



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE CUENCA**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS TÉCNICOS Y COMERCIALES DE LA APLICACIÓN  
DEL MARCO NORMATIVO VIGENTE SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA  
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.**

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

**AUTORES: CARLOS ANDRÉS LOZANO AYALA**  
**ANGÉLICA BELÉN BRAVO ORTEGA**  
**TUTOR: ING. PABLO ALEJANDRO MÉNDEZ SANTOS, MGS.**

Cuenca - Ecuador

2023

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Carlos Andrés Lozano Ayala con documento de identificación N° 0706681350 y Angélica Belén Bravo Ortega con documento de identificación N° 0105546337; manifestamos que:

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

Cuenca, 18 de diciembre del 2023

Atentamente,

**CARLOS  
ANDRES  
LOZANO  
AYALA**  
Firmado digitalmente por  
CARLOS ANDRES  
LOZANO AYALA  
Fecha:  
2023.12.27  
20:05:06 -05'00'

---

Carlos Andrés Lozano Ayala  
0706681350



---

Angélica Belén Bravo Ortega  
0105546337

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

Nosotros, Carlos Andrés Lozano Ayala con documento de identificación N° 0706681350 y Angélica Belén Bravo Ortega con documento de identificación N° 0105546337, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto técnico: “Análisis de los efectos técnicos y comerciales de la aplicación del marco normativo vigente sobre generación distribuida en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Cuenca, 18 de diciembre del 2023

Atentamente,

**CARLOS** Firmado  
**ANDRES** digitalmente por  
**LOZANO** CARLOS ANDRES  
**AYALA** LOZANO AYALA  
Fecha:  
2023.12.27  
20:08:11 -05'00'

---

Carlos Andrés Lozano Ayala

0706681350



---

Angélica Belén Bravo Ortega

0105546337

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Pablo Alejandro Méndez Santos con documento de identificación N° 0102660578, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: ANÁLISIS DE LOS EFECTOS TÉCNICOS Y COMERCIALES DE LA APLICACIÓN DEL MARCO NORMATIVO VIGENTE SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A., realizado por Carlos Andrés Lozano Ayala con documento de identificación N° 0706681350 y por Angélica Belén Bravo Ortega con documento de identificación N° 0105546337, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 18 de diciembre del 2023

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:  
PABLO ALEJANDRO  
MENDEZ SANTOS

---

Ing. Pablo Alejandro Méndez Santos, Mgs,

0102660578

## **DEDICATORIA**

*Dedico este proyecto con profundo agradecimiento y amor a mi madre, Angelita, quien siempre me ha brindado su apoyo incondicional en los momentos en que nadie más lo hizo. Su confianza en mi desarrollo personal y profesional ha sido fundamental. También dedico este proyecto a mi padre, Oscar, quien me ha enseñado a enfrentar los desafíos de la vida y ha sido mi sostén inquebrantable. A mis abuelos, les agradezco el cariño que me han brindado a lo largo del tiempo, incluso en la tristeza de perder a algunos de ellos. Su guía y sabias enseñanzas han sido valiosas para mí. Por último, a mi hermano Oscar, quien ha sido un referente fundamental en mi camino y ha sido una fuente constante de inspiración.*

**Carlos Andrés Lozano Ayala**

## **AGRADECIMIENTOS**

*Quisiera antes que nada agradecer a las personas que ya no están aquí, pero sin duda han sido un pilar para mi desarrollo como persona, que durante muchos años fueron la luz de mi camino, a mis abuelos paternos Luz Tomalá y Oscar Lozano, y mi abuela materna Alida Lenis, aunque compartí menos con esta última, que sepan en donde estén que no pasa un solo día sin que su recuerdo repose en mi mente. De ellos quisiera decir que aprendí a ser una persona de bien, serena, con valores íntegros, y con su pérdida aprendí a disfrutar de la vida y el tiempo en que estemos aquí. La vida es pasajera, nunca es suficiente así que debemos apreciar cada momento.*

*En segunda mención, no menos importante, quisiera agradecer a mi madre Angelita Ayala Lenis, quien ha sido la persona que confió en mi proyecto de vida cuando más difícil fue hacerlo, su confianza ha sido el motor infaltable que ha tenido mi día a día para obtener la perseverancia necesaria para lograr mis objetivos.*

*A mi padre Oscar Lozano Tomalá y a mi hermano Oscar Vicente sé que siempre estarán ahí para ayudarme en lo que necesite. Agradezco los momentos que pasamos juntos como familia y aunque tal vez de palabra no soy una persona emotiva, sé que con actos siempre he logrado demostrar lo que siento y tengo la seguridad de que ellos saben el amor, respeto y demás sentimientos inefables que les guardo.*

*Quiero agradecer a terceras personas con las que he convivido en toda mi etapa universitaria, de la gran variedad de personas y su relación con ellas siempre se pueden aprender diversas cosas. He hecho grandes amigos que aun los mantengo, otros con los que ya no tengo contacto, pero los aprecio como siempre. Otras personas que han dejado grandes enseñanzas y recuerdos. A todos los que se han involucrado en menor o mayor medida en mi sendero de vida les quiero dar las gracias.*

*Quiero agradecer al ingeniero Pablo Méndez que con su apoyo, tolerancia y tutoría ha sabido guiarme en este proyecto.*

*Agradezco a la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR por la oportunidad brindada y a los ingenieros Sergio Zambrano y Andres Patiño por su confianza y guía en mi proyecto.*

*Por último, agradecer a la Universidad Politécnica Salesiana que con su calidad de educación y varios maestros han guiado mi formación académica.*

**Carlos Andrés Lozano Ayala**

## **DEDICATORIA**

*Este proyecto va dedicado a mi madre Mónica, por darme siempre el apoyo para seguir adelante en la carrera, por no dejarme caer, por la paciencia durante cada paso que di.*

*A mi abuelo, Iván, mi inspiración día a día, la persona que supo tomar el rol de padre cuando más lo necesité, quien me enseñó con el ejemplo que puedo ser todo lo que me proponga. A mi abuela, Rosa, quien siempre ha tenido las palabras correctas para ayudarme a seguir adelante.*

*A mis hermanas, Daniela, Anahí, mis pilares.*

**Angélica Belén Bravo Ortega**

## **AGRADECIMIENTOS**

*Comienzo por agradecer a mi mamá, Mónica, pues ella me ha sacado adelante desde siempre, me ha mostrado el camino correcto, fue quien me ayudó cuando todo parecía perdido. El día de hoy soy una mujer y profesional gracias a su gran esfuerzo y paciencia durante todos estos años de estudio y malas noches. También quiero agradecer de manera infinita a mi abuelo Iván Ortega, mi inspiración para convertirme en Ingeniera, así como él, gracias por todos los libros, todas las enseñanzas que compartió conmigo, por siempre luchar junto a mi para salir adelante, velando por mi bienestar, gracias por siempre. A mi abuela Rosa, la persona que me crio y me formó desde muy pequeña y nunca me ha dejado sola, gracias por estar siempre a mi lado con las palabras perfectas de aliento y apoyo, por siempre darme la bendición todas las mañanas.*

*También, quiero agradecer a mi hermana Daniela, mi confidente, la persona con la que puedo contar para absolutamente todo y siempre tener una palabra y una risa. A mi hermana Anahí, quien me mantiene con los pies sobre la tierra, quien tiene un consejo siempre acorde a la situación y, en los momentos precisos, está a mi lado.*

*A mi primo, Ing. Juan Inga, por ayudarme a centrarme, por ayudarme a entender que sí puedo con todo lo que se me presente, que un tropezón no es caída y que esto no se trata de una competencia sino de alcanzar mis objetivos con paciencia y mucha dedicación.*

*Quisiera agradecer a todas las personas que estuvieron conmigo durante la etapa universitaria, personas con las cuales he logrado formar una amistad y me han ayudado a crecer como persona y como profesional. A mis amigas, quienes estuvieron desde antes de la etapa universitaria y me dieron el apoyo para entrar a estudiar.*

*Finalmente quiero agradecer al Ing. Pablo Méndez por todo el apoyo y sobre todo paciencia para ayudarme a completar este proceso.*

*A la Universidad Politécnica Salesiana por la educación brindada y el apoyo de todos los docentes.*

**Angélica Belén Bravo Ortega**



## **RESUMEN**

Es un hecho que los sistemas de generación distribuida están en aumento, aun sin llegar a un apogeo, incrementando así los problemas técnicos que tendrán que enfrentar las empresas distribuidoras de energía, sin embargo, muchas veces el aspecto económico suele quedar en segundo plano, se puede decir que tiene el mismo peso que el técnico, inyección de energía a la red, nuevas conexiones e implementación de infraestructura son algunos de los problemas a los cuales las empresas distribuidoras tendrán que enfrentarse ante este paradigma nuevo de generación renovable y autoabastecimiento. Este proyecto tiene como objetivo el estudio técnico, prioritariamente la factibilidad de implementación de dichos proyectos en la red de distribución de la CENTROSUR, posterior al estudio de factibilidad se realiza un estudio económico con el cual se podrá vislumbrar escenarios de impacto económico desde el punto de vista de la empresa distribuidora de la región. Los datos que se analizan son datos reales de clientes de la empresa eléctrica, esto para optar por una mayor precisión en los resultados obtenidos, sin embargo, los nombres de los clientes serán suplantados por nombres genéricos, para así conservar la privacidad de estos. Los resultados técnicos fueron convincentes y dan un paisaje alentador de cara al incremento de estas tecnologías, así no fueron muy alentadoras las conclusiones económicas, con lo cual a priori la empresa eléctrica se deberá plantear nuevas herramientas para afrontar los tiempos futuros con estas nuevas tecnologías.

## **ABSTRACT**

It's a well-known fact that the Distributed Generation Systems are increasing, even without reaching a peak but increasing the technical problems that energy distribution companies will face, however, many times the economic aspect tends to remain on the background, but we can say that it has the same importance that the technical aspect. The injection of energy to the network, new networks and implementation of infrastructure are some of the problems that distribution companies will have to face in the face of this new paradigm of renewable generation and self-supply. The objective of this project is the technical study, primarily the feasibility of implementing said projects in the distribution network of the CENTROSUR, after the feasibility study, an economic study is carried out with which it will be possible to glimpse impact scenarios. economical from the point of view of the distribution company in the region. The data that is analyzed is real data from clients of the electric company, this to opt for greater precision in the results obtained, however, the names of the clients will be supplanted by generic names, to preserve their privacy. The technical results were convincing and provided an encouraging landscape for the increase in these technologies, so the economic conclusions were not very encouraging, with which, a priori, the electric company should consider new tools to face future times with these new technologies.

# INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas las fuentes de energía de origen fósil han ido disminuyendo en el panorama energético ecuatoriano, esto por la implementación de proyectos hidroeléctricos, sin embargo, también han ganado terreno otro tipo de fuentes de energía como lo son los sistemas de generación distribuida, las cuales suelen definirse como plantas de generación de electricidad relativamente pequeñas (menor a 10 MW) [1].

En América Latina, las energías renovables ya han dado pasos importantes para su inserción en los escenarios energéticos. Se puede aseverar que aún están en una etapa prematura en capacidad instalada. Todo parece indicar que la curva de crecimiento exponencial que se estima y se ha visto reflejada en otros países está a punto de ocurrir en esta región. Por lo que se puede decir que en el mediano plazo se podrá ver una masiva instalación de tecnologías no convencionales de generación distribuida [2].

Actualmente, el abastecimiento energético en el Ecuador se basa en fuentes de generación eléctrica de origen fósil (48,72%) y energía de fuente renovable (49,67%). Dentro de estas últimas, la de mayor participación es la de tipo hidráulica (47,68%). Las energías renovables provenientes de generación fotovoltaica representan apenas el 0,15%, siendo un valor incipiente. En Ecuador, no se dispone de información relacionada con paneles fotovoltaicos que se puedan considerar para realizar proyectos de micro generación distribuida, la mayoría de proyectos de micro generación son de potencia instalada de valores comprendidos entre 0,37 MW y 1 MW, siendo la gran mayoría de centrales cercanas a este último valor [1] [2].

Aunque aún es un poco temprano para vislumbrar si el escenario ecuatoriano frente a las nuevas tecnologías de GD (generación distribuida) será favorable para los clientes (de las empresas distribuidoras), se analizarán experiencias internacionales para inferir si estas tecnologías están teniendo acogida y difusión positiva a fin proyectar si una situación similar puede replicarse en el país. Así pues, es necesario observar el comportamiento de crecimiento de los SGDA (sistemas de generación distribuida y almacenamiento) en otros países para predecir lo que pasará a lo largo de los años.

El impacto que actualmente tienen los clientes con sistemas de autoabastecimiento a nivel de la red de distribución y sobre el proceso comercial no es un tema de preocupación para las empresas distribuidoras, sin embargo, lo podría serlo en un mediano plazo, por lo cual es oportuno realizar simulaciones que permitan observar y pronosticar los impactos técnicos y económicos a los que se enfrentarán las empresas distribuidoras de energía en el mediano y largo plazo.

Los usuarios finales que adopten sistemas de generación distribuida pueden beneficiarse de algunas ventajas que pueden considerarse como incentivos para la implementación de estas tecnologías. Algunas de estas ventajas incluyen:

- Incremento de la confiabilidad

- Mejora en la calidad de energía
- Reducción del número de interrupciones del servicio
- Menor costo de energía

Estas ventajas son especialmente atractivas para las industrias y comercios, lo que crea un escenario interesante para los mismos que podrían beneficiarse significativamente con la adopción de estas tecnologías [3].

De igual manera, las industrias y comercios que lleguen a adoptar estas tecnologías pueden ocasionar un impacto significativo en la economía de las empresas distribuidoras pues estos clientes, aunque minoritarios en cantidad, representan una demanda de energía y potencia importante lo cual se traduce en las cuentas que generan mayores ingresos para la Empresa.

# ÍNDICE GENERAL

## Contenido

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR.....	¡Error! Marcador no definido.
CERTIFICACIÓN .....	¡Error! Marcador no definido.
DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD .....	¡Error! Marcador no definido.
RESUMEN .....	6
ABSTRACT.....	7
INTRODUCCIÓN .....	8
ÍNDICE GENERAL .....	10
ÍNDICE DE FIGURAS.....	13
ÍNDICE DE TABLAS .....	15
1. OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN .....	17
1.1. Operación de la Red de Distribución .....	17
1.1.1. Cargas en la Red de Distribución .....	18
1.2. Estructura de los sistemas de distribución.....	18
1.2.1. Análisis de los estados de la red .....	20
1.2.2. Pérdidas de Energía .....	20
1.3. Indicadores de confiabilidad de la red de distribución.....	20
1.3.1. Índices de control del servicio técnico – Subetapa 1 .....	21
1.3.1.1. FMIK.....	21
1.3.1.2. TTIK .....	21
1.3.1.3. Límites establecidos.....	21
1.3.2. Índices de control del servicio técnico – Subetapa 2.....	21
1.3.2.1. FAIc .....	22
1.3.2.2. DAic.....	22
1.3.2.3. Límites establecidos.....	22
2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CENTROSUR .....	22
2.1. Alimentadores Urbanos y Rurales.....	23
2.2. Confiabilidad de los alimentadores .....	24
3. REGULACIONES Y MARCO NORMATIVO VIGENTE.....	25
3.1. Regulación ARCERNR01/21 - Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica .....	25
3.2. Regulación ARCERNR 02/21 - Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación .....	27
3.2.1. Proyectos con Demanda Regulada .....	27

3.2.2. Proyectos para la venta de grandes consumidores.....	28
3.2.3. Proyectos para la venta de demanda regulada.....	28
3.3. Pliego Tarifario .....	28
3.3.1. Categoría Residencial .....	29
3.3.2. Categoría General .....	30
3.4. CONCLUSIONES .....	30
4. ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CENTROSUR .....	31
4.1. Diagnóstico preliminar del sistema de distribución .....	31
4.1.1. Cargabilidad de la red de distribución y perfiles de tensión.....	31
4.1.1.1. Perfil de tensión de la S/E 04:.....	35
4.1.1.2. Perfil de tensión de la S/E 07:.....	35
4.1.2. Tipos de cargas existentes en el sistema de distribución.....	36
4.2. Planteamiento de escenarios de análisis técnico .....	37
4.2.1. Alimentador 0722 .....	37
4.2.2. Alimentador 0421 .....	37
4.2.3. Escenario 1 .....	38
4.2.4. Escenario 2 .....	39
4.3. Resultados de escenarios planteados por simulaciones.....	39
4.3.1. Resultados de las simulaciones del escenario 1.....	41
4.3.1.1. Mayor Sobretensión escenario 1 en todos los casos. ....	41
4.3.1.2. Potencia total de paso escenario 1 en todos los casos.....	42
4.3.1.3. Factor de potencia escenario 1 en todos los casos. ....	42
4.3.1.4. Pérdidas totales escenario 1, todos los casos. ....	43
4.3.2. Resultados de las simulaciones del escenario 2.....	44
4.3.2.1. Mayor Sobretensión escenario 2, todos los casos.....	44
4.3.2.2. Potencia total de paso escenario 2, todos los casos. ....	44
4.3.2.3. Factor de potencia escenario 2, todos los casos.....	45
4.3.2.4. Pérdidas totales escenario 2, todos los casos. ....	45
4.4. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS TÉCNICO .....	46
5. ANÁLISIS COMERCIAL Y EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA CENTROSUR.....	48
5.1. INTRODUCCIÓN AL PROCESO DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA.....	48
5.1.1. Estructura de la tarifa de medio voltaje .....	48
5.1.1.1. Rubros que se facturan en la tarifa general de medio voltaje con demanda ....	48

