\$ 624,331.10	-	-\$ 3,267,285.41	

Nota. La Tabla 11 muestra el ejemplo de la liquidación de la factura para el municipio de Bucaramanga para los diferentes tipos de usuarios y los estratos definidos para los casos de estudio, a saber, estratos 1 al 6 y el uso comercial e industrial. Para los otros municipios la liquidación de la factura se encuentra en los anexos (ver anexos F, G y H). Los cálculos se clasifican por capacidad de generación de 50%, 100% y 200%, por consumo, el cual puede ser desde los 100 kWh hasta los 300 kWh para los usuarios residenciales, y para los usuarios comercial de 1000 kWh e industrial va de 10000 kWh. Por ejemplo, si el usuario es de estrato 4 el cual tiene un consumo de 100 kWh y genera 100% de energía fotovoltaica, sin penalización su liquidación de factura es negativa. Esto quiere decir, que la empresa le paga este valor al usuario porque existe excedentes de energía tipo 2.

Lo ideal de la generación 100% es que al diseñar el SFV respecto al consumo particular del usuario, esta generación supla su consumo y la liquidación de la factura sea igual a cero, pero esto no ocurre, debido a que no se cuenta con paneles fotovoltaicos con una capacidad exacta al consumo del usuario y el intercambio de excedentes tiene un costo que debe ser pagado al OR.

Respecto a los usuarios de tipo comercial e industrial, se reconoce que el tipo industrial no consume menos de 10000 kWh y los comerciales 1000 kWh. Por ejemplo, para el usuario comercial que tiene SFV del 100% su liquidación sin penalización es de \$89,253.95 pesos, pero con penalización (cuando no hay corrección del factor de potencia) se incrementa aproximadamente en un 146% pasando a \$219,457.43 pesos.

6. Conclusiones

Como primera medida, se logró identificar y aplicar los aspectos regulatorios pertinentes para los AGPE en cuanto a la liquidación de servicios y conexos de la factura de energía eléctrica, asegurando el cumplimiento normativo para lograr los cálculos correctos para la implementación del aplicativo computacional. Se identificaron y comprendieron los elementos clave de la factura de energía eléctrica emitida por la ESSA, incluyendo la energía activa, el impuesto de alumbrado público y el subsidio/contribución. Estos componentes son fundamentales para la liquidación de servicios y conexos en los AGPE, y su correcta interpretación es esencial para el diseño del aplicativo computacional.

También, se estableció una relación directa entre los componentes de la factura de energía eléctrica y las resoluciones emitidas por la CREG para regular las tarifas eléctricas en Colombia, especialmente para usuarios de Nivel I de tensión. Esto garantiza que el aplicativo computacional diseñado cumpla con las normativas vigentes. Se comprendió el proceso de cálculo del costo mensual de energía consumida por usuario, incluyendo la base gravable, el costo de la energía activa, la penalización por consumo/inyección de energía reactiva, el impuesto de alumbrado público y el subsidio/contribución. Esto permitió establecer una metodología precisa para estimar la liquidación de servicios y conexos de la factura mensual de energía eléctrica en los AGPE. El análisis detallado de los aspectos regulatorios y los componentes de la factura de energía eléctrica, en conjunto con la relación con las resoluciones de la CREG y el cálculo del costo mensual de energía consumida por usuario, proporciona una base sólida para el diseño e implementación del aplicativo computacional destinado a la liquidación de servicios y conexos en los AGPE.

Por otra parte, se determinaron los escenarios de análisis considerando el tipo de usuario,

el consumo de energía activa mensual, la capacidad instalada del sistema fotovoltaico, el municipio y la estrategia de mejoramiento del factor de potencia. Así mismo, se ha identificado la importancia de considerar diferentes tipos de usuarios, como residenciales, comerciales e industriales, subdivididos en estratos 2, 4 y 6. Esta clasificación permite analizar las variaciones en el costo por kWh y cómo impactan en la estimación de la factura del AGPE. La diferenciación de tarifas según el tipo de usuario brinda información valiosa sobre cómo las políticas de subsidio o contribución afectan la liquidación de servicios y conexos.

También se han seleccionado valores representativos para cada categoría de usuario, lo que permitió analizar cómo las diferencias en los patrones de consumo influyen en la estimación de la liquidación de servicios y conexos. Estos valores indicativos ayudaron a comprender mejor los patrones de consumo típicos en cada sector y su impacto en la factura mensual. La variación en la capacidad instalada del sistema fotovoltaico proporcionó información sobre cómo las diferencias en las curvas de autoconsumo, importación y exportación de energía influyen en la factura del AGPE. Esto es crucial para determinar la viabilidad y la eficiencia de la implementación de sistemas fotovoltaicos en diferentes contextos. Así mismo, la implementación de diferentes estrategias de mejoramiento del factor de potencia impacta en la penalización según las regulaciones establecidas por las resoluciones CREG. Analizar cómo estas estrategias influyen en la liquidación de servicios y conexos en la factura de energía eléctrica para AGPE es crucial para optimizar los costos y cumplir con las regulaciones.

Finalmente, el estudio detallado sobre la estimación de las curvas diarias de consumo, generación, importación y exportación de energía activa, energía no activa y factor de potencia en los AGPE (Agentes de Generación, Producción y Exportación) utilizando datos de la ESSA (Empresa de Energía de Santander) junto con la metodología empleada, garantiza la fiabilidad de

los datos y permite comprender los patrones de consumo en la región de estudio, destacando la importancia de corregir el factor de potencia para mejorar la eficiencia del sistema. Lo anterior, sumado al diseño un aplicativo computacional en Microsoft Excel para estimar y liquidar los servicios y conexos de la factura mensual del servicio de energía eléctrica para los AGPE, proporcionando una herramienta útil y eficiente para los usuarios, permite visualizar de manera detallada los cálculos realizados para cada escenario, facilitando la toma de decisiones en cuanto a la gestión de la energía. Por último, la matriz de análisis de escenarios que combina los diferentes factores mencionados permite examinar cómo varían las estimaciones de la liquidación de servicios y conexos de la factura de energía eléctrica en los AGPE en función de estos factores.

Esto proporciona una comprensión más completa de las implicaciones del aplicativo computacional en diversos contextos y ayuda a tomar decisiones informadas para la gestión eficiente de la energía en los AGPE.

Referencias Bibliográficas

- Caro, E. (2022). *Propuestas regulatorias para la inclusión de las redes inteligentes en Colombia, aportando al desarrollo de las ciudades inteligentes en articulación con las energías renovables. (Tesis de grado)*. Medellín: Universidad de Antioquia. Obtenido de <https://hdl.handle.net/10495/29876>
- CEDENAR. (Septiembre de 2022). *Penalización de energía reactiva*. Obtenido de <https://cedenar.com.co/wp-content/uploads/2022/09/Penalizacion-Energia-Reactiva.pdf>
- Celsia. (2021). *Conoce tu subsidio y tu consumo básico de subsistencia*. Obtenido de <https://www.celsia.com/es/blog-celsia/te-explicamos-en-que-consiste-el-consumo-de-subsistencia/>
- CENS. (2023). *Penalización por energía reactiva*. Obtenido de Centrales Eléctricas del Norte de Santander SAESP: <https://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/empresas/penalizacion-por-energia-reactiva>
- CREG. (2018). *Resolución 015. Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional*. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- CREG. (2018). *RESOLUCIÓN No. 030. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>
- CREG. (2024). *Resolución 101. Por la cual se modifica el numeral 4.2.4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998*. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

- ENERSAC. (2019). *Penalización por energía reactiva en Colombia*. Obtenido de <https://enersac.com/blog/penalizacion-energia-reactiva-colombia/>
- EPM. (2020). *Condiciones especiales del Contrato de Condiciones Uniformes del servicio público domiciliario de Energía Eléctrica, aplicables a los autogeneradores a pequeña escala en su condición de clientes/usuarios*. Medellín: Empresas Públicas de Medellín. Obtenido de <https://www.epm.com.co/site/Portals/0/Decretos/condiciones-especiales-resolucion-030.pdf>
- ESSA. (2005). *Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución*. Bucaramanga: Electrificadora de Santander S.A E.S.P. Obtenido de <https://www.essa.com.co/site/Portals/14/Docs/Norma%20tecnica/Norma%20Técnica%20ESSA.pdf>
- ESSA. (2023). *Conoce los costos del servicio de energía eléctrica*. Obtenido de <https://www.essa.com.co/site/clientes/pagina-detalle/conoce-los-costos-del-servicio-de-energ237a-el233ctrice>
- González, G. (2022). *Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia. (Tesis de grado)*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Obtenido de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/83162>
- Minenergía. (2022). *Concepto sobre cobro de contribución y subsidios a la energía reactiva*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.
- Monsolar. (2021). *Ficha Técnica Modulo fotovoltaico SCL 320W P1*. Valencia, España: Monsolar.
- Romero, D., & Forero, S. (2022). *Análisis regulatorio de la autogeneración y generación distribuida para pequeños consumidores. (Tesis de grado)*. Bogotá: Universidad de La

Salle. Obtenido de https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/641

Saldarriaga, J., Villada, F., & Pérez, J. (2019). Análisis de Costos Nivelados de Electricidad de Plantas de Cogeneración usando Biomasa Forestal en el Departamento Antioquia, Colombia. *Información Tecnológica*, 30(1), 63–74.

Apéndices

Apéndice A. Explicación detallada de los componentes del CU

Cada uno de estos componentes refleja una parte fundamental del proceso integral de suministro de energía eléctrica y contribuye de manera significativa al precio final que los usuarios regulados deben pagar.