5.1.1.2. Rubros que se facturan en la tarifa general de medio voltaje con registrador de demanda horaria diferenciada para consumidores industriales .....	48
5.2. INGRESO ECONÓMICO GENERADO POR EL SUMINISTRO ELÉCTRICO .....	49
5.2.1. Ingreso actual por energía (Por Banda Horaria).....	49
5.2.1.1. Demanda horaria.....	49
5.2.1.2. Demanda horaria diferenciada .....	50
5.3. ANÁLISIS DEL EFECTO DEL CRECIMIENTO DE PROYECTOS DE GD SOBRE EL INGRESO ECONÓMICO POR COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA.....	51
5.3.1. Caso de análisis Planta Solar Provefrut.....	51
5.3.2. Potencia Máxima de Instalación de SGDA .....	52
5.3.3. Estudio de cliente particular de la CENTROSUR.....	52
5.3.3.1 Características Energéticas para caso de estudio .....	54
5.3.4. Ejemplo de facturación de un cliente con demanda horaria diferenciada con SGDA .....	57
5.3.4.1. Impacto Por Demanda Energética .....	58
5.3.4.2. Primer mes de estudio.....	59
5.3.4.3. Segundo mes de estudio.....	60
5.3.4.4. Plantilla completa de 25 meses de facturación .....	60
5.3.4.5. Simulación de facturación por energía del cliente 4 con SGDA proyectado de 300 kW.....	62
5.3.4.6. Simulación de facturación por potencia del cliente 4 con SGDA proyectado de 300 kW.....	63
5.3.4.7. Simulación de facturación total del cliente 4 con SGDA proyectado de 600 kW.....	65
5.3.5. Proyección de crecimiento de la generación distribuida .....	67
5.3.6. Impacto económico según la proyección de crecimiento de los SGDA.....	69
5.3.6.1. Escenario Pesimista .....	70
5.3.6.2. Escenario Medio .....	71
5.3.6.3. Escenario Optimista .....	71
5.4. COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN .....	71
5.5. CONCLUSIONES DE LA PARTE COMERCIAL DEL PROYECTO.....	75
CONCLUSIONES GENERALES.....	75
Recomendaciones .....	76
Referencias.....	78

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica Tomado de la Corporación Financiera Nacional .....	17
Figura 1.2. Sistema de red radial Tomado de Electrificadora del Meta S.A E.S.P .....	19
Figura 1.3. Sistema de red en malla Tomado de Electrificadora del Meta S.A E.S.P .....	19
Figura 2.1. Área de Concesión .....	24
Figura 3.1. Esquema del intercambio de energía. Tomado de la página oficial de ARCONEL.....	27
Figura 4.1. Perfil de tensión del alimentador 04 Parque industrial .....	35
Figura 4.2. Perfil de tensión del alimentador 07 Ricaurte.....	35
Figura 4.3. Energía consumida por tipo de carga.....	36
Figura 4.4. Topología eléctrica del Alimentador 722 .....	37
Figura 4.5. Ubicación del Alimentador 421 .....	38
Figura 4.6. Mayores casos de sobrevoltaje de los casos del escenario 1 en porcentaje.....	41
Figura 4.7. Potencia total de paso en nodo 0 de los casos del escenario 1 .....	42
Figura 4.8. Factor de potencia medido en nodo 0 de los casos del escenario 1 -1 .....	42
Figura 4.9. Factor de potencia medido en nodo 0 de los casos del escenario 1 -2 .....	43
Figura 4.10. Pérdidas totales aguas abajo del nodo 0 de los casos del escenario 1 .....	43
Figura 4.11. Mayores casos de sobrevoltaje de los casos del escenario 2 .....	44
Figura 4.12. Potencia total de paso en nodo 0 de los casos del escenario 2.....	44
Figura 4.13. Factor de potencia medido en nodo 0 de los casos del escenario 2.....	45
Figura 5.1. Ingresos de la empresa eléctrica CENTROSUR por demanda horaria Datos facilitados por DICO.....	50
Figura 5.2. Ingresos de la empresa eléctrica CENTROSUR por demanda horaria diferenciada. Datos facilitados por DICO.....	51
Figura 5.3. Trabajadores de la empresa Provefrut frente a la planta solar [10] .....	52
Figura 5.4. Comportamiento del consumo energético mensual del año 2021 del cliente 4.....	53
Figura 5.5. Comportamiento de la demanda máxima por mes en 2021 del cliente 4.....	53
Figura 5.6. Comportamiento de demanda mensual del cliente 4. ....	54
Figura 5.7. Comportamiento de demanda de un día laboral del cliente 4. ....	55
Figura 5.8. Comportamiento de demanda de un día laboral del cliente 4 frente a la generación de un SGDA de 300 kW.....	56
Figura 5.9. Comportamiento de demanda de un día laboral del cliente 4 menos la generación de un SGDA de 650 kW.....	56
Figura 5.10. Comportamiento de demanda de un día no laboral del cliente 4 frente a la generación de un SGDA de 300 kW.....	56
Figura 5.11. Comportamiento de demanda de un día no laboral del cliente 4 menos la generación de un SGDA de 300 kW.....	57
Figura 5.12. Comparación de energías consumidas versus generadas en un año.....	61



Figura 5.13. Comportamiento del promedio mensual de irradiancia .....	62
Figura 5.14. Comparación de la demanda máxima durante 2021 .....	64
Figura 5.15. Comportamiento de demanda de un día no laboral del cliente 4 frente a la generación de un SGDA de 600 kW .....	65
Figura 5.16. Historial de adopción de sistemas fotovoltaicos en Alemania. [11] .....	68
Figura 5.17. Tasa de crecimiento en horizonte temporal. [11] .....	68
Figura 5.18. Proyección de crecimiento de SGDA fotovoltaicos privados industriales hasta 2033. [11] .....	69
Figura 5.19. Proyección de energía generada en un mes promedio por SGDA privadas industriales en 2033.....	70
Figura 5.20. Comparación de compra y venta de energía por CENTROSUR de un día promedio.	72
Figura 5.21. Comparación de compra y venta de energía por CENTROSUR diciembre 2021. ....	73
Figura 5.22. Comparación de costos para la diferencia de energía demandada y generada por SGDA .....	74

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Energía y pérdidas correspondientes al mes de agosto de 2022 Tomado de la página oficial de la CENTROSUR .....	20
Tabla 1.2. Límites establecidos para FMIK y TTIK.....	21
Tabla 1.3. Límites establecidos para FAIc y DAIC.....	22
Tabla 2.1. Balance de energía en el sistema de distribución, periodo 2012-2021.....	23
Tabla 3.1. Definiciones del pliego tarifario Tomada del Pliego Tarifario.....	29
Tabla 4.1. S/E bajo pertenencia de la CENTROSUR.....	32
Tabla 4.2. Transformadores de cada S/E de la CENTROSUR .....	33
Tabla 4.3. Líneas de subtransmisión de las S/E de la CENTROSUR.....	34
Tabla 4.4. Tipos de cargas reconocidas por Empresa Eléctrica Regional Centro-Sur Datos obtenidos de la página oficial de la CENTROSUR.....	36
Tabla 4.5. Alteración de potencias de instalación de los SGDA para los casos estudiados del escenario 1 .....	39
Tabla 4.6. Alteración de potencias de instalación de los SGDA para los casos estudiados del escenario 2 .....	39
Tabla 5.1. Detalles de valores y periodos para clientes generales industriales con demanda.....	49
Tabla 5.2. Detalles de valores y periodos para clientes generales industriales con demanda horaria diferenciada .....	49
Tabla 5.3. Detalles de bandas horarios en pliego tarifario.....	49
Tabla 5.4. Resumen energético del cliente 4 del año 2021 .....	53
Tabla 5.5. Tabla de porcentajes de energía generada por horario .....	58
Tabla 5.6. Tabla para facturación de un cliente con demanda horaria diferenciada con SGDA mes 1 .....	59
Tabla 5.7. Tabla para facturación de un cliente con demanda horaria diferenciada con SGDA mes 2 .....	60
Tabla 5.8. Tabla resumen de un cliente con demanda horaria diferenciada con SGDA de 25 meses .....	60
Tabla 5.9. Tabla de planilla de facturación de demanda horaria diferenciada para el cliente 4 con SGDA .....	63
Tabla 5.10. Tabla de facturación del cliente 4 simulando un SGDA de 300 kW .....	63
Tabla 5.11 Tabla valores por demanda máxima con SGDA del año 2021.....	64
Tabla 5.12 Tabla comparativa de facturación real del cliente 4 .....	64
Tabla 5.13. Tabla resumen del cliente 4 simulando un SGDA de 600 kW.....	65
Tabla 5.14. Tabla de planilla de facturación de demanda horaria diferenciada para el cliente 4 con SGDA de 600 kW.....	66
Tabla 5.15 Tabla comparativa de facturación real del cliente 4 con los casos de estudio .....	66
Tabla 5.16. Tabla de planilla de facturación global de demanda horaria diferenciada con SGDA de escenario pesimista.....	70

Tabla 5.17. Tabla de planilla de facturación global de demanda horaria diferenciada con SGDA de escenario medio .....	71
Tabla 5.18. Tabla de planilla de facturación global de demanda horaria diferenciada con SGDA de escenario optimista .....	71

# 1. OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

## 1.1. Operación de la Red de Distribución

Las redes de distribución forman una gran parte de los sistemas de potencia, esto ya que toda la potencia que se genera se debe distribuir entre los usuarios que se encuentran dispersos en grandes territorios. Debido a la gran área geográfica que se debe cubrir, el sistema de distribución posee una infraestructura que posibilite atender una gran cantidad y variedad de cargas [4].

**De manera general, un sistema de distribución puede ser segmentado de la siguiente manera:**

- a) **Subestación principal de potencia:** Recibe la potencia del sistema de transmisión y modifica el nivel de voltaje a valores adecuados para la fase de subtransmisión.
- b) **Sistema de subtransmisión:** Se refieren a las líneas que parten de una S/E (subestación) principal para alimentar a otras S/E de distribución.
- c) **Subestación de distribución:** Encargada de recibir la potencia de los circuitos de subtransmisión y modificar el nivel de voltaje a valores adecuados para la fase de distribución primaria.
- d) **Alimentadores primarios:** Circuitos que parten desde las barras de las S/E de distribución y llevan el flujo de potencia hacia los transformadores de distribución. Poseen una considerable extensión geográfica y elevada densidad de carga eléctrica.
- e) **Transformadores de distribución:** Estaciones de transformación que permiten reducir el voltaje del alimentador primario al voltaje adecuado para que sea distribuido hacia la red de bajo voltaje.
- f) **Circuitos Secundarios:** Redes de bajo voltaje que distribuyen la energía eléctrica desde los terminales secundarios del transformador hasta las instalaciones eléctricas de los consumidores finales del servicio eléctrico.

Esto se puede visualizar de mejor manera en la Figura 1.1.

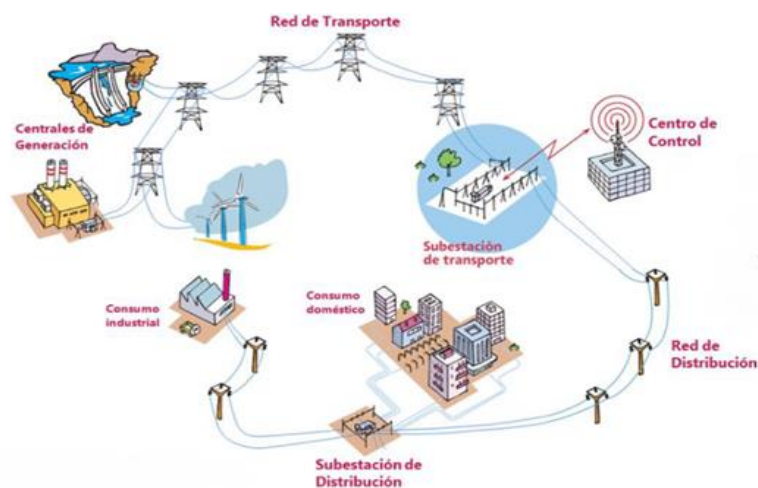


Figura 1.1. Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica  
Tomado de la Corporación Financiera Nacional

### 1.1.1. Cargas en la Red de Distribución

Las cargas eléctricas son el punto de partida para la solución de problemas técnicos y económicos que se puedan dar en la ejecución de proyectos de redes de distribución. La carga puede ser definida como la cantidad de consumo de potencia por parte de clientes conectados a la red. Las cargas pueden clasificarse de la siguiente forma[4]:

- a) **Residencial:** Dentro de este tipo están urbanas y rurales, debido a esto la carga residencial posee una gran cantidad de terreno por cubrir lo cual hace que la electrificación no resulte económica. Los sectores rurales tienen gran distancia desde un punto de conexión a otro, por lo cual no existen muchos clientes conectados a la red y se utiliza un sistema de distribución monofásico.
- b) **Comercial:** Centros y edificios comerciales que tienen una densidad mayor de carga.
- c) **Industrial:** Pequeñas y grandes industrias que pueden llegar a tener grandes potencias y por tanto también grandes caídas de voltaje.

También se refiere al pico de la demanda diversificada, en áreas residenciales y rurales este pico se considera desde los transformadores de la S/E de la distribución y en áreas comerciales e industriales desde el transformador de distribución.

### 1.2. Estructura de los sistemas de distribución

En un concepto más amplio, se puede decir que existen dos tipos fundamentales de sistemas de distribución: radiales y mallados. Figuras 1.2. y 1.3.

Un sistema radial es aquel que tiene un solo camino igual al paso de la potencia hacia la carga mientras que un sistema mallado tiene un camino con ramas redundantes para el paso del flujo de potencia.

En la Figura 1.2 se puede ver un sistema de red de tipo radial, la alimentación se encuentra únicamente en uno de sus extremos dando lugar así a un camino único desde la fuente o generación de potencia hasta las cargas. Estos arreglos tienen como ventaja su bajo costo y simplicidad, por el contrario, una falla en este tipo de sistemas deja fuera de servicio a varios usuarios y por tanto un nivel de confiabilidad reducido.

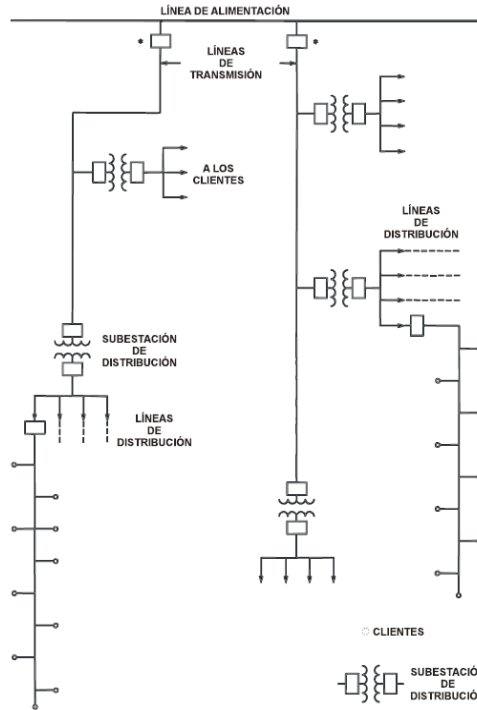


Figura 1.2. Sistema de red radial  
Tomado de Electricadora del Meta S.A E.S.P

Por otra parte, en la Figura 1.3. se puede observar un sistema de tipo mallado.