Tabla A.1

Explicación detallada de los componentes del CU

Componente	Explicación
$G_{m,i,j}$	Este componente corresponde los gastos vinculados a la producción de energía, abarcando elementos como los insumos, operación, mantenimiento y la infraestructura necesaria en las distintas fuentes de generación. Este componente refleja tanto la inversión en la transformación de recursos naturales en energía utilizable como el costo de adquisición de energía por parte de los comercializadores, a través de contratos a largo plazo con generadores o mediante transacciones en el mercado diario "spot" denominado la bolsa de energía. (CREG 119, 2007)
T_m	Abarca el proceso esencial de llevar la energía eléctrica desde las plantas de generación hasta las redes de distribución y subestaciones, garantizando su disponibilidad en todo el territorio. Este componente es el valor único para todos los comercializadores, engloba los gastos relacionados con la operación y el mantenimiento de las líneas de transmisión, las pérdidas de energía durante el transporte y la inversión en infraestructura para garantizar la confiabilidad del sistema. (CREG 011, 2009)
$D_{n,m}$	Corresponde al valor que se paga por transportar la energía desde el STN hasta el usuario final a través de los STR y los Sistemas de Distribución Local, SDL. Estos valores se definen por la CREG para cada empresa distribuidora (CREG 058, 2008). Dadas las diferencias en el valor de este componente, el Ministerio de Minas y Energía, MME, ordenó la creación de Áreas de Distribución de Energía Eléctrica, ADD, con el objeto de unificar el cargo al interior de una misma ADD (CREG 015, 2018).
$Cv_{m,i,j}$	Remunera los costos variables asociados con la comercialización de la energía, tales como el margen de la actividad, riesgo de cartera, pagos al Administrador del Mercado y al Centro Nacional de Despacho, así como las contribuciones a la CREG y a la SSPD y los costos de atención comercial del usuario (CREG 191, 2014).
$R_{m,i}$	Corresponde a los costos de la generación más costosa que debió utilizarse para que el Sistema de Transmisión Nacional opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red (CREG 119, 2007).
$PR_{n,m,i,j}$	Corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas que se pierden tanto en el STN como en los STR y SDL (CREG 119, 2007); así como los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realicen por Mercado de Comercialización (CREG 015, 2018).

Apéndice B. Ejemplos de facturación

En el contexto de la regulación y comercialización de energía eléctrica en Colombia, es fundamental comprender cómo se estructura la facturación para los usuarios. A través de ejemplos concretos, se puede explorar cómo los diferentes componentes se combinan para determinar el monto final en una factura de energía eléctrica. Estos ejemplos permiten apreciar cómo el consumo de energía activa, energía reactiva, subsidios, impuestos y otros cargos regulatorios se traducen en el valor que los usuarios deben pagar por su consumo energético. A continuación, se presentan ejemplos representativos de facturación de energía eléctrica en Colombia, destacando cómo cada componente contribuye al costo total y cómo estas variables pueden variar según el perfil de consumo y las políticas tarifarias.

Tabla B.1

Ejemplo de valores de costo unitario para los distintos usuarios.

	Costo Unitario (CU)						
	G	T	D	C	R	Pr	CU
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
Usuario con activos pertenecientes a la ESSA	359.12	52.36	315.33	79.85	18	78.53	903.23
Usuario con sus propios activos	359.12	52.36	216.56	79.85	18	78.53	804.46

Tabla B.2

Ejemplo de facturación de energía eléctrica para distintos tipos de usuarios.

Tipo de usuario	Usuario con activos pertenecientes a la ESSA		Usuario con sus propios activos	
	Estrato 1	Estrato 4	Estrato 6	Industrial
Consumo (kWh/mes)	160	160	160	10000
Costo parcial	\$144516.8	\$144516.8	\$128713.6	\$8044600
Valor reactiva capacitiva	-	-	\$14367.7	\$848689.2
Valor reactiva inductiva	-	-	-	-
Base gravable	\$144516.8	\$144516.8	\$143081.3	\$8893289.2
Porcentaje IAP	10%	10%	10%	5%
Valor IAP	\$14451.68	\$14451.68	\$14308.13	\$889328.92
% Contribución/Subsidio	%60	%0	%20	%20
Valor a pagar Contribución/Subsidio	-\$86710.1	\$0	\$25742.7	\$1608920
Total a pagar	\$72258.38	\$158968.48	\$183132.13	\$11391538.1

Apéndice C. Ejemplo de factura

Para entrar más en detalle, la Figura C.1 presenta el contenido de una factura de energía eléctrica emitida por la ESSA para un usuario registrado en Nivel I de tensión, el cual desglosa los diversos componentes que contribuyen al costo total de la energía consumida por los usuarios.

Figura C.1

Factura de energía eléctrica generada por la ESSA.



Fuente ESSA.

Apéndice D. Normatividad relacionadaLey 142 de 1994

La Ley 142 de 1994, enmarca el sistema de servicios públicos domiciliarios y aborda asuntos relacionados con la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en Colombia. En esta legislación, se fomenta la participación del sector privado en la prestación de servicios públicos, incluyendo la energía eléctrica, y sienta las bases para la regulación pública a través de organismos encargados de supervisar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. El propósito es garantizar la calidad del servicio y proteger los derechos de los usuarios.

Adicionalmente, la Ley 142 dio origen a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), cuya responsabilidad principal es regular las actividades de los sectores de energía y gas en Colombia. La CREG tiene la tarea de asegurar que exista una oferta energética eficiente, fomentar la competencia y tomar medidas para prevenir la concentración de poder en el mercado. Esta entidad tiene la autoridad para establecer tarifas y subsidios para los servicios públicos domiciliarios, incluyendo la energía eléctrica, con el objetivo de que estas tarifas sean justas y equitativas, considerando los costos operativos, de mantenimiento y las inversiones necesarias para mantener la calidad del servicio (Caro, 2022).

Ley 143 de 1994

Por otro lado, La Ley 143 de 1994 es una legislación de gran importancia en el sector eléctrico de Colombia, ya que establece las bases legales y regulatorias para el desarrollo y funcionamiento de la industria eléctrica en el país. Esta ley tiene como objetivo principal promover la competencia, la eficiencia y la transparencia en el sector, buscando asegurar un suministro de energía eléctrica confiable, seguro y de calidad para todos los usuarios.

Por lo que con esta ley se da la apertura del mercado eléctrico a la participación de actores privados y mixtos, lo que fomenta la inversión y la competencia en el sector, permitiendo la entrada de nuevos actores y la creación de un entorno propicio para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica, tanto convencionales como de fuentes renovables, impulsando la diversificación de la matriz energética del país, promoviendo el uso de fuentes de energía renovable, como la solar, eólica, biomasa, entre otras. Para ello, se establecen incentivos y beneficios para la implementación de tecnologías limpias y sostenibles, con el objetivo de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar el impacto ambiental de la generación de electricidad (EPM, 2020).

Ley 1715 de 2014

Así mismo, legislaciones como la Ley 1715 de 2014 en Colombia muestra un regulatorio importante que promueve el uso de energías renovables y establece incentivos para la generación de energía eléctrica mediante fuentes no convencionales, con el fin de fomentar la diversificación de la matriz energética del país y reducir el impacto ambiental generado por la generación de energía.

Esta ley establece aspectos relevantes como la reducción de aranceles para los equipos utilizados en sistemas de generación con energías renovables, lo que permite que usuarios que deseen implementar generadores distribuidos basados en fuentes renovables, como la energía solar o eólica, pueden beneficiarse de costos más bajos al adquirir los equipos necesarios para su instalación (González, 2022).

Así mismo la ley busca promover la inyección de excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, lo que permite que los generadores distribuidos puedan vender el exceso de energía que producen a los comercializadores o a la red, generando ingresos adicionales para los usuarios

y contribuyendo a la reducción del consumo de combustibles fósiles en la generación de energía (Saldarriagaa *et al.*, 2019).

Por otro lado, dicha ley establece mecanismos para la medición neta, que permite a los usuarios compensar la energía que consumen de la red con la energía que generan a través de sus sistemas de autogeneración, lo que significa que los usuarios pueden reducir su factura de energía eléctrica al recibir créditos por la energía excedente que inyectan a la red y utilizar esos créditos para compensar su consumo futuro (Caro, 2022).

Resolución CREG 174 de 2021

La Resolución CREG 174 de 2021 en Colombia establece las reglas fundamentales para la liquidación de servicios y conexos de energía eléctrica, con un enfoque específico en usuarios AGPE. A continuación, se resumen los artículos más relevantes de esta regulación para estos usuarios.

Tabla D.1

Artículos fundamentales para la liquidación de servicios y conexos según la Res. CREG 174 de 2021.

Artículo	Descripción
Capítulo 1. Disposiciones generales	
1. Objeto	Define el objetivo de la resolución, que es establecer las reglas para la liquidación de cargos de uso de la red eléctrica y la facturación de energía eléctrica para los autogeneradores a pequeña escala.
2. Ámbito de aplicación	Establece la aplicación de la resolución a las empresas de distribución y comercialización, así como a los usuarios autogeneradores a pequeña escala que se conectan al Sistema Interconectado Nacional (SIN).
3. Definiciones	Define los conceptos clave utilizados en la resolución, como el cargo de capacidad, cargo por energía, entre otros, con un enfoque en la aplicación para autogeneradores a pequeña escala.
Capítulo 2. Integración a la red de la autogeneración	
4. Indicadores de integración de la AGPE al SIN	Detalla el proceso de liquidación de cargos de uso de la red eléctrica, incluyendo los plazos para la presentación de

	información por parte de los autogeneradores.
5. Condición para conectarse como AGPE, AGGE o GD.	Establece las responsabilidades de las empresas de distribución y comercialización en la liquidación de cargos de uso de la red eléctrica y la facturación de energía a los autogeneradores.
6. Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1	Define el cargo de capacidad para autogeneradores a pequeña escala y describe cómo se calcula este cargo.
7. Sistema de información de disponibilidad de red	Establece los procedimientos y plazos para la facturación de energía eléctrica a los autogeneradores, incluyendo la forma de presentación de las facturas.
8. Sistema de información para el trámite en línea.	Define las sanciones en caso de incumplimiento de las disposiciones de la resolución.
9. Ventanilla única	Establece plazos y procesos para la implementación de la resolución, incluyendo la obligación de las empresas de poner a disposición de los autogeneradores información relacionada con los cargos de uso de la red eléctrica.
10. Transición del sistema para el trámite en línea y de los procedimientos de conexión	Contiene disposiciones finales, incluyendo la obligación de los autogeneradores de suministrar información precisa y completa requerida para la liquidación de cargos.