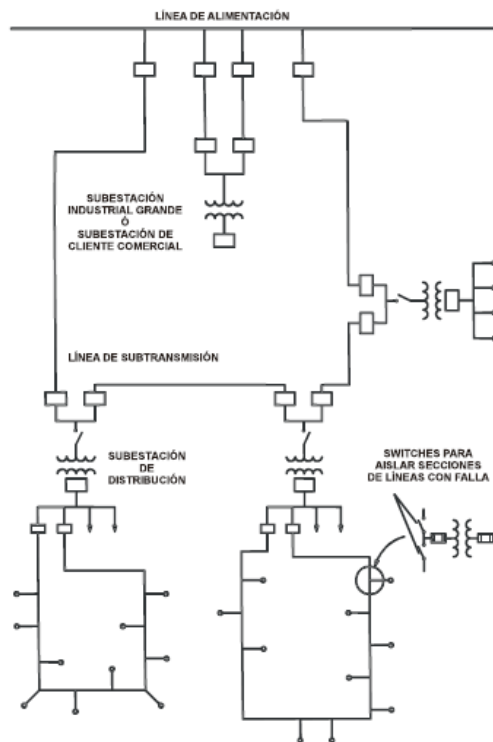


Figura 1.3. Sistema de red en malla  
Tomado de Electricadora del Meta S.A E.S.P

### 1.2.1. Análisis de los estados de la red

Para tener un mejor panorama del funcionamiento de la red eléctrica de la CENTROSUR, se realizó un análisis de los estados de la misma tomando como muestra los datos de julio y agosto de 2022.

Durante estos meses, las S/E que han presentado un mayor consumo han sido la S/E 5 con un promedio de demanda de energía de 16,7 GWh/mes (17,7%) y la S/E 4 con un promedio de 15,3 GWh/mes (16,3%) respecto del total de la energía demandada por toda red de distribución de CENTROSUR.

También es importante mencionar que los alimentadores que presentaron mayor consumo durante estos periodos fueron el alimentador 0422 y el 0722 en el mes de julio mientras que el 0421 y 1424 presentaron mayor consumo en el mes de agosto. Por estas razones los alimentadores elegidos para poder realizar el estudio fueron el 0421 y 0722.

### 1.2.2. Pérdidas de Energía

Para el cálculo del balance energético, CENTROSUR realiza simulaciones en los softwares de análisis DigSilent y CYMDIST, este análisis se efectúa generalmente tomando datos de dos meses consecutivos y se reparte de manera proporcional al número de días dentro de estos meses. Según esto, las pérdidas de energía sumaron un total de 7.092 MWh en donde las pérdidas técnicas fueron de 6.629 MWh y las no técnicas de 464 MWh.

La energía disponible de la CENTROSUR corresponde a los clientes regulados pero la energía total abarca el consumo de los terceros. Los valores se detallan en la Tabla 1.1.

*Tabla 1.1. Energía y pérdidas correspondientes al mes de agosto de 2022  
Tomado de la página oficial de la CENTROSUR*

<b>Sistema</b>	<b>Unidad</b>	<b>Disponible</b>	<b>Consumo</b>	<b>Pérdidas Totales</b>	<b>Pérdidas Técnicas</b>	<b>No Técnicas</b>
<b>CENTROSUR</b>	MWh	102,739	95,647	7,092	6,629	464
	%	100	93,1	6,9	6,45	0,45
<b>TOTAL SISTEMA</b>	MWh	107,506	100,414	7,092	6,629	464
	%	100	93,4	6,6	6,17	0,43

### 1.3. Indicadores de confiabilidad de la red de distribución

Una de las obligaciones de las empresas distribuidoras es cumplir con la entrega de un nivel de voltaje que esté dentro de los límites establecidos la norma vigente de la, la cual especifica en la La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) Regulación 002/20 *Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*” en donde se lee lo siguiente:

“La calidad del servicio técnico prestado se evalúa sobre la base de la frecuencia y la duración total de Interrupción”

De forma adicional, el control de calidad se divide en dos etapas

Sub-etapa 1: Se realizan controles en función a índices globales TTIK (persistencia de las interrupciones) y FMIK (cantidad de interrupciones).

Sub-etapa 2: Los indicadores se calculan a nivel del consumidor, esto representa el número y duración de las interrupciones de cada consumidor de la empresa de distribución.

Las empresas distribuidoras deben presentar anualmente informes al ARCERNNR indicando los resultados de los índices de control pertinentes.

### **1.3.1. Índices de control del servicio técnico – Subetapa 1**

Dentro de esta etapa no se consideran las interrupciones generadas por la red de bajo voltaje sólo las fallas o salidas de servicio del centro de transformación de medio o bajo voltaje al que pertenezcan [5] [6].

#### **1.3.1.1. FMIK**

Por sus siglas es Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal instalado, esto en un periodo generalmente de un año, representa la cantidad de veces que en promedio el KVA instalado tuvo una interrupción en el servicio.

#### **1.3.1.2. TTIK**

Por sus siglas es el Tiempo Total de Interrupciones por KVA nominal instalado, en un periodo generalmente de un año, esto representa el tiempo promedio en el cual el KVA instalado no tuvo servicio por completo.

#### **1.3.1.3. Límites establecidos**

Los límites que se establecen en la regulación y aplicables para la Subetapa 1 se pueden ver en la Tabla 2:

*Tabla 1.2. Límites establecidos para FMIK y TTIK  
Datos obtenidos de ARCONEL*

Índice	Límite FMIK	Límite TTIK
Red	4.0	5.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

### **1.3.2. Índices de control del servicio técnico – Subetapa 2**

En esta etapa se analiza la calidad del servicio técnico desde la perspectiva del consumidor, la empresa distribuidora debe contar con los equipos que permitan la gestión y control de la red en su totalidad para poder realizar el control de calidad.



### 1.3.2.1. FAIc

Por sus siglas es la Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores, nos indica la cantidad de interrupciones que han afectado al consumidor “c” durante un periodo generalmente de un año.

### 1.3.2.2. DAIC

Por sus siglas es la Duración de las Interrupciones por Consumidor, esto nos muestra una suma completa de las duraciones individuales de las interrupciones que ha tenido el consumidor “c”.

### 1.3.2.3. Límites establecidos

Los límites que se establecen en la regulación y aplicables para la Subetapa 1 se pueden ver en la Tabla 3:

*Tabla 1.3. Límites establecidos para FAIc y DAIC  
Datos tomados de ARCERNR*

<b>Índice</b>	<b>Límites FAIc</b>	<b>Límites DAIC</b>
Consumidores en AV	6.0	4.0
Consumidores en MV	8.0	12.0
Consumidores en MV Rural	10.0	24.0
Consumidores en BV Urbano	10.0	16.0
Consumidores en BV Rural	12.0	36.0

## 2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CENTROSUR

La configuración del sistema de distribución utilizado por CENTROSUR en el área urbana es parcialmente anillada, funcionando a través de interconexiones entre alimentadores de una subestación (S/E), que enlazan a alimentadores de la misma S/E o de otras S/E.

Actualmente, el sistema primario de distribución opera con tres niveles de voltaje: 6,3 kV para redes subterráneas, como en el centro de Cuenca; 13,8 kV que se emplea en la provincia de Morona Santiago; y 22 kV se utiliza en redes aéreas tanto en zonas rurales como urbanas.

El sistema secundario de distribución está compuesto por valores de voltaje de 220-217V para transformadores trifásicos y 240-120V para sistemas con transformadores monofásicos.

Tabla 2.1. Balance de energía en el sistema de distribución, periodo 2012-2021  
Tomado de la página oficial de la CENTROSUR

Año	Disponible en el Sistema (GWh)	Consumo de Energía de Consumidores (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)
2012	18.720,95	16.174,89	2.546,06	1.606,80	939,26	13,60
2013	19.537,75	17.072,49	2.465,26	1.641,35	823,91	12,62
2014	20.927,65	18.337,56	2.590,09	1.738,73	851,37	12,38
2015	21.995,11	19.330,74	2.664,37	1.801,78	862,59	12,11
2016	22.042,28	19.351,34	2.690,94	1.786,48	904,46	12,21
2017	22.788,39	20.170,27	2.618,13	1.664,54	953,59	11,49
2018	23.745,74	21.040,45	2.705,29	1.668,58	1.036,71	11,39
2019	24.881,01	21.895,70	2.985,31	1.737,67	1.247,65	12,00
2020	24.716,37	21.556,06	3.160,31	1.698,45	1.461,86	12,79
2021	26.450,77	22.996,15	3.454,62	1.726,47	1.728,14	13,06

## 2.1. Alimentadores Urbanos y Rurales

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), en la Regulación 017-2020, ha clasificado los alimentadores de la siguiente manera, considerando la relación entre la potencia total instalada y la longitud del alimentador:

Baja densidad:  $TA < 50$

Alta densidad:  $TA > 50$

Los alimentadores clasificados como de alta densidad se utilizan en la parte urbana de la ciudad, y pueden ser aéreos o subterráneos. Su diseño debe permitir conexiones y transferencias con otros alimentadores, ya sea dentro de la misma subestación (S/E) o con otras subestaciones, para garantizar el servicio y la continuidad del suministro.

Los alimentadores clasificados como de baja densidad se utilizan en la zona rural de la ciudad. En este caso, existe una mayor distancia entre los puntos de conexión, por lo que se toma en consideración la caída de tensión como parámetro de diseño, priorizándola sobre la demanda.

Es importante destacar que el texto ha sido ligeramente modificado para mejorar la redacción y la claridad del mensaje.

## 2.2. Confiabilidad de los alimentadores

La CENTROSUR, dispone de un área de concesión comprendida entre las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago como se puede observar en la Fig. 2.1. La ciudad de Cuenca cuenta actualmente con 17 S/E entre las cuales se encuentran la S/E 07 Ricarte y 04 Parque Industrial. La identificación de las S/E s realiza por el número de dígitos que tiene cada una, también se dispone de un número de alimentadores primarios los cuales se encargan de transportar la energía demandada y se identifican de la siguiente manera:

### Alimentador 0722

07—Número de la S/E a la que pertenece el alimentador.

2 – Nivel de voltaje que utiliza el alimentador en el cual 0 se usa para 6.3kV, 1 para 13.8 kV, 2 para 22 kV.

2 – Número de posición dentro de la S/E del alimentador.

### Alimentador 0421

04—Número de la S/E a la que pertenece el alimentador.

2 – Nivel de voltaje que utiliza el alimentador en el cual 0 se usa para 6.3kV, 1 para 13.8 kV, 2 para 22 kV.

1 – Número de posición dentro de la S/E del alimentador.



Figura 2.1. Área de Concesión  
Tomado de la página oficial de la CENTROSUR

### **3. REGULACIONES Y MARCO NORMATIVO VIGENTE**

En el año 2021 la Agencia de Regulación y Control del Sector Eléctrico emitió las regulaciones ARCERNNR 01/21 y ARCERNNR 02/21, documentos que norman las condiciones técnicas y comerciales de los proyectos de autoabastecimiento de energía para clientes regulados y empresas de generación eléctrica [7] [8].

De acuerdo con la LOSPEE (Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica), se debe considerar la modernización de las redes eléctricas en cuanto a la generación distribuida. Por esto en su Artículo 26 establece: "...la electricidad producida con recursos renovables de energía contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por la ARCONEL."

"Art. 3: Define a la Generación Distribuida como pequeñas centrales de generación instaladas cerca del consumo y conectadas a la red de la distribuidora."

Art. 24: Establece que los usuarios finales, previa calificación, podrán instalar sistemas de generación a partir de Energía Renovable No Convencional - ERNC para su autoabastecimiento, y podrán vender eventuales excedentes a la Distribuidora correspondiente, observando las condiciones técnicas y comerciales que se establezcan en la normativa que para el efecto emita la ARCERNNR.

#### **3.1. Regulación ARCERNNR01/21 - Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica**

Entre la caracterización para la generación distribuida se establece que la potencia nominal a ser utilizada no puede ser mayor a 1MW, el SGDA (Sistema de Generación Distribuida para Auto-abastecimiento) puede o no contar con un sistema de almacenamiento de energía. Las instalaciones de los SDGA pueden ser de dos tipos: Carga del consumidor ubicado en el mismo inmueble o predio; y carga o demanda del consumidor ubicada en diferentes predios o inmuebles pero conectadas a través de la red de distribución [7].

Dentro de la regulación se deben establecer disposiciones para el proceso que habilita la conexión, instalación y operación de los sistemas de generación distribuida las cuales están basadas en fuentes de energía renovable y tienen la finalidad de autoabastecerse. Esto puede ser utilizado para consumidores que instalen u operen con SGDA y estén conectadas a la red de distribución de las Empresas Eléctricas Distribuidoras.

El alcance de la regulación toma en cuenta varios puntos para el autoabastecimiento de consumidores regulados. Se debe considerar las características y la modalidad en las cuales se instalará el SGDA todo esto conlleva un proceso y abarca una serie de requisitos entre los cuales se debe tomar en cuenta desde el punto de conexión, facturación, medición, la habilitación del sistema hasta el tratamiento comercial que va a tener la misma. Asimismo, en caso de infracciones por parte de clientes o la Empresa Distribuidora tales como omisiones al proceso o violaciones de plazos, la regulación establece sanciones.

La factibilidad de conexión de estos sistemas establece dos categorías, la primera categoría es en bajo voltaje, este proceso se considera más simplificado y puede durar hasta 15 días, las potencias nominales establecidas son [7]:

- Menores o iguales a 10 kW (monofásica)
- Menores o iguales a 20 kW (bifásica)
- Menores o iguales a 30 kW (trifásica).

El segundo caso se da cuando los valores de voltajes de conexión son diferentes, este proceso necesita un mayor detalle por lo cual tiene un plazo mayor de hasta 45 días. En la factibilidad se establecen las adecuaciones que van a ser necesarias realizar en la red de distribución, esto lo debe realizar el proponente del proyecto y de esta manera tener el punto correcto para la instalación del SGDA. Posterior a lo antes mencionado se debe presentar un esquema de conexión y todas las condiciones de operación.

En cuanto a la medición de la energía consumida y generada, será la Empresa Distribuidora la encargada del proceso requerido a través de la instalación y uso de medidores bidireccionales. Los puntos mencionados en la factibilidad son los que permiten a un consumidor ser habilitado para operar un SGDA, adicional a esto se debe considerar la ubicación en donde está el inmueble. El proyecto debe contar con una memoria técnica en donde se especifiquen características como las dimensiones, especificaciones técnicas, diagramas unifilares y, en caso de que se requiera, el diseño para adecuaciones u obras nuevas. En todos los procesos a realizarse previo a la instalación, tanto el proponente como la Empresa Distribuidora deben estar involucrados.

El intercambio de energía se dará de manera que la Empresa Distribuidora realizará cada mes el balance de la energía entregada y la energía que ha sido consumida, En caso de que exista un remanente positivo se considera como un crédito energético para el consumidor y en caso de que sea un remanente negativo se realiza la facturación al consumidor según lo establecido en el pliego tarifario.

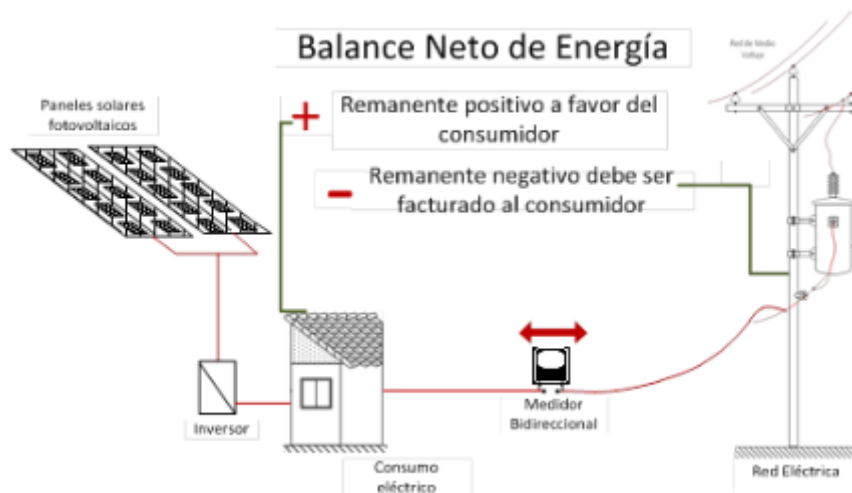


Figura 3.1. Esquema del intercambio de energía.  
Tomado de la página oficial de ARCONEL

### 3.2. Regulación ARCERNR 02/21 - Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación

La caracterización de las centrales de generación establece que la potencia nominal instalada debe estar comprendida en un rango un mínimo de 100 kW hasta un máximo de 10 MW [8].