Nota. Esta tabla contiene información textual de la Res. CREG 174 de 2021

La Resolución CREG 174 de 2021 es crucial para la regulación de la liquidación de servicios y conexos de energía eléctrica para usuarios auto generadores a pequeña escala en Colombia. Proporciona directrices claras para la facturación y el cálculo de los cargos asociados con el uso de la red eléctrica, garantizando la transparencia y la equidad en el proceso. Los auto generadores deben cumplir con las disposiciones de esta regulación para asegurar un funcionamiento adecuado y justo del sistema eléctrico.

Resolución CREG 135 de 2021

El objetivo principal de esta resolución es establecer las condiciones y requisitos para la entrega de excedentes de energía por parte de los usuarios no regulados (AGPE) a los comercializadores de energía. A continuación, se resumen los artículos más importantes a tener en cuenta:

Tabla D.2

Artículos fundamentales para la liquidación de servicios y conexos de energía según la Res.

CREG 135 de 2021.

Artículo	Descripción
Capítulo 1. Etapa precontractual	
Etapa precontractual	Define el ámbito de aplicación de la resolución, que se aplica a los AGPE conectados a la red eléctrica y que cumplen con ciertos criterios establecidos en la normativa.
Información disponible por parte del comercializador	Establece la obligación de los AGPE de registrarse en el Sistema de Información de la Operación y la Planeación Energética (SIOP), lo que permite un control y seguimiento adecuado de su operación.
Escogencia del comercializador al cual el potencial usuario AGPE entregará sus excedentes de energía	Define las obligaciones de los comercializadores y transmisores para proporcionar información a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) relacionada con los AGPE y su operación.
Conexión	Establece la metodología para calcular la energía activa generada y consumida por los AGPE. Esto es fundamental para la facturación adecuada de los servicios de energía eléctrica.
Adquisición de infraestructura de autogeneración con el comercializador	Define los procedimientos para que los AGPE puedan solicitar la medición neta, que implica medir la diferencia entre la energía activa generada y la consumida. Esto es relevante para los AGPE que inyectan energía excedente a la red.
Deberes de los usuarios AGPE	Define los procedimientos para la interconexión de los AGPE a la red eléctrica y las condiciones que deben cumplirse.
Capítulo 2. Etapa de formalización contractual	
Obligación de los comercializadores de comprar excedentes de energía	El comercializador que le preste el servicio público de energía eléctrica al usuario AGPE automáticamente adquiere la obligación de recibir o comprar los excedentes de energía, de conformidad con la regulación vigente.
Contratos para la entrega de excedentes de energía	Los comercializadores que reciban excedentes de energía estarán obligados a contar con los contratos aquí señalados a efectos de garantizar al usuario AGPE los derechos otorgados por las normas dispuestas para tal fin.
Contenido mínimo de los contratos de entrega o ventas de excedentes de energía	Establece las obligaciones de los comercializadores en la adquisición de energía de los AGPE y en la facturación a los usuarios.

Nota. Esta tabla contiene información textual de la Res. CREG 135 de 2021

Apéndice E. Normatividad adicional

El cobro de penalización por el consumo de energía no activa en Colombia se rige por regulaciones establecidas por la CREG. Esta penalización se aplica a usuarios que presentan un factor de potencia inadecuado, lo que resulta en una cantidad significativa de energía reactiva en comparación con la energía activa consumida. Los OR o los usuarios finales deben pagar por el transporte de energía reactiva cuando superen los límites establecidos en cada caso (ENERSAC, 2019).

El pago del costo correspondiente al transporte de energía reactiva es requerido en situaciones donde un Operador de Red (OR) o un usuario final cumplan con ciertos criterios específicos. Para el caso de la energía reactiva inductiva, el cálculo consiste en comparar el valor correspondiente al 50% de la potencia activa con la potencia reactiva; solo si la segunda cantidad supera la primera se procede a cobrar el exceso. Cuando no hay consumo de energía activa, se cobra el total de la energía reactiva, es decir, no aplica la regla sobre el 50%.

De acuerdo con las resoluciones CREG 015 (2018), 199 de 2019 y 195 de 2020, la CREG establece que existen dos grupos de clientes, a saber: Grupo 1 de clientes que generan energía reactiva en 10 días o menos de durante el mes y Grupo 2 aquellos que generan energía reactiva en más de 10 días. Para el caso de Grupo 1, se debe aplicar la penalización correspondiente por la totalidad de la energía reactiva, tanto inductiva como capacitiva (CEDENAR, 2022).