El objetivo principal de esta Regulación es establecer las condiciones técnicas y comerciales referidas al desarrollo y operación de CGD (Centrales de Generación Distribuida) que sean propiedad de empresas habilitadas para esta actividad. Las entidades que pueden acogerse a la normativa son aquellas que instalen, operen y administren CGD.

Dentro de la Regulación se encuentran los lineamientos generales y cómo se debe proceder con la solicitud para realizar cada fase del proceso. La persona jurídica que va a realizar el proceso debe primero estar habilitada para el mismo, posterior a eso se sigue con los requisitos, evaluación y otorgamiento de la factibilidad de las CGD, dentro de esto se considera la implementación y la operación de las mismas. Un punto muy importante es el tratamiento comercial de la energía que entregarán las CGD a las empresas distribuidoras. También existen sanciones en caso de incumplir los acuerdos por parte del proponente o la empresa distribuidora.

#### 3.2.1. Proyectos con Demanda Regulada

Dentro de la regulación se plantean algunos escenarios:

Dentro de este punto se tiene a empresas públicas con contratos regulados para entrega de energía a todas las empresas distribuidoras estableciéndose cargos que pueden ser de tipo fijo o variable [8].

Por otro lado, se encuentran las empresas privadas, de economía mixta y de economía popular y solidaria, estas empresas tienen dos opciones en donde la primera tiene un contrato regulado que puede ser tramitado en cualquier empresa distribuidora. La segunda opción permite transacciones mediante contratos bilaterales con demanda considerada en el esquema de grandes consumidores.

### **3.2.2. Proyectos para la venta de grandes consumidores**

Dentro de esta categoría se encuentran los usuarios que cuentan con potencias instaladas menores a los 10 MW [8].

Los procesos que se deben seguir son el análisis de la red y la factibilidad de conexión. Una vez que dichos procesos hayan sido realizados y los trámites hayan sido aprobados se pueden tener dos escenarios en donde la generadora tendrá contratos bilaterales por lo tanto el precio de la energía será de libre acuerdo. El segundo caso es en donde la generadora suscribe contratos regulados con las empresas de distribución en los cuales los excedentes deben que ser considerados de acuerdo con el costo horario de la energía en el mercado mayorista.

### **3.2.3. Proyectos para la venta de demanda regulada**

Se realiza un proceso similar en donde la propuesta es entregada a la empresa distribuidora para la evaluación de la calidad del servicio, la reducción de pérdidas, impacto ambiental, técnico, económico, así como también la factibilidad de conexión. Una vez que este proceso es aprobado, se pueden tener dos contratos, el primero es un contrato bilateral con grandes consumidores dentro del cual la medición podría ser negociada entre la distribuidora y el cliente. El segundo contrato es regulado y se lo hace con cualquier empresa distribuidora, es decir, la venta de energía eléctrica la adquiere en su totalidad la distribuidora a la cual se conecta la generación [8].

## **3.3. Pliego Tarifario**

El pliego tarifario está sujeto a disposiciones de la Constitución de la República, la LOSPEE, la Ley Orgánica de Defensa del consumidor y de la Regulación ARCERNNR 006-21 sobre el régimen económico y tarifario para la prestación de servicios públicos de energía eléctrica [9].

Dentro del pliego tarifario se deben considerar varias definiciones las cuales se pueden ver en la Tabla 3.1:



Tabla 3.1. Definiciones del pliego tarifario  
Tomada del Pliego Tarifario

Término	Definición
Consumidor regulado	Persona natural o jurídica que, mediante la suscripción de un contrato de suministro, se beneficia con la prestación del SPEE y del SAPG, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio.
Consumidor regulado comercial	Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza la energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.
Consumidor regulado industrial	Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza la energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos. También se debe considerar dentro de esta definición a los agroindustriales, que transformen productos de la agricultura, ganadería, riqueza forestal y pesca.
Consumidor regulado residencial	Persona natural o jurídica, pública o privada que utiliza la energía eléctrica, exclusivamente, al uso doméstico, es decir, en la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada. Se incluye a los consumidores de escasos recursos económicos y bajos consumos que tienen integrada a su residencia una pequeña actividad comercial o artesanal.
Empresa eléctrica de distribución o distribuidora	Persona jurídica de derecho público cuyo título habilitante le faculta realizar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y alumbrado público general, dentro de su área de prestación del servicio.
Estación de carga rápida	Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza el SPEE, en niveles de medio y/o alto voltaje, para la prestación del servicio de carga rápida de vehículos eléctricos, buses eléctricos y/o similares.
Estacionalidad	Relación de dependencia de la demanda eléctrica de los consumidores regulados de la categoría general, con respecto a los meses de un determinado periodo regidos por las estaciones del año.
Estructura tarifaria	La estructura tarifaria contendrá las definiciones para su aplicación, así como, el diseño de las tarifas eléctricas para la clasificación que defina la ARCERNNR.
Factor de potencia	Es la relación entre la potencia activa, P (kW), y la potencia aparente, S (kVA); siendo un término usualmente utilizado para indicar la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo.
Facturación mensual del SPEE	Es la sumatoria de los rubros económicos facturados por concepto de: consumo de energía, demanda de potencia, pérdidas en transformadores, comercialización y penalización por bajo factor de potencia. Depende de las características del consumidor regulado.
Mes de Consumo	Es el periodo por el cual las distribuidoras facturan el consumo de energía eléctrica a los consumidores regulados (así como los generadores y el transmisor a las distribuidoras). Respecto a los periodos de facturación que están comprendidos entre 28 y 33 días.
Nivel Tarifario	Corresponde a los cargos tarifarios por potencia, energía y comercialización, conforme la estructura definida y aplicada a los consumidores regulados en la facturación mensual. El cargo por potencia estará expresado [USD/kW], el cargo por energía en [USD/kWh] y el cargo por comercialización en [USD/Consumidor].
Consumo de hora base	Corresponde al consumo de energía eléctrica en el periodo comprendido entre 22:00 a 08:00 horas.
Consumo de hora punta	Corresponde al consumo de energía eléctrica en el periodo comprendido entre 18:00 a 22:00 horas.
Consumo de hora media	Corresponde al consumo de energía eléctrica en el periodo comprendido entre 08:00 a 18:00 horas.
Pliego Tarifario	Documento emitido por la ARCERNNR, que contiene la estructura, nivel y régimen tarifario para el SPEE para la aplicación de la distribuidora y cumple con los principios tarifarios establecidos en la normativa vigente.
Potencia contratada	Potencia máxima de las instalaciones de un consumidor, a ser abastecida por las redes de la distribuidora. Esta potencia es incluida dentro del contrato de suministro.

Dentro del pliego se consideran dos estructuras que dependen de las características del consumidor: Residencial y general. De acuerdo a las características del punto de entrega se tienen tres niveles de voltaje: bajo, medio y alto.

La distribuidora es la responsable de la categorización de los clientes dentro de las categorías mencionadas ya que deberá evaluar las características de la carga y el uso de la energía declarada por el consumidor regulado. Cualquier tipo de actualización referente a las características de la carga y el uso de la energía tendrá que ser soportada por un informe técnico de la distribuidora y posteriormente ser informado al consumidor regulado[9].

### 3.3.1. Categoría Residencial

Dentro de esta categoría se incluyen todos los consumidores de uso doméstico, unidades familiares independientemente de la carga conectada. Se incluyen consumidores de bajo



consumo y de escasos recursos, también quienes tienen integrada una actividad pequeña comercial o artesanal.

### **3.3.2. Categoría General**

Dentro de esta categoría se incluyen consumidores con actividades diferentes al uso doméstico como por ejemplo comercio, industria, prestación de servicios públicos y privados, entre otros [9].

## **3.4. CONCLUSIONES**

En conclusión, las redes de distribución son una parte fundamental de los sistemas de potencia, ya que permiten llevar la energía generada a los usuarios dispersos en grandes territorios. El sistema de distribución se compone de diferentes elementos, como S/E de potencia, líneas de subtransmisión, S/E de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución y redes secundarias. Estos elementos trabajan en conjunto para transformar y distribuir la energía eléctrica a los usuarios finales.

Las cargas en la red de distribución pueden ser clasificadas en residenciales, comerciales e industriales, y su magnitud varía dependiendo del tipo de carga y la demanda diversificada. Los sistemas de distribución pueden ser radiales o mallados, siendo los radiales más simples y económicos, pero con la desventaja de dejar fuera de servicio a varios usuarios en caso de una falla. En cuanto a la confiabilidad de la red de distribución, se utilizan indicadores como la frecuencia y duración de las interrupciones para evaluar la calidad del servicio prestado. Estos indicadores se dividen en dos etapas, la primera se enfoca en índices globales de interrupción y la segunda se centra en el análisis a nivel del consumidor.

En el caso específico de la empresa CENTROSUR, su sistema de distribución utiliza una configuración parcialmente anillada y tiene niveles de voltaje en medio voltaje, tanto para redes subterráneas como aéreas. Se clasifican los alimentadores en urbanos y rurales, y se tienen en cuenta la densidad de carga y la caída de tensión en el diseño de estos.

En cuanto a la normativa regulatoria, existen regulaciones que establecen las condiciones técnicas y comerciales de los proyectos de autoabastecimiento de energía para clientes regulados y empresas de generación eléctrica.

Las redes de distribución desempeñan un papel crucial en la distribución de energía eléctrica a los usuarios finales, y su correcto funcionamiento y confiabilidad son fundamentales para garantizar un suministro eléctrico eficiente y de calidad.

## **4. ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CENTROSUR**

### **4.1. Diagnóstico preliminar del sistema de distribución**

La red de distribución de energía eléctrica constituye una parte fundamental del sistema de suministro eléctrico, encargada de transportar la energía desde la S/E de distribución hasta los usuarios finales. En el caso de la CENTROSUR, su área de servicio abarca las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago.

Para asegurar un suministro confiable y eficiente, se requiere una infraestructura compleja de distribución que contempla una extensa red de subtransmisión, compuesta por líneas de alta tensión y torres de distribución, así como S/E distribuidas estratégicamente en diferentes puntos de la red.

Además, se despliegan alimentadores primarios, que son circuitos de media tensión, encargados de llevar la energía desde las S/E hacia los transformadores de distribución. Estos transformadores, a su vez, reducen la tensión para alimentar las redes de bajo voltaje que se extienden por calles y barrios, llegando directamente a los hogares, comercios e industrias.

#### **4.1.1. Cargabilidad de la red de distribución y perfiles de tensión**

En el contexto de las redes de distribución de energía eléctrica, existen dos aspectos fundamentales que desempeñan un papel crucial y determinan la capacidad nominal de estas redes: los transformadores y las líneas de subtransmisión. Estos componentes son esenciales para garantizar un suministro eléctrico confiable y eficiente a los usuarios finales.

Los transformadores son dispositivos electromagnéticos que se utilizan para ajustar los niveles de tensión de la energía eléctrica. Estos equipos permiten elevar o reducir la tensión de la electricidad, según sea necesario, para adaptarla a las diferentes etapas de transmisión y distribución. Los transformadores de distribución son especialmente relevantes en el ámbito de las redes de distribución, ya que son responsables de convertir la alta tensión utilizada en las líneas de subtransmisión en voltajes adecuados para el consumo doméstico, comercial e industrial. La selección y dimensionamiento adecuado de los transformadores es esencial para asegurar una distribución eficiente de la energía eléctrica y satisfacer la demanda de potencia de los usuarios finales.

Por otro lado, las líneas de subtransmisión son los conductores que transportan la energía eléctrica desde las S/E de generación o interconexión hasta las S/E de distribución. Su función principal es asegurar la transmisión eficiente y confiable de la energía eléctrica a través de distancias más largas. Las líneas de subtransmisión están construidas con materiales y configuraciones específicas para minimizar las pérdidas de energía y garantizar la estabilidad del sistema.

En el caso de la CENTROSUR, a continuación, se presenta un listado de las S/E que forman parte de su infraestructura:

*Tabla 4.1. S/E bajo pertenencia de la CENTROSUR  
Información facilitada por el departamento de planificación de la CENTROSUR.*

<b>S/E</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>NÚMERO DE ALIMENTADORES</b>
SE01	Luis Cordero	4
SE02	Centenario	5
SE03	Monay	5
SE04	Parque Industrial	8
SE05	El Arenal	10
SE07	Ricaurte	3
SE08	Turi	4
SE09	Guablincay	1
SE12	El Descanso	3
SE13	Chaulayacu	3
SE14	Lentag	4
SE15	Gualaceo	4
SE18	Cañar	5
SE21	Macas	6
SE22	Méndez	3
SE23	Limón	2
SE50	La Troncal	5

Cada una de las S/E previamente mencionadas cuenta con uno o varios alimentadores, que son los circuitos encargados de transportar la energía eléctrica desde la S/E hacia los usuarios finales. La cantidad de alimentadores en cada S/E depende de la demanda de potencia y la distribución estratégica de las zonas cercanas.

Además, cada S/E opera con diferentes niveles de potencia, los cuales son determinados por la alimentación estratégica de las áreas circundantes y las cargas de potencia que deben atender. Esto significa que algunas S/E manejan mayores niveles de potencia que otras, en función de las necesidades de la región que abastecen. En varias S/E, se utilizan más de un transformador para satisfacer estas demandas de potencia.

Dentro del ámbito de los equipos de potencia, los transformadores juegan un papel de vital importancia. Estos dispositivos son reconocidos como la columna vertebral de las instalaciones eléctricas, ya que permiten realizar las conversiones de voltaje necesarias para garantizar un suministro eléctrico adecuado y seguro. A continuación, se proporciona información de la potencia sobre los transformadores que se encuentran en pleno funcionamiento en cada una de las S/E previamente mencionadas.

*Tabla 4.2. Transformadores de cada S/E de la CENTROSUR  
Información facilitada por el departamento de planificación de la CENTROSUR.*

<b>Transformador de potencia</b>	<b>Capacidad total [MVA]</b>	<b>Potencia operativa [MVA]</b>
SE01 Luis Cordero_T011	5	3.35
SE01 Luis Cordero_T012	10	10
SE02 P. Centenario_T021	5	3.35
SE02 P. Centenario_T022	10	10
SE03 Monay_T034	24	24
SE03 Monay_T035	24	24
SE04 Parque Industrial_T04	24	24
SE04 Parque Industrial_T04	24	24
SE04 Parque Industrial_T05	24	24
SE05 El Arenal_T051	24	24
SE05 El Arenal_T052	24	24
SE06 El Verdillo_T061	10	6.7
SE07 Ricaurte_T071	10	6.7
SE07 Ricaurte_T072	12.5	6.7
SE08 Turi_T081	24	24
SE09 Azogues_T091	10	6.7
SE12 El Descanso_T122	10	6.7
SE12 El Descanso_T123	10	10
SE13 Chaullayacu_T131	10	6.7
SE14 Lentag_T141	10	10
SE14 Lentag_T142	24	24
SE15 Gualaceo_T151	16	13
SE18 Cañar_T181	10	10
SE18 Cañar_T182	24	24
SE21 Macas_T213	10	10
SE21 Macas_T214	24	24
SE22 Mendez_T221	6.66	6
SE23 Limon_T231	6.66	6
SE50 La Troncal_T1	20	20

Además, las líneas de subtransmisión son elementos fundamentales en una red de distribución, ya que pueden actuar como limitantes para las capacidades de potencia que el sistema puede soportar. Por tanto, es esencial tener en cuenta la capacidad de las líneas de subtransmisión al evaluar el rendimiento de la red de distribución.

En base a lo expuesto anteriormente, resulta relevante conocer la capacidad de las líneas de distribución en cada S/E. Esta información permite comprender las limitaciones y el potencial de transporte de energía en cada área de la red de distribución.