A continuación, se proporciona la fórmula para calcular ambas componentes de la energía reactiva y los resultados de ambas operaciones deben sumarse para determinar el valor de la sanción (ver Tabla E.1). Es importante destacar que el valor de la energía reactiva se obtiene a partir de la lectura registrada en el medidor de energía eléctrica del usuario.

Tabla E.1

Penalización de la energía reactiva CREG 015 de 2018, 199 de 2019 y 195 de 2020.

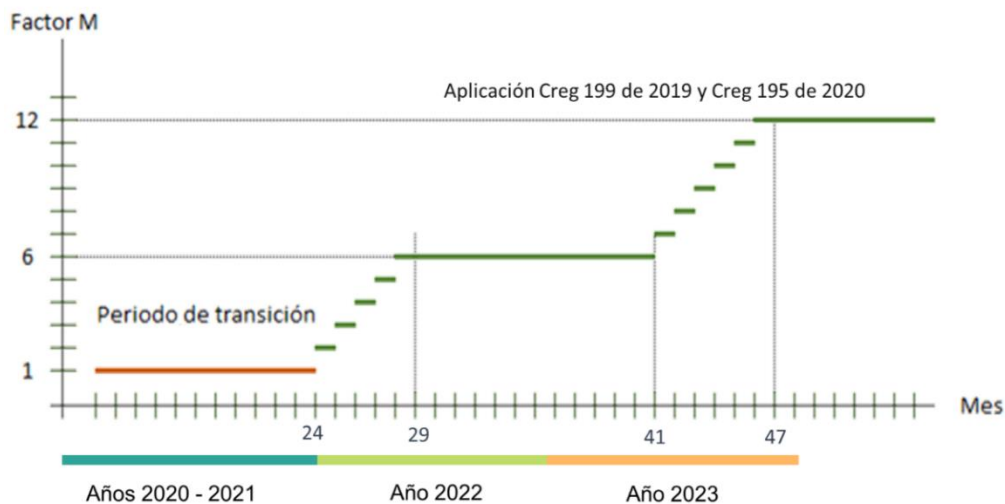
Grupos de clientes	Grupo 1= 10 días o menos	Grupo 2= Más de 10 días
		Cobro total de la energía reactiva tanto inductiva como la capacitiva.
Fórmula	Energía Reactiva Inductiva $Energía\ Reactiva\ inductiva \times valor\ cargo\ distribución \times Factor\ M$ $= Valor\ a\ cobrar$	Energía Reactiva Capacitiva $Energía\ Reactiva\ inductiva \times valor\ cargo\ distribución \times Factor$ $= Valor\ a\ cobrar$
Factor M	Grupo 1	Grupo 2
	1	Aumento de forma mensual acorde a la figura 2

Fuente: Adaptado de CENS (2023).

En el caso de estos clientes específicos del Grupo 2, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) instruye a aplicar las mismas fórmulas que se utilizan para el Grupo 1. Sin embargo, hay una modificación significativa en el factor M, ya que este factor experimentará un aumento de manera mensual de acuerdo con el esquema de incremento mensual correspondiente ilustrado en la Figura E.1.

Figura E.1

Incremento factor M para grupo de clientes 2.



Fuente: CENS (2023).

Apéndice F. Ejemplo valor final de la factura para los diferentes usuarios del municipio de Floridablanca

Floridablanca			Valor final de la factura del servicio de energía eléctrica							
Capacidad de generación			50%		100%		200%			
Consumo	PER		100 kWh	300kWh	100 kWh	300kWh	100 kWh	300kWh		
Usuario	Estratos 1-2	No AGPE	√	\$ 55,084.94	\$ 210,999.59	\$ 55,084.94	\$ 210,999.59	\$ 55,084.94	\$ 210,999.59	
		No AGPE	-	\$ 46,825.35	\$ 140,476.05	\$ 46,825.35	\$ 140,476.05	\$ 46,825.35	\$ 140,476.05	
		AGPE	√	\$ 6,313.13	\$ 52,617.48	-\$ 11,568.16	-\$ 32,471.02	-\$ 54,907.80	-\$ 148,271.85	
		AGPE	-	-\$ 2,427.97	\$ 25,995.72	-\$ 20,328.33	-\$ 58,751.51	-\$ 63,378.88	-\$ 173,810.81	
		AGPE	√ (sub)	\$28,643.69	\$ 114,931.22	\$9,947.57	\$ 29,842.71	-\$ 34,130.30	- \$ 85,958.12	
		AGPE	- (sub)	\$19,902.59	\$ 88,309.45	\$1,187.41	\$ 3,562.22	-\$ 42,601.39	-\$ 111,497.07	
	Estrato 4	No AGPE	√	\$ 94,273.60	\$ 282,820.79	\$ 94,273.60	\$ 282,820.79	\$ 94,273.60	\$ 282,820.79	
		No AGPE	-	\$ 85,006.02	\$ 255,018.06	\$ 85,006.02	\$ 255,018.06	\$ 85,006.02	\$ 255,018.06	
		AGPE	√	\$ 31,661.58	\$ 123,873.05	\$ 12,673.53	\$ 38,020.60	-\$ 30,845.47	-\$ 76,541.64	
		AGPE	-	\$ 21,861.11	\$ 94,196.00	\$ 3,088.02	\$ 9,264.05	-\$ 40,211.13	-\$ 104,640.42	
		Estrato 6	No AGPE	√	\$ 108,374.99	\$ 325,124.98	\$ 108,374.99	\$ 325,124.98	\$ 108,374.99	\$ 325,124.98
			No AGPE	-	\$ 99,413.82	\$ 298,241.46	\$ 99,413.82	\$ 298,241.46	\$ 99,413.82	\$ 298,241.46
AGPE	√		\$ 38,879.04	\$ 146,952.54	\$ 19,383.18	\$ 58,149.54	-\$ 26,728.56	-\$ 61,815.64		
AGPE	-		\$ 27,356.76	\$ 111,750.29	\$ 8,307.17	\$ 24,921.52	-\$ 37,485.11	-\$ 94,222.56		
Usuario	Comercial	Consumo		1000kWh	10000kWh	1000kWh	10000kWh	1000kWh	10000kWh	
		No AGPE	√	\$ 1,029,550.50	-	\$ 1,029,550.50	-	\$ 1,029,550.50	-	
		No AGPE	-	\$ 936,507.00	-	\$ 936,507.00	-	\$ 936,507.00	-	
		AGPE	√	\$ 498,419.56	-	\$ 144,551.95	-	-\$ 321,701.63	-	
	AGPE	-	\$ 364,135.05	-	\$ 21,165.52	-	-\$ 439,244.20	-		
	Industrial	No AGPE	√	-	\$ 9,812,338.11	-	\$ 9,812,338.11	-	\$ 9,812,338.11	
		No AGPE	-	-	\$ 9,004,875.00	-	\$ 9,004,875.00	-	\$ 9,004,875.00	
		AGPE	√	-	\$ 4,929,593.76	-	\$ 1,305,858.33	-	-\$ 3,314,770.89	
		AGPE	-	-	\$ 3,765,664.92	-	\$ 207,366.45	-	-\$ 4,339,666.35	

Apéndice G. Ejemplo valor final de la factura para los diferentes usuarios del municipio de Girón

Girón			Valor final de la factura del servicio de energía eléctrica							
Capacidad de generación			50%		100%		200%			
Consumo	PER		100 kWh	300kWh	100 kWh	300kWh	100 kWh	300kWh		
Usuario	Estratos 1-2	No AGPE	√	\$ 55,877.15	\$ 213,376.23	\$ 55,877.15	\$ 213,376.23	\$ 55,877.15	\$ 213,376.23	
		No AGPE	-	\$ 47,545,74	\$ 142,637,22	\$ 47,545,74	\$ 142,637,22	\$ 47,545,74	\$ 142,637,22	
		AGPE	√	\$ 6,835.75	\$ 84,109.62	-\$ 11,061.67	-\$ 18,499.60	-\$ 38,349.85	-\$ 114,773.69	
		AGPE	-	-\$ 1,981.36	\$ 56,217.49	-\$ 19,898.01	-\$ 45,006.86	-\$ 47,025.28	-\$ 140,799.98	
		AGPE	√ (sub)	\$ 29,166.31	\$ 146,423.36	\$ 10,454.06	\$ 43,814.14	-\$ 17,486.65	-\$ 52,459.95	
		AGPE	- (sub)	\$ 20,349.20	\$ 118,531.22	\$ 1,617.72	\$ 17,306.87	-\$ 26,162.08	-\$ 78,486.25	
	Estrato 4	No AGPE	√	\$ 94,273.60	\$ 282,820.79	\$ 94,273.60	\$ 282,820.79	\$ 94,273.60	\$ 282,820.79	
		No AGPE	-	\$ 85,006,02	\$ 255,018,06	\$ 85,006.02	\$ 255,018.06	\$ 85,006.02	\$ 255,018.06	
		AGPE	√	\$ 31,661.58	\$ 152,913.08	\$ 12,673.53	\$ 50,498.09	-\$ 15,024.72	-\$ 45,074.17	
		AGPE	-	\$ 21,861.58	\$ 123,217.81	\$ 3,088.02	\$ 21,775.51	-\$ 24,414.52	-\$ 73,243.57	
		Estrato 6	No AGPE	√	\$ 108,374.99	\$ 325,124.98	\$ 108,374.99	\$ 325,124.98	\$ 108,374.99	\$ 325,124.98
			No AGPE	-	\$ 99,413.82	\$ 298,241,46	\$ 99,413.82	\$ 298,241.46	\$ 99,413.82	\$ 298,241.46
	AGPE		√	\$ 38,879.04	\$ 178,827.31	\$ 19,383.18	\$ 71,425.90	-\$ 9,664.45	-\$ 28,993.34	
	AGPE	-	\$ 27,356.76	\$ 142,637.04	\$ 8,307.17	\$ 37,881.26	-\$ 20,585.09	-\$ 61,755.27		
	Consumo			1000kWh	10000kWh	1000kWh	10000kWh	1000kWh	10000kWh	
	Usuario	Comercial	No AGPE	√	\$ 1,093,948.50	-	\$ 1,093,948.50	-	\$ 994,138,20	-
			No AGPE	-	\$ 994,138,20	-	\$ 994,138,20	-	\$ 994,138,20	-
			AGPE	√	\$ 639,506.24	-	\$ 249,896.63	-	-\$ 147,492,75	-
AGPE			-	\$ 498,884.82	-	\$ 115,754.86	-	-\$ 264,220,05	-	
Industrial		No AGPE	√	-	\$ 10,848,816.73	-	\$ 10,848,816.73	-	\$ 10,848,816.73	
		No AGPE	-	-	\$ 9,941,382,00	-	\$ 9,941,382,00	-	\$ 9,941,382,00	
		AGPE	√	-	\$ 6,286,103.73	-	\$ 2,443,111.09	-	-\$ 1,549,174.60	
		AGPE	-	-	\$ 5,025,919.57	-	\$ 1,205,216.14	-	-\$ 2,697,665.18	