*Tabla 4.3. Líneas de subtransmisión de las S/E de la CENTROSUR  
\* Información facilitada por el departamento de planificación de la CENTROSUR.*

<b>Transformador de potencia</b>	<b>Capacidad total [MVA]</b>	<b>Potencia operativa [MVA]</b>
SE04 P. Industrial – SE 07 Ricaurte	85.81	57.49
SE04 P. Industrial – SE 20 Saucay	80.07	53.65
SE04 P. Industrial – SE 01 Luis Cordero	54.98	36.83
SE07 Ricaurte – SE 12 El Descanso	17.76	17.76
SE09 Azogues – SE EEAz 2	80.07	80.07
SE12 El Descanso – SE EEAz 2	80.07	80.07
SE 07 Ricaurte – SE 19 Corpanche	80.07	53.65
SE19 Corpanche - Saymirin	80.07	80.07
SESinincay – SE 18 Cañar	85.81	85.81
SE08 Turi – SE 14 Lentag	85.81	85.81
SE08 Turi – SE 02 P. Centenario	17.76	17.76
SE06 El Verdillo – SE 05 El Arenal	85.81	57.49
SE06 El Verdillo – SE 04 P. Industrial	85.81	57.49
SE09 Azogues – SE 18 Cañar	54.98	54.98
SESinincay – SE 06 El Verdillo_1	85.81	85.81
SESinincay – SE 06 El Verdillo_2	85.81	85.81
SE Rayoloma – SE03 Monay_1	80.07	53.65
SE Rayoloma – SE03 Monay_2	80.07	53.65
SE Rayoloma – SE07 Ricaurte	80.07	53.65
SE13 Chaullayacu – SE 14 Lentag	54.98	36.83
SE05 El Arenal – SE13 Chaullayacu	54.98	36.83
SE05 El Arenal – SE08 Turi	80.07	80.07
SE03 Monay – SE 02 Centenario	17.76	17.76
SE18 Monay – SE 08 Turi	80.07	80.07

La calidad de la energía en los sistemas de distribución se evalúa mediante diversos indicadores, y uno de los más importantes se relaciona con el nivel de tensión suministrado a los usuarios. Es fundamental asegurar que esta tensión se mantenga dentro de los límites permitidos y establecidos por los organismos de regulación y control, de acuerdo con la normativa vigente.

Con el fin de llevar a cabo estudios de casos relevantes, se analizan detalladamente los perfiles de tensión de las dos S/E seleccionadas. Estos perfiles proporcionan información precisa sobre los niveles de tensión presentes en cada S/E en distintos momentos del día y bajo diversas condiciones de carga. Este análisis permitire evaluar la estabilidad del sistema eléctrico,

identificar posibles fluctuaciones o desviaciones de tensión y determinar si se cumplen los estándares de calidad establecidos.

Es importante mencionar que se describe más adelante el motivo específico de selección de estas S/E. Dicha información permite comprender los criterios utilizados para su elección y cómo se relacionan con los estudios de casos que se llevarán a cabo. De esta manera, se puede brindar un enfoque más completo y detallado sobre la relevancia de estas S/E en el contexto del impacto de los SGD.

#### 4.1.1.1. Perfil de tensión de la S/E 04:

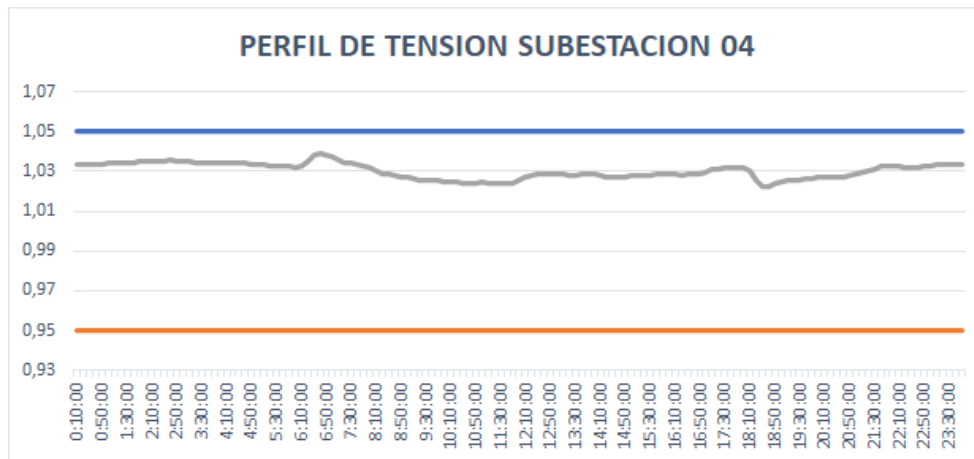


Figura 4.1. Perfil de tensión del alimentador 04 Parque industrial  
Datos facilitados por el departamento de planificación de la CENTROSUR

#### 4.1.1.2. Perfil de tensión de la S/E 07:

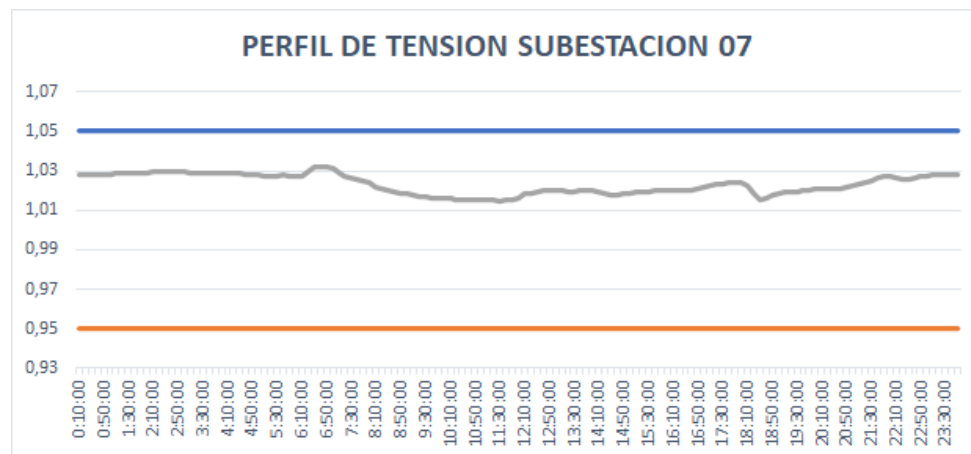


Figura 4.2. Perfil de tensión del alimentador 07 Ricaurte  
Datos facilitados por el departamento de planificación de la CENTROSUR.

Al analizar los datos, se puede observar que en ambos casos las tensiones operativas se encuentran por encima de 1 p.u., lo cual está bastante alejado del límite permitido de 0.95 p.u. Sin embargo, es importante destacar que estas tensiones tienden a acercarse a 1.05 p.u., lo cual podría interpretarse como una situación de sobretensión. Es relevante tener en cuenta que las figuras que se presentan fueron generadas a partir de una base de datos que abarca desde el

primer día de abril del año 2022 hasta el último día de junio del mismo año. Los intervalos de medición utilizados fueron de 10 minutos.

Estos datos brindan una visión detallada de las tensiones operativas en ambos casos durante un período de tiempo significativo. A partir de esta información, es posible evaluar el comportamiento de las tensiones y detectar posibles variaciones o patrones que puedan tener un impacto en la calidad de la energía suministrada.

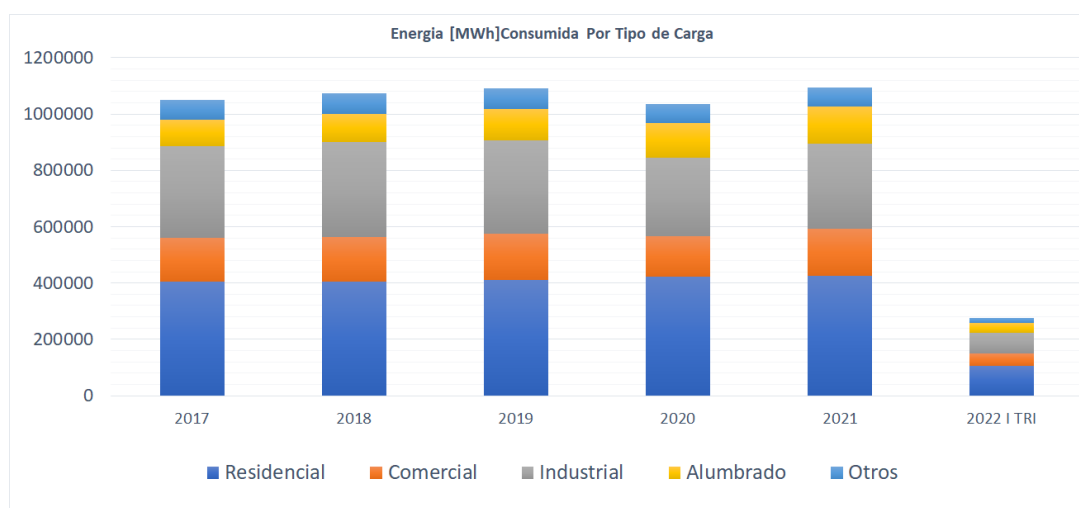
#### 4.1.2. Tipos de cargas existentes en el sistema de distribución

En el ámbito de la electricidad, se utiliza el término "carga" para referirse a cualquier componente de un circuito, como una resistencia, motor o equipo electrónico, que consume energía eléctrica. No obstante, en el contexto de este proyecto, el término "carga" se refiere a los diferentes tipos de clientes con los que la empresa distribuidora interactúa en su rol de comercializadora de energía.

A continuación, se presenta la categorización de las cargas de la CENTROSUR, junto con la cantidad de cada tipo de carga.

*Tabla 4.4. Tipos de cargas reconocidas por Empresa Eléctrica Regional Centro-Sur  
Datos obtenidos de la página oficial de la CENTROSUR.*

<b>Tipos de Carga</b>	<b>Clientes 2021</b>	<b>Clientes I TRI 2022</b>
<b>Residencial</b>	375653	377536
<b>Comercial</b>	34143	36237
<b>Industrial</b>	5123	5060
<b>Alumbrado</b>	1	1
<b>Otros</b>	6591	6638



*Figura 4.3. Energía consumida por tipo de carga  
Datos obtenidos de la página oficial de la CENTROSUR.*

## 4.2. Planteamiento de escenarios de análisis técnico

### 4.2.1. Alimentador 0722

El alimentador 0722, asignado a la S/E N° 7, se encuentra ubicado en el sector de Ricaurte, abarcando el tramo desde Machángara hasta la entrada a Chaullabamba. La selección de este alimentador se basa en la planificación de implementar un sistema fotovoltaico de gran envergadura para un cliente específico de la CENTROSUR, que se proyecta, tendrá una potencia nominal de 1MW.

La integración de este sistema fotovoltaico de gran envergadura que se menciona anteriormente tendrá posibles repercusiones técnicas importantes en la infraestructura de distribución eléctrica. La adición de esta fuente de generación renovable podría requerir una planificación cuidadosa y ajustes en la red para garantizar una integración fluida y eficiente.

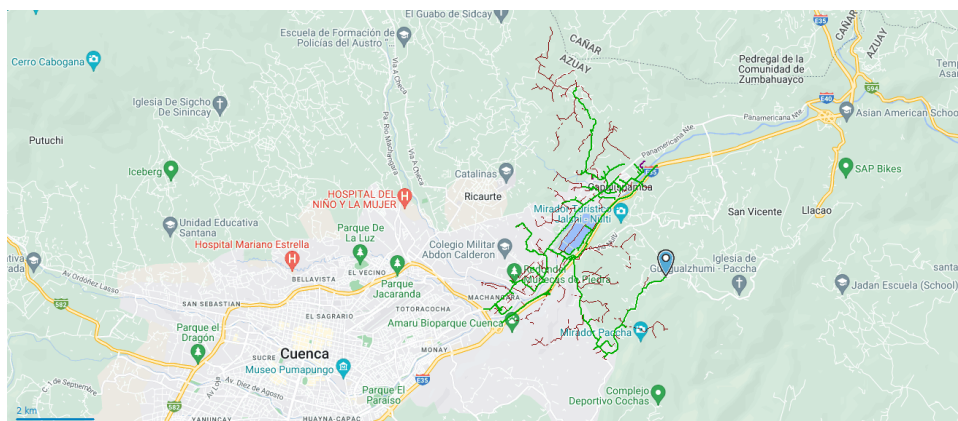


Figura 4.4. Topología eléctrica del Alimentador 722

### 4.2.2. Alimentador 0421

La selección del alimentador 0421, asociado a la S/E eléctrica N°4, se basa en consideraciones distintas a las del alimentador 0722. En este caso, se toma en cuenta el impacto que puede tener en un alimentador de dimensiones reducidas, así como la densidad de clientes industriales presentes en dicho alimentador, los cuales podrían encontrar una oportunidad en la implementación de un SGD.

El alimentador 0421 está ubicado en el Parque Industrial de la ciudad de Cuenca, lo cual lo convierte en un entorno propicio para la ejecución de iniciativas de generación de energía distribuida a nivel local.





Figura 4.5. Ubicación del Alimentador 421

Con el fin de abordar los diferentes escenarios representados por cada alimentador, se ha decidido categorizarlos de manera adecuada. Por lo tanto, el alimentador 0421 será designado como "Escenario Uno", que se caracteriza por contar con siete clientes industriales. Sin embargo, para los casos de simulación de proyectos de GD, se han seleccionado un máximo de cuatro clientes, quienes desempeñarán un papel destacado en dichos estudios.

Por otro lado, el alimentador 0722 se designará como "Escenario Dos", en el cual solo existe un cliente con carga industrial. Este cliente será el foco principal de las simulaciones correspondientes a los estudios.

La categorización de los alimentadores como escenarios busca facilitar la comprensión y el análisis de cada situación particular, permitiendo una evaluación detallada de los efectos de los proyectos SGDA en cada uno de ellos. Esta metodología proporcionará una visión más clara de los resultados.

#### 4.2.3. Escenario 1

En el escenario uno, se cuenta con una mayor cantidad de clientes industriales, se han llevado a cabo múltiples casos de simulación para analizar el impacto de los proyectos de SGD. En cada caso se plantean diferentes potencias nominales para los SGDA de cada cliente, lo que permitirá visualizar las diferencias de impacto entre ellos.

Para mantener la claridad y consistencia a lo largo de los estudios de casos, se ha establecido una numeración para los clientes del escenario uno. Esta numeración se basa en la ubicación de cada cliente con relación a la S/E. El cliente más cercano a la S/E será denominado como "Cliente Uno", y el cliente más alejado será el "Cliente Cuatro", esta numeración se utiliza ya que se escogen cuatro de los siete clientes industriales existentes en la S/E para realizar las simulaciones. Esta numeración permitirá identificar y analizar el impacto específico de cada cliente en el alimentador estudiado.

*Tabla 4.5. Alteración de potencias de instalación de los SGDA para los casos estudiados del escenario 1*

	<b>Caso 0</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>	<b>Caso 4</b>	<b>Caso 5</b>	<b>Caso 6</b>	<b>Caso 7</b>
<b>Cliente 1-1</b>	Sin Generación	Sin Generación	Sin Generación	Sin Generación	Sin Generación	320 kW	800 kW	5.5 MW
<b>Cliente 1-2</b>	Sin Generación	Sin Generación	Sin Generación	Sin Generación	Sin Generación	200 kW	425 kW	4.5 MW
<b>Cliente 1-3</b>	Sin Generación	Sin Generación	Sin Generación	Sin Generación	Sin Generación	300 kW	740 kW	6 MW
<b>Cliente 1-4</b>	Sin Generación	200 kW	650 kW	3 MW	8 MW	250 kW	650 kW	7 MW

#### 4.2.4. Escenario 2

En el escenario dos, que corresponde al alimentador 0722, se encuentra un único cliente industrial que tiene previsto implementar un SGDA inicialmente con una potencia nominal de 1 MW. Sin embargo, se considera oportuno realizar simulaciones adicionales aumentando el valor de la potencia, de manera que se pueda prever una posible ampliación en el futuro.

En este escenario, se ha designado al cliente industrial como “Cliente Uno”. A continuación, se detallan los casos de simulación que se aplicarán:

*Tabla 4.6. Alteración de potencias de instalación de los SGDA para los casos estudiados del escenario 2*

	<b>Caso 0</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>	<b>Caso 4</b>
<b>Cliente 2-1</b>	Sin Generación	1 MW	2 MW	5 MW	10 MW

Estos casos de simulación permitirán evaluar los impactos técnicos y operativos que podrían surgir con la implementación y expansión del SGDA del “Cliente Uno” en el alimentador 0722. La realización de estas simulaciones proporcionará información valiosa para la planificación y toma de decisiones respecto a la generación de energía sostenible en este escenario específico.

### 4.3. Resultados de escenarios planteados por simulaciones

En la etapa de resultados técnicos, se llevaron a cabo dos tipos de simulaciones para analizar y evaluar los escenarios de estudio. Estos métodos permiten obtener información detallada sobre el comportamiento de la red de distribución ante diferentes condiciones de operación y la implementación de los SGD.

El primer tipo de simulación se realizó utilizando series de tiempo y se empleó el programa Spyder, que es una herramienta de desarrollo y análisis de datos. Este enfoque permite analizar la respuesta de la red en función de datos históricos y pronósticos, lo que ayuda a comprender cómo se comportará la red en diferentes momentos y condiciones.

Por otro lado, el segundo tipo de simulación se llevó a cabo utilizando el programa CYME, que es una plataforma especializada en análisis y modelado de sistemas de energía eléctrica. Esta herramienta permite realizar simulaciones detalladas y precisas de la red de distribución, teniendo en cuenta los parámetros técnicos y operativos específicos. A través de estas simulaciones, se evalúan aspectos como la capacidad de carga, la calidad del suministro eléctrico y los efectos de los sistemas de generación distribuida en la red.

La combinación de estos dos enfoques de simulación brinda una visión integral y precisa de los resultados técnicos, permitiendo evaluar el desempeño de la red de distribución en diferentes escenarios y condiciones de operación. Estos resultados son fundamentales para tomar decisiones informadas y optimizar la implementación de los sistemas de generación distribuida en el sistema de distribución de energía eléctrica.

El programa CYME, que cuenta con una librería llamada CYMPY, permite la integración del motor de funcionamiento de CYME con el lenguaje de programación Python. Esta integración proporciona la capacidad de leer y cargar valores en las variables utilizadas en CYME.

En el contexto del estudio realizado, se utilizó la librería CYMPY para cargar los valores de las condiciones iniciales en el alimentador analizado. Esto permitió establecer las condiciones iniciales adecuadas para simular el comportamiento de la red de distribución y evaluar su respuesta ante diferentes escenarios.

Al cargar los valores iniciales en CYME a través de CYMPY, se aseguró que las simulaciones se llevarían a cabo con datos precisos y representativos de las condiciones reales de la red. Esto brindó mayor confiabilidad en los resultados obtenidos y permitió realizar un análisis más preciso de los efectos de la implementación de los SGDA en el funcionamiento de la red de distribución.

Los datos utilizados para la base de datos de irradiancia solar fueron obtenidos mediante la página oficial de la NASA "The POWER Project", cuyo nombre completo es "Prediction Of Worldwide Energy Resource" (Predicción de los Recursos Energéticos Mundiales), la cual es una iniciativa de la NASA que tiene como objetivo proporcionar datos y herramientas relacionadas con la energía solar y eólica a nivel global. El proyecto se centra en recopilar y analizar datos sobre la radiación solar, el viento y otros parámetros relacionados para ayudar en la evaluación y planificación de recursos energéticos renovables.

La plataforma en línea de The POWER Project permite acceder a datos climáticos y de energía solar, eólica y otros parámetros relacionados a nivel mundial. Los datos de irradiancia utilizados son de puntos dentro de cada alimentador utilizado para este proyecto, por lo que dichos datos tienen un alto índice de fiabilidad y los resultados tendrán una aproximación real.

Para obtener la información necesaria, el programa desarrollado en el entorno genera un documento en formato ".xlsx" que almacena los datos requeridos para su posterior análisis. Las simulaciones se basan en la aplicación de flujos de potencia en los alimentadores seleccionados, realizando varias simulaciones de acuerdo con los casos establecidos. El caso 0 de cada escenario representa la situación actual de la red de distribución, es decir, el caso base. Posteriormente, se asignan a los clientes seleccionados los SGDA propuestos, para observar su interacción durante la ejecución del flujo de potencia. Además, se llevó a cabo un estudio de cortocircuito en un escenario considerado el "caso menos favorable", ubicado cerca del nodo inicial del alimentador.

En el código desarrollado se utilizaron palabras clave que permiten importar los datos necesarios para realizar las simulaciones. Estas palabras clave están detalladas en el "Manual de Referencia de CYME 7.0", proporcionando al código la capacidad de importar los datos requeridos y ejecutar las simulaciones correspondientes.

### 4.3.1. Resultados de las simulaciones del escenario 1

#### 4.3.1.1. Mayor Sobretensión escenario 1 en todos los casos.

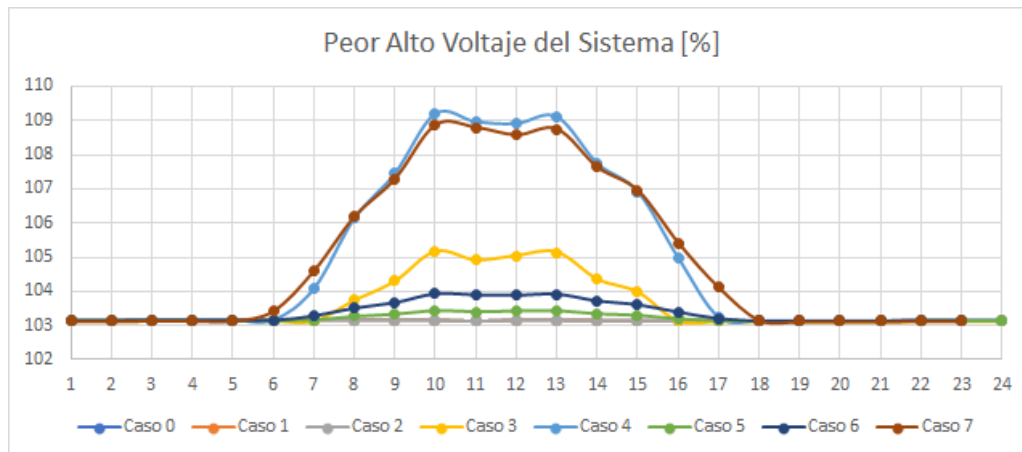


Figura 4.6. Mayores casos de sobretensión de los casos del escenario 1 en porcentaje

El programa desarrollado realiza una verificación de la tensión en todos los nodos del alimentador y selecciona el nodo con la mayor tensión para su estudio detallado.

La Figura 4.6 indica que el caso 4 es el más crítico en cuanto a sobretensión. Esto sugiere que cuando se tiene una potencia de generación muy alta en la parte final del alimentador, se produce este efecto. Por otro lado, el caso 7, a pesar de tener varios clientes con generaciones muy elevadas, presenta en su escenario menos favorable de sobretensión una criticidad inferior al caso 4. En el caso 3, se observa que la tensión está por encima del límite de 1.05 P.U., y la potencia nominal en este caso es de 3 MW. Por lo tanto, inicialmente no se recomienda realizar instalaciones con potencias tan altas en la parte final de los alimentadores. Es importante tener en cuenta que estos resultados se aplican específicamente a un alimentador de dimensiones reducidas, y el impacto descrito se incrementa en un alimentador de mayor longitud.

### 4.3.1.2. Potencia total de paso escenario 1 en todos los casos.

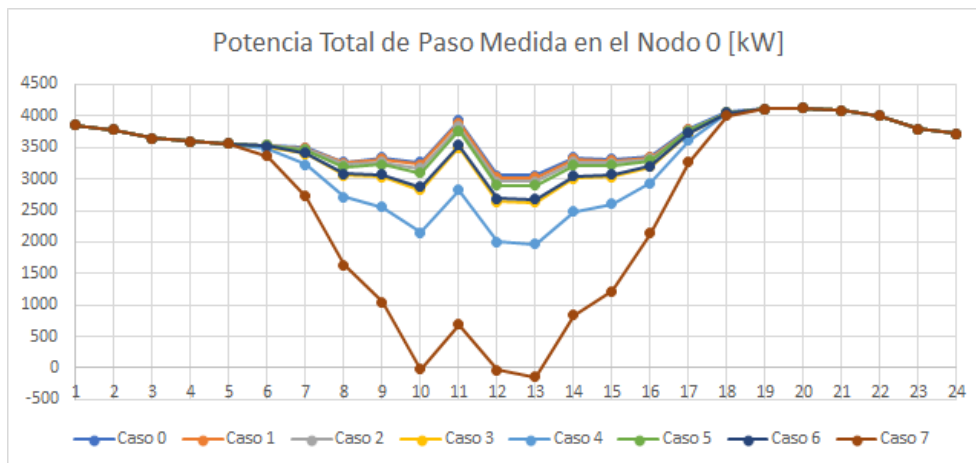


Figura 4.7. Potencia total de paso en nodo 0 de los casos del escenario 1

Es evidente que en el caso 7, en determinados momentos del día, las potencias alcanzan valores de cero e incluso se sitúan por debajo de cero. Esto indica que la potencia generada dentro de la red por los SGDA es superior a la potencia inyectada por el alimentador en sí, lo que da lugar a un fenómeno conocido como flujo inverso. Sin embargo, en los casos anteriores no se observa un impacto tan significativo en este aspecto.

### 4.3.1.3. Factor de potencia escenario 1 en todos los casos.

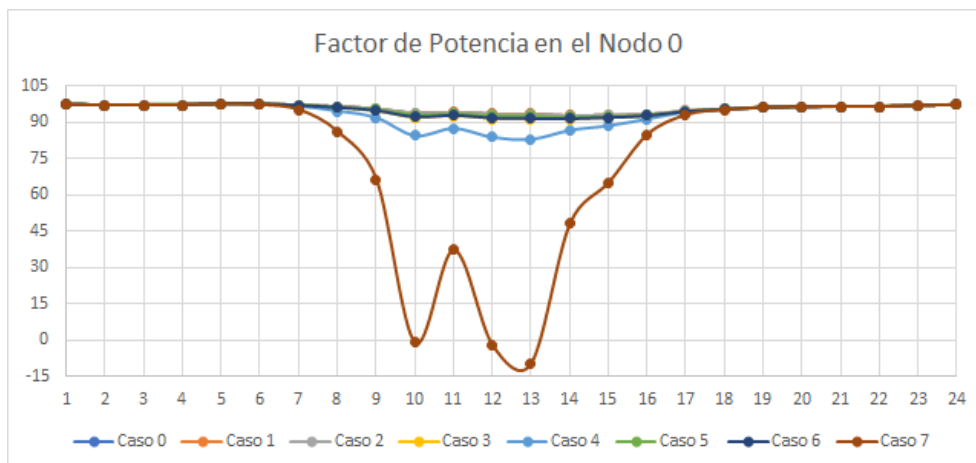


Figura 4.8. Factor de potencia medido en nodo 0 de los casos del escenario 1 -1

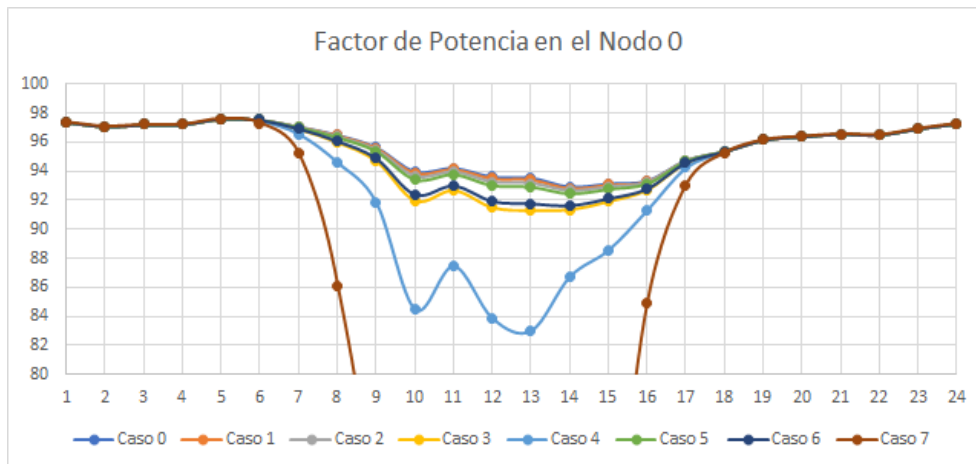


Figura 4.9. Factor de potencia medido en nodo 0 de los casos del escenario 1 -2

En la primera imagen, se puede apreciar que en el caso 7 los factores de potencia se encuentran por debajo de cero. Esto se debe a que, como se mencionó anteriormente, la figura de “Potencia Total de Paso” muestra momentos en los que la potencia llega a cero e incluso genera un flujo inverso. La cantidad de potencia generada dentro del sistema es mayor que la suministrada por el alimentador.

Es interesante observar que la curva del factor de potencia guarda una estrecha relación con la curva de “Potencia Total de Paso”.

En el caso 4, donde el único cliente cuenta con un SGDA en la cola del alimentador, el factor de potencia disminuye significativamente. En los demás casos, no se observa un impacto relevante en la red.

#### 4.3.1.4. Pérdidas totales escenario 1, todos los casos.

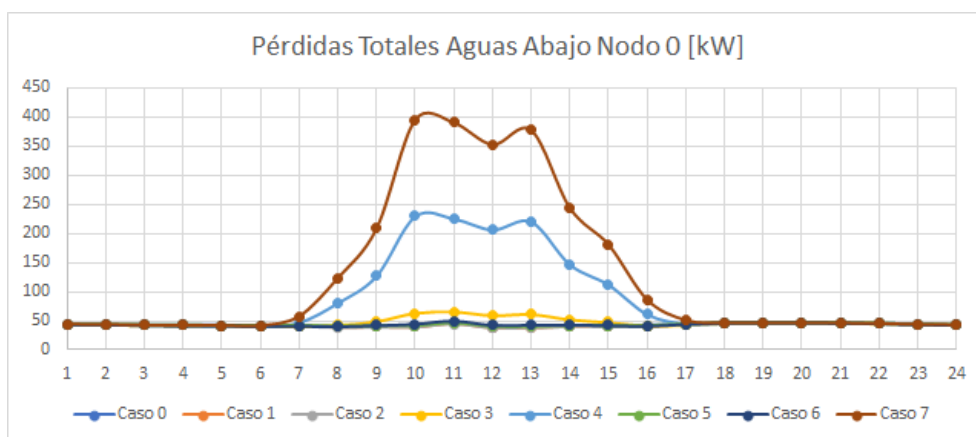


Figura 4.10. Pérdidas totales aguas abajo del nodo 0 de los casos del escenario 1

En línea con los aspectos revisados anteriormente, se confirma que el caso 7 es el más crítico, seguido por el caso 4, mostrando una diferencia significativa en cuanto a su impacto en la red. Las pérdidas del sistema están directamente relacionadas con el sobrevoltaje y el factor de potencia, como se ha estudiado anteriormente. Por lo tanto, se concluye que los casos críticos serán los que generen mayores pérdidas en la red.

## 4.3.2. Resultados de las simulaciones del escenario 2

### 4.3.2.1. Mayor Sobretensión escenario 2, todos los casos.

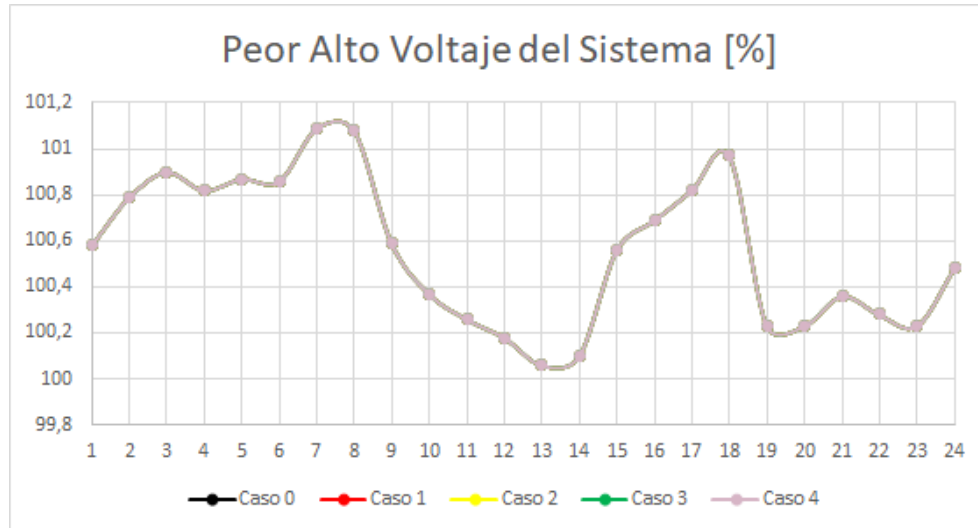


Figura 4.11. Mayores casos de sobretensión de los casos del escenario 2

En el escenario 2, se observa que no hay una diferencia notable en los casos estudiados en cuanto al sobretensión. Esto se debe a que el cliente propuesto se encuentra cercano al nodo inicial del alimentador, el cual tiene una capacidad significativa. Como resultado, no se genera un impacto significativo en términos de sobretensión en los diferentes casos analizados.