Apéndice H. Ejemplo valor final de la factura para los diferentes usuarios del municipio de Piedecuesta

Piedecuesta			Valor final de la factura del servicio de energía eléctrica						
Capacidad de generación			50%		100%		200%		
Consumo	PER		100 kWh	300kWh	100 kWh	300kWh	100 kWh	300kWh	
Usuario	Estratos 1-2	No AGPE	√	\$ 55,084.94	\$ 226,487.98	\$ 55,084.94	\$ 226,487.98	\$ 55,084.94	\$ 226,487.98
		No AGPE	-	\$ 46,825.35	\$ 140,476.05	\$ 46,825.35	\$ 140,476.05	\$ 46,825.35	\$ 140,476.05
		AGPE	√	\$ 6,313.13	\$ 68,105.87	-\$ 11,568.16	-\$ 16,982.64	-\$ 54,907.80	-\$ 132,783.47
		AGPE	-	-\$ 2,427.97	\$ 41,484.10	-\$ 20,328.33	-\$ 43,263.13	-\$ 63,378.88	-\$ 158,322.42
		AGPE	√ (sub)	\$ 28,643.69	\$ 114,931.22	\$ 9,947.57	\$ 29,842.71	-\$ 34,130.30	-\$ 85,958.12
		AGPE	- (sub)	\$ 19,902.59	\$ 88,309.45	\$ 1,187.41	\$ 3,562.22	-\$ 42,601.39	-\$ 111,497.07
	Estrato 4	No AGPE	√	\$ 91,876.81	\$ 275,630.43	\$ 91,876.81	\$ 275,630.43	\$ 91,876.81	\$ 275,630.43
		No AGPE	-	\$ 82,844.85	\$ 248,534.55	\$ 82,844.85	\$ 248,534.55	\$ 82,844.85	\$ 248,534.55
		AGPE	√	\$ 30,007.56	\$ 118,836.88	\$ 11,066.49	\$ 33,199.46	-\$ 32,410.49	-\$ 81,241.12
		AGPE	-	\$ 20,456.26	\$ 89,914.33	\$ 1,724.67	\$ 5,174.01	-\$ 41,538.04	-\$ 108,625.52
Estrato 6		No AGPE	√	\$ 106,782.33	\$ 320,346.98	\$ 106,782.33	\$ 320,346.98	\$ 106,782.33	\$ 320,346.98
		No AGPE	-	\$ 97,973.04	\$ 293,919.12	\$ 97,973.04	\$ 293,919.12	\$ 97,973.04	\$ 293,919.12
		AGPE	√	\$ 37,934.92	\$ 144,040.68	\$ 18,481.78	\$ 55,445.33	-\$ 27,594.71	-\$ 64,419.37
		AGPE	-	\$ 26,579.63	\$ 109,348.60	\$ 7,566.29	\$ 22,698.87	-\$ 38,195.37	-\$ 96,356.62
Usuario	Comercial	Consumo		1000kWh	10000kWh	1000kWh	10000kWh	1000kWh	10000kWh
		No AGPE	√	\$ 1,069,799.25	-	\$ 1,069,799.25	-	\$ 1,069,799.25	-
		No AGPE	-	\$ 972,526.50	-	\$ 972,526.50	-	\$ 972,526.50	-
		AGPE	√	\$ 555,171.61	-	\$ 175,236.33	-	-\$ 288,694.60	-
	Industrial	AGPE	-	\$ 415,661.44	-	\$ 46,953.88	-	-\$ 410,921.35	-
		No AGPE	√	-	\$ 10,609,629.35	-	\$ 10,609,629.35	-	\$ 10,609,629.35
		No AGPE	-	-	\$ 9,725,265.00	-	\$ 9,725,265.00	-	\$ 9,725,265.00
		AGPE	√	-	\$ 5,480,472.93	-	\$ 1,713,656.35	-	-\$ 2,853,409.27
		AGPE	-	-	\$ 4,226,422.08	-	\$ 525,053.99	-	-\$ 3,961,612.36
		AGPE	-	-	-	-	-	-	-