### 4.3.2.2. Potencia total de paso escenario 2, todos los casos.

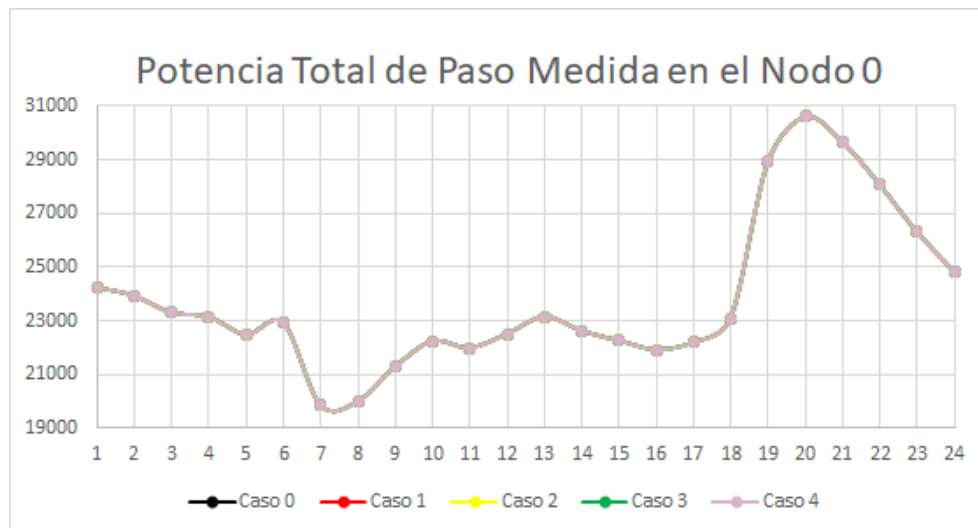


Figura 4.12. Potencia total de paso en nodo 0 de los casos del escenario 2

Del mismo modo que se mencionó anteriormente, en la figura de “Potencia Total de Paso” no se observan diferencias notables entre los casos estudiados en el escenario 2. Esto se debe a que el cliente propuesto en este escenario se encuentra cercano al nodo inicial del alimentador, el cual tiene una capacidad suficiente para manejar la potencia generada. Por lo tanto, no se genera un impacto significativo en la “Potencia Total de Paso” en los diferentes casos analizados.

#### 4.3.2.3. Factor de potencia escenario 2, todos los casos.

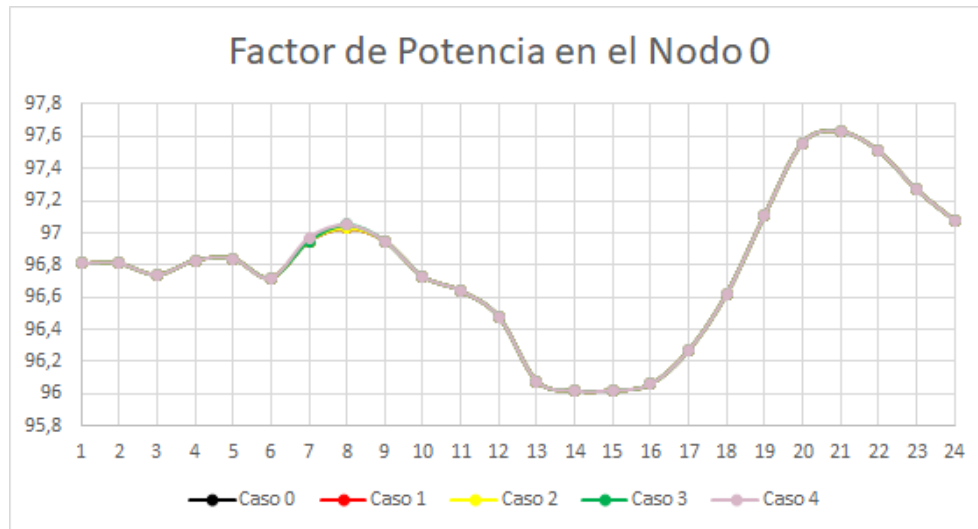


Figura 4.13. Factor de potencia medido en nodo 0 de los casos del escenario 2

En un instante específico, se puede apreciar una ligera diferencia en el factor de potencia entre los casos analizados en el escenario 2. Sin embargo, esta diferencia es mínima y no tendría un impacto significativo en la red. En general, los casos estudiados en este escenario muestran una estabilidad en el factor de potencia, sin variaciones notables que puedan afectar el funcionamiento de la red de distribución.

#### 4.3.2.4. Pérdidas totales escenario 2, todos los casos.

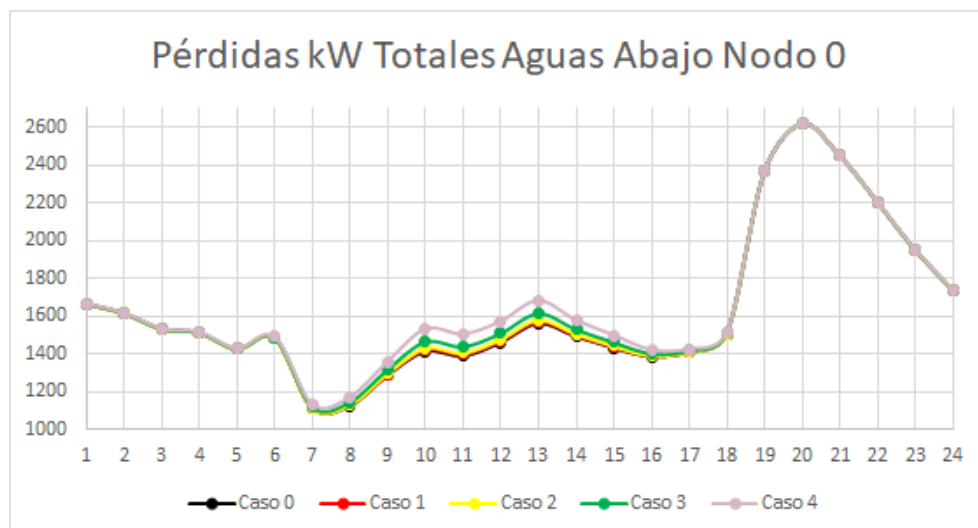


Figura 4.14. Pérdidas totales aguas abajo del nodo 0 de los casos del escenario 2

En cuanto al análisis de pérdidas, se observa una notable diferencia entre los distintos casos estudiados en el escenario 2. Es el caso 4 el que presenta la mayor cantidad de pérdidas, siendo considerado el más crítico en este aspecto. Sin embargo, es importante destacar que esta diferencia significativa en pérdidas se debe a una variación de 10 MW entre el caso base y el caso 4. En la práctica, la implementación de un proyecto de esta magnitud en la actualidad resultaría complicado.



#### 4.4. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS TÉCNICO

- Los resultados obtenidos en el estudio revelan diferencias notables entre los dos escenarios analizados, lo cual proporciona una comprensión más profunda del impacto de los SGDA en la red de distribución.
- En el escenario 1, se observan grandes variaciones a lo largo de los casos planteados, lo que indica que el impacto en un alimentador de tamaño reducido será más significativo cuando la generación de potencia en la "cola del alimentador" sea considerable. En otras palabras, cuanto más alejado esté un cliente con SGDA del nodo inicial del alimentador, mayor será el impacto que este genere en la red de distribución. Este resultado destaca la importancia de considerar la ubicación estratégica de los clientes con SGDA en el diseño y planificación de la red para mitigar los posibles impactos negativos.
- Es importante resaltar que el término "cola del alimentador" se refiere a la parte final del alimentador, donde se encuentran ubicados los clientes más alejados del nodo inicial. En esta zona, la generación de potencia por parte de los clientes con SGDA puede tener un impacto significativo en la operación y estabilidad de la red de distribución.
- Además, es importante tener en cuenta que la longitud del alimentador también juega un papel importante en el impacto de los SGD. En un alimentador de dimensiones reducidas, las variaciones en la generación de potencia tienen un efecto más pronunciado debido a la menor capacidad de absorción de la red. Por lo tanto, es fundamental considerar las características y limitaciones de cada alimentador al implementar proyectos de generación distribuida. Sin embargo, en un alimentador de grandes dimensiones existe la posibilidad que el SGDA se encuentre muy alejado de la subestación lo que conlleva a una inestabilidad mucho mayor y un impacto significativo en la red de distribución.
- En resumen, el escenario 1 muestra que la ubicación y la magnitud de la generación de potencia por parte de los clientes con SGDA son factores cruciales en el impacto que generan en la red de distribución. Cuanto más alejado esté un cliente del nodo inicial y cuanto mayor sea su capacidad de generación, mayor será el impacto en la red. Estos hallazgos subrayan la importancia de realizar un análisis exhaustivo y cuidadoso al implementar proyectos de generación distribuida, considerando la ubicación estratégica de los clientes y evaluando el impacto en la red de distribución.
- En el escenario 2, se destaca que ninguno de los casos estudiados genera un impacto significativo en la red de distribución. Esta observación se atribuye a dos factores principales, una longitud relativamente grande del alimentador y la ubicación cercana del cliente que cuenta con el SGDA con respecto al nodo 0.
- El tamaño del alimentador desempeña un papel crucial en la mitigación del impacto de los SGD. Al ser más grande, cuenta con una mayor capacidad para absorber y equilibrar la generación de potencia adicional. Esto significa que incluso con la presencia de un cliente que cuenta con SGD, el impacto en el sistema general de distribución se ve reducido.
- Además, la ubicación cercana del cliente con SGDA al nodo 0 también contribuye a la reducción del impacto. Al estar más cerca del punto de conexión principal, la

generación de potencia del cliente se dispersa más fácilmente a lo largo del alimentador, lo que minimiza las posibles fluctuaciones y perturbaciones en el sistema.

- Es importante destacar que el escenario 2 proporciona cierta calma y confianza, ya que la implementación del SGDA está en marcha. Sin embargo, es relevante mencionar que la potencia nominal a instalar es de 1 MW, lo cual, desde una perspectiva puramente técnica, no generará un impacto significativo en la red de distribución. Esto implica que el sistema actual tiene la capacidad suficiente para manejar esta cantidad de generación adicional sin afectar su operación y estabilidad.

## **5. ANÁLISIS COMERCIAL Y EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA CENTROSUR**

### **5.1. INTRODUCCIÓN AL PROCESO DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA**

#### **5.1.1. Estructura de la tarifa de medio voltaje**

Como se detalla en el punto 3.3. del presente trabajo, el servicio público de energía eléctrica establece dos categorías de tarifas para los consumidores, las cuales se basan en las características de consumo de la carga. Estas categorías son residencial y general, estas categorías se determinan en función del punto de carga y los niveles de voltaje. Los niveles de voltaje incluyen bajo, medio y alto.

Dentro de la categoría general, se encuentran los consumidores industriales regulados, que pueden ser personas naturales o jurídicas, ya sean entidades públicas o privadas. Estos consumidores utilizan el suministro de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos en sus procesos industriales.

En particular, para los consumidores de la categoría general que se conectan a la red a través de transformadores particulares, como es el caso de los clientes industriales, se aplican las tarifas de medio voltaje. Esto implica que el voltaje de suministro en el punto de entrega se encuentra en el rango de 0.6 kV a 40 kV. Estas tarifas están diseñadas para satisfacer las necesidades energéticas de los consumidores industriales, considerando las particularidades de sus operaciones y demandas de potencia y energía.

##### **5.1.1.1. Rubros que se facturan en la tarifa general de medio voltaje con demanda**

- A. Un cargo por comercialización en USD/consumidor-mes, independiente del consumo de energía.
- B. Un cargo por potencia en USD/kW-mes, por cada kW de demanda mensual facturable como mínimo de pago, independiente del consumo de energía.
- C. Un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida [9].

##### **5.1.1.2. Rubros que se facturan en la tarifa general de medio voltaje con registrador de demanda horaria diferenciada para consumidores industriales**

- A. Un cargo por comercialización en USD/consumidor-mes, independiente del consumo de energía.
- B. Un cargo por potencia en USD/kW-mes, por cada kW de demanda mensual facturable como mínimo de pago, independiente del consumo de energía, multiplicado por un factor de gestión de demanda (FGDI).
- C. Un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el periodo de lunes a viernes de 08:00 Hasta las 18:00 horas.

- D. Un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el periodo de lunes a viernes de 18:00 Hasta las 22:00 horas.
- E. Un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el periodo de lunes a viernes de 22:00 Hasta las 08:00 horas; incluyendo la energía de sábados, domingos y feriados, en el periodo de 20:00 a 18:00.
- F. Un cargo por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida en el periodo de sábados, domingos y feriados en el periodo de 18:00 Hasta las 22:00 horas [9].

A continuación, se establecen dos cuadros detallados, de los valores y periodos anteriormente descritos a los que los clientes generales industriales se rigen al contratar el servicio prestado por la empresa distribuidora.

*Tabla 5.1. Detalles de valores y periodos para clientes generales industriales con demanda*

<b>INDUSTRIALES EN MEDIO VOLTAJE CON DEMANDA</b>			
<b>RANGO DE CONSUMO</b>	<b>DEMANDA (USD/kW- mes)</b>	<b>ENERGÍA (USD/kWh)</b>	<b>COMERCIALIZACIÓN (USD/CONSUMIDOR)</b>
	4.79	0.083	1.414

*Datos obtenidos del Pliego Tarifario Del Servicio Público De Energía Eléctrica. [4]*

*Tabla 5.2. Detalles de valores y periodos para clientes generales industriales con demanda horaria diferenciada*

<b>INDUSTRIALES EN MEDIO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA</b>			
<b>RANGO DE CONSUMO</b>	<b>DEMANDA (USD/kW- mes)</b>	<b>ENERGÍA (USD/kWh)</b>	<b>COMERCIALIZACIÓN (USD/CONSUMIDOR)</b>
<b>L-V 08:00 HASTA 18:00</b>	4.576	0.0897	1.414
<b>L-V 18:00 HASTA 22:00</b>		0.1037	
<b>*L-V 22:00 HASTA 08:00</b>		0.0501	
<b>S,D,F 18:00 HASTA 22:00</b>		0.0897	

*Datos obtenidos del Pliego Tarifario Del Servicio Público De Energía Eléctrica. [4]*

## **5.2. INGRESO ECONÓMICO GENERADO POR EL SUMINISTRO ELÉCTRICO**

### **5.2.1. Ingreso actual por energía (Por Banda Horaria)**

Dentro del pliego tarifario, se definen distintas bandas horarias que juegan un papel crucial en la determinación de los valores que por consumo de energía eléctrica se facturarán por parte de la Distribuidora. Estas bandas horarias son de suma importancia a la hora de llevar a cabo un análisis del impacto económico. Cada banda horaria posee valores específicos que deben ser considerados al estimar el impacto en el ingreso percibido por la empresa distribuidora durante las horas de generación previstas para los sistemas fotovoltaicos.

Así pues, se tiene los diferentes tipos de rangos:

*Tabla 5.3. Detalles de bandas horarios en pliego tarifario*

<b>DEMANDA HORARIA</b>	<b>07H00-22H00</b>		<b>22H00-07H00</b>	
<b>DEMANDA HORARIA DIFERENCIADA</b>	08:00-18:00	18:00-22:00	22:00-08:00	18:00-22:00

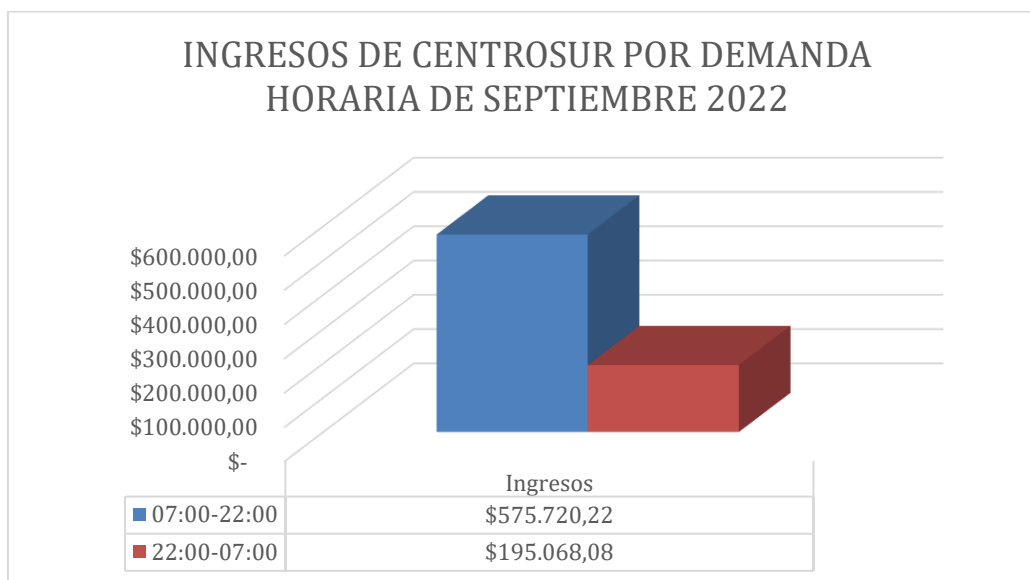
*Datos obtenidos del Pliego Tarifario Del Servicio Público De Energía Eléctrica.[4]*

#### **5.2.1.1. Demanda horaria**

La demanda horaria es considerada en las siguientes tarifas:

- Baja tensión - Comerciales e industriales
- Baja tensión - Entidades oficiales, escenarios deportivos, servicio comunitario, autoconsumos y abonados especiales.
- Baja tensión - Bombeo agua.
- General baja y media tensión - Asistencia social y beneficio público con demanda horaria.
- Media tensión - Comerciales.
- Media tensión - Entidades oficiales, escenarios deportivos, servicio comunitario, autoconsumos y abonados especiales.
- Media tensión - Bombeo agua.
- Alta tensión - Comerciales.
- Alta tensión - Entidades oficiales, escenarios deportivos, servicio comunitario, autoconsumos y abonados especiales.
- Alta tensión - Bombeo agua [9].

Los cálculos se realizan teniendo en cuenta las tarifas correspondientes a cada rango o banda horaria y categoría mencionada anteriormente. De acuerdo con los datos proporcionados por La Dirección de Comercialización de CENTROSUR (DICO), se obtienen los siguientes resultados en términos de ingresos económicos del mes de septiembre del año 2022, son datos tomados cada 15 minutos durante un día completo.



*Figura 5.1. Ingresos de la empresa eléctrica CENTROSUR por demanda horaria  
Datos facilitados por DICO.*

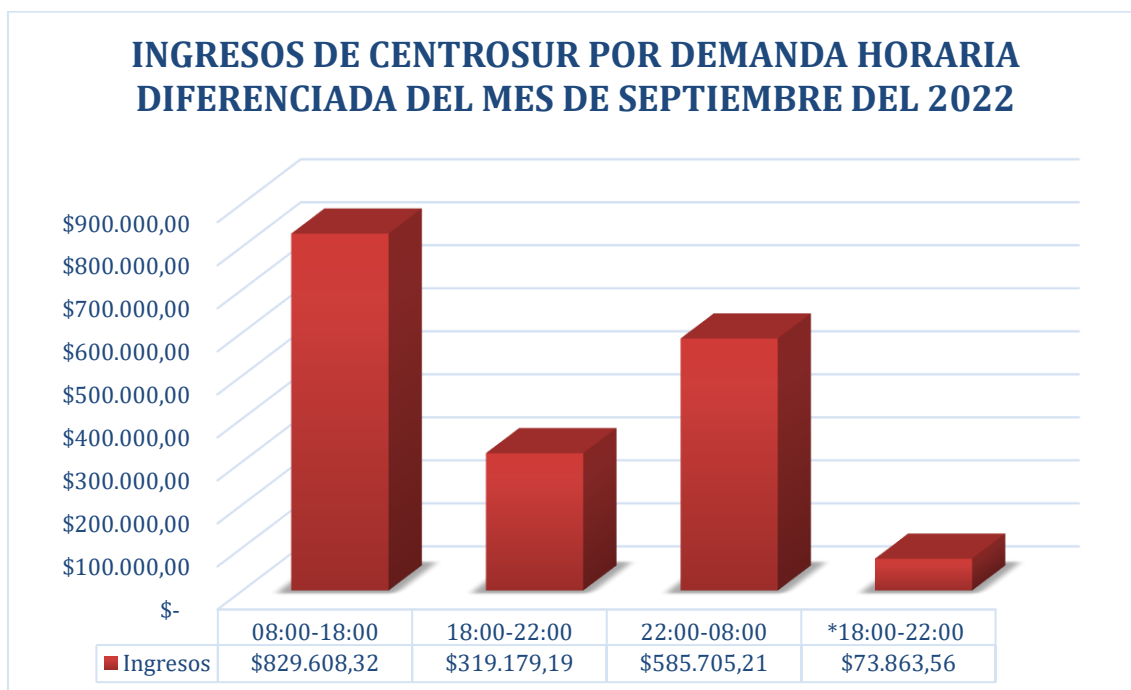
### 5.2.1.2. Demanda horaria diferenciada

La demanda horaria se considera en las siguientes tarifas:

- Baja tensión - Bombeo agua servicio público de agua potable.
- Baja tensión - Vehículos eléctricos.
- Media tensión - Bombeo agua servicio público de agua potable.
- Media tensión - Industriales.
- Alta tensión - Bombeo agua servicio público de agua potable.

- Alta tensión - Industriales.
- Alta tensión - Industriales superior a 138 kV [9].

En todas las tarifas listadas anteriormente se hacen los cálculos respetando los valores de cada rango horario y se obtienen los siguientes resultados respecto a los ingresos económicos de CENTROSUR.



*Figura 5.2. Ingresos de la empresa eléctrica CENTROSUR por demanda horaria diferenciada. Datos facilitados por DICO.*

### **5.3. ANÁLISIS DEL EFECTO DEL CRECIMIENTO DE PROYECTOS DE GD SOBRE EL INGRESO ECONÓMICO POR COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA**

#### **5.3.1. Caso de análisis Planta Solar Provefrut**

En la parroquia de Guaytacama, ubicada en la provincia de Latacunga, se encuentra operando una planta solar de gran capacidad de generación. Esta planta es propiedad de la industria agraria Provefrut, la cual se dedica a la producción, procesamiento y exportación de vegetales congelados.

La planta solar cuenta con un total de 2.156 paneles solares, estos paneles tienen una capacidad de generación de energía de 900 kW [10].

La gerente general de la empresa explicó que son pioneros agroindustriales con dicha tecnología en la zona centro sierra. Indicó además que la planta está en capacidad de generar una potencia comprendida entre 100 y 900 kW durante las horas del día.

La planta solar de Provefrut fue puesta en marcha el 11 de septiembre de 2021, marcando un hito importante en la historia de la empresa. Desde entonces, ha contribuido al suministro de aproximadamente el 10% del consumo energético total de la empresa, lo que representa un

logro significativo en términos de autosuficiencia energética y reducción de la dependencia de fuentes de energía convencionales [10].

El costo de inversión de la planta solar de Provefrut ascendió a un valor aproximado de \$700.000 dólares americanos. La empresa proyecta alcanzar el punto de rentabilidad en un período de seis años, considerando los pagos de las facturas eléctricas que se reducirán como resultado de la generación propia de energía. La vida útil estimada del proyecto es de 25 años, por lo que, una vez superado el período inicial de déficit en la inversión, esperan obtener ahorros considerables durante los siguientes 19 años [10].



Figura 5.3. Trabajadores de la empresa Provefrut frente a la planta solar [10]

### 5.3.2. Potencia Máxima de Instalación de SGDA

Al momento de realizar un estudio de implementación de SGDA se debe primeramente conocer el límite de la potencia nominal a instalar, dicha potencia esta estrictamente relacionado el consumo del cliente. El estudio pertinente para un cliente existente de la empresa distribuidora es la relación entre la sumatoria histórica de la energía consumida mensualmente durante un año y el factor de planta (16%) por las horas del año (8760). El valor obtenido será la potencia nominal máxima para instalar de cada cliente.

$$\sum_{i=1}^{12} \frac{(Energia\ total_i)}{(Factor\ de\ planta * 8760h)}$$

### 5.3.3. Estudio de cliente particular de la CENTROSUR

Con base en los datos mensuales de consumo del cliente 4 del escenario 1, tal como se describe en el estudio técnico de este proyecto, se realiza un análisis del impacto económico considerando la implementación de un SGDA. Los datos de consumo de energía fueron proporcionados por la CENTROSUR, mientras que los datos de energía generada se obtuvieron a partir de las simulaciones técnicas previamente realizadas.

Para tener una idea del cliente elegido se precisa presentar las características de consumos de este, así se podrá tener una idea más clara acerca del comportamiento de consumo y los valores de este. En la Figura 5.4 se observa el consumo del cliente de manera mensual en el lapso del año 2021. Así mismo se presenta en la Figura 5.5 la demanda máxima generada mensualmente.

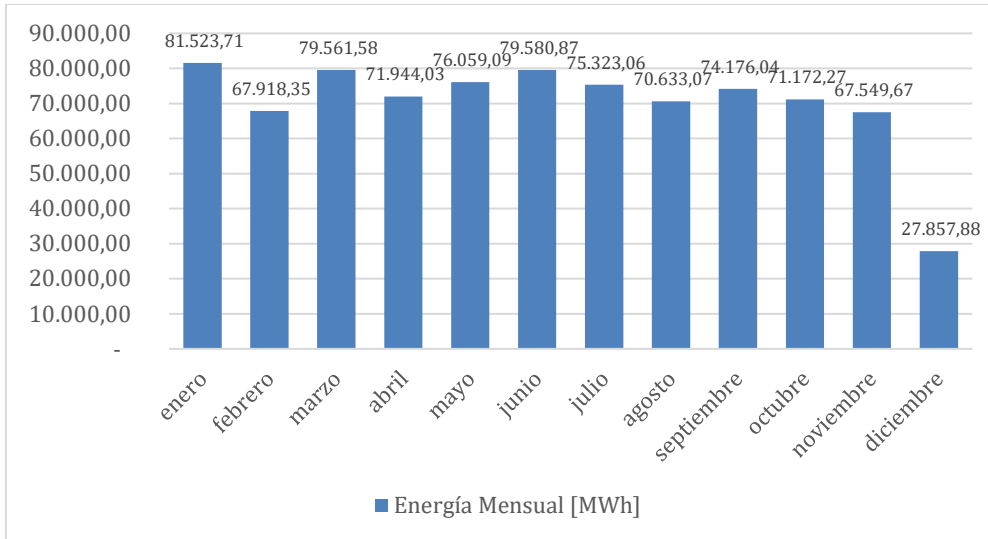


Figura 5.4. Comportamiento del consumo energético mensual del año 2021 del cliente 4.

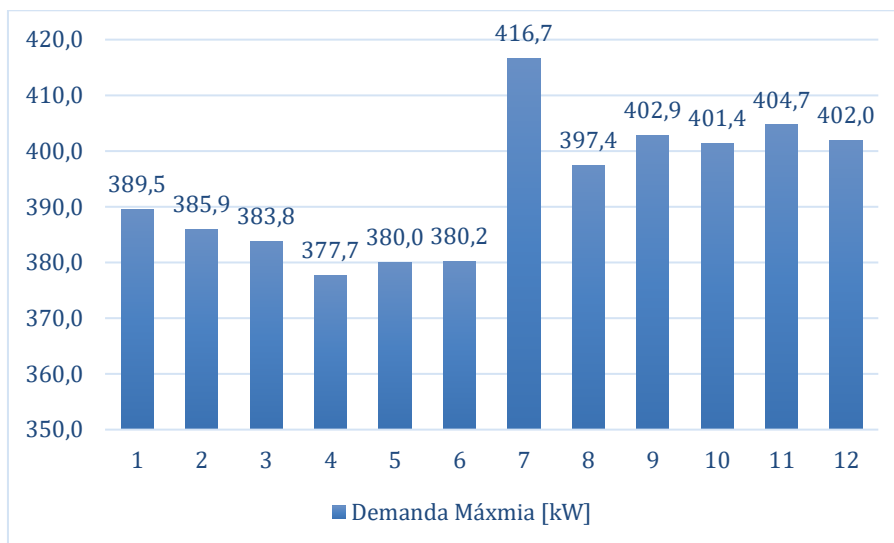


Figura 5.5. Comportamiento de la demanda máxima por mes en 2021 del cliente 4.

En rasgos generales se indica en la siguiente tabla el resumen del año 2021 del cliente 4.

Tabla 5.4. Resumen energético del cliente 4 del año 2021

Año	Energía Demandada Anual [MWh]	Demanda Máxima Anual [kW]
2021	843,30	416,68

Como se menciona en el punto 5.3.2. del presente trabajo, la potencia nominal del SGDA para un cliente particular de la CENTROSUR se registrará a su demanda energética, según la Figura 5.4 donde se evidencia la demanda de energía. Con el valor de la sumatoria mostrada en la Tabla 5.4 se procede a realizar el cálculo de la potencia nominal de instalación del SGDA.

$$P_n = \sum_{i=1}^n \frac{(Energia\ total_i)}{(Factor\ de\ planta * 8760h)}$$



$$Pn = \frac{843300 \text{ kWh}}{16\% * 8760 \text{ h}}$$

$$Pn = 601,67 \text{ kW}$$

Por lo cual para casos de estudio se tomará como máximo una potencia nominal del SGDA de 600 kW, además para un estudio más completo también se considerará un SGDA de potencia nominal de 300 kW.

### 5.3.3.1 Características Energéticas para caso de estudio

La siguiente Figura ilustra de manera precisa el patrón de consumo de energía del cliente 4, tal como se describe en el estudio técnico de este proyecto. Como se observa en la Figura 5.4 la cual describe el comportamiento del cliente, se observa que los meses más atípicos son enero y diciembre, por lo que para casos prácticos del estudio no se toman en cuenta, enfocándose así en meses con cierta regularidad en su consumo energético. Dicho esto, se toma como referencia el mes de septiembre del año 2021 para el estudio.

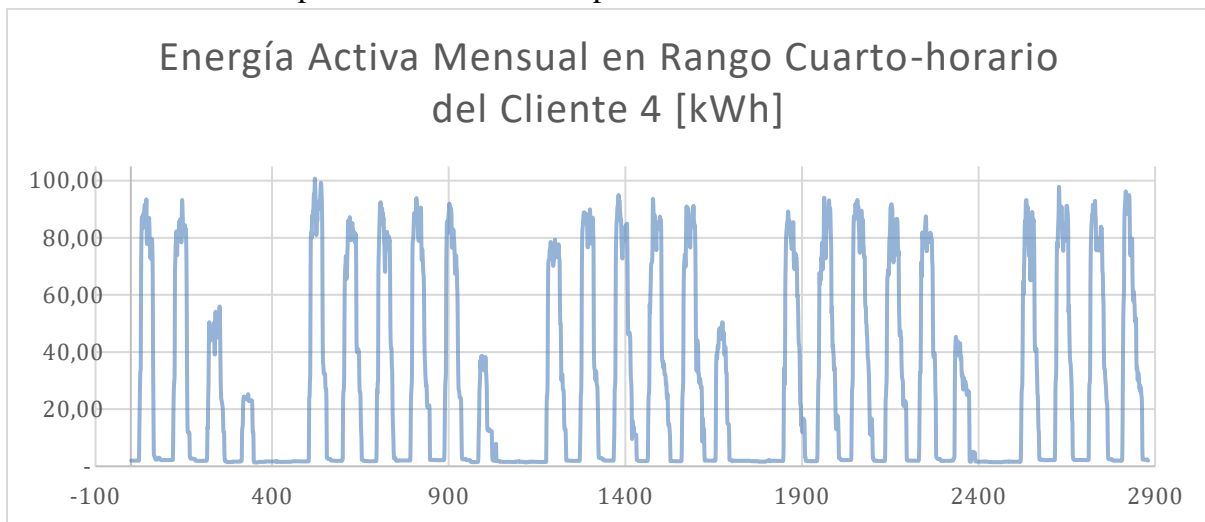


Figura 5.6. Comportamiento de demanda mensual del cliente 4.

En la Figura 5.6, se puede observar un comportamiento de "picos" en el consumo, lo que indica que durante ciertas horas del día hay un mayor consumo en comparación con otras horas donde el consumo es prácticamente nulo. Así mismo, después de cada 5 picos, la demanda de energía se ve mermada, por lo que dichos días son fines de semana. Se indica que la base de datos está en periodos cuarto-horarios, por lo que, al ser una representación de un mes, el eje horizontal de la Figura corresponde al número de datos tratados.

Como se observa en la Figura 5.6, no existe mayor diferencia entre días laborales, por lo que se realiza un promedio de consumo de energía cuarto-horario entre todos los días laborales del año, exceptuando los meses de enero y diciembre, para poder realizar un estudio diario más detallado y generalizado para los días laborales. Se obtiene el siguiente perfil de demanda, donde se observa que el mayor consumo de energía se da a partir de las 05:00, denotando un incremento en el consumo. Antes de esto, se observa un consumo casi nulo, llegando alrededor de las 07:15, donde se "estabiliza" por ciertas horas. A partir de aproximadamente las 15:00, empieza dicha curva a decrecer hasta que, posterior a las 19:00, se observa un comportamiento

de declive en cuanto a consumo, hasta llegar a un momento lineal sin aparente demanda energética.

Con base en el comportamiento descrito anteriormente, este caso se identifica como ideal para el estudio del impacto de la generación distribuida mediante energía fotovoltaica. Esto se debe a que el pico de demanda de energía ocurre al mediodía, al igual que la generación distribuida a través de sistemas fotovoltaicos alcanza su rendimiento máximo en ese período.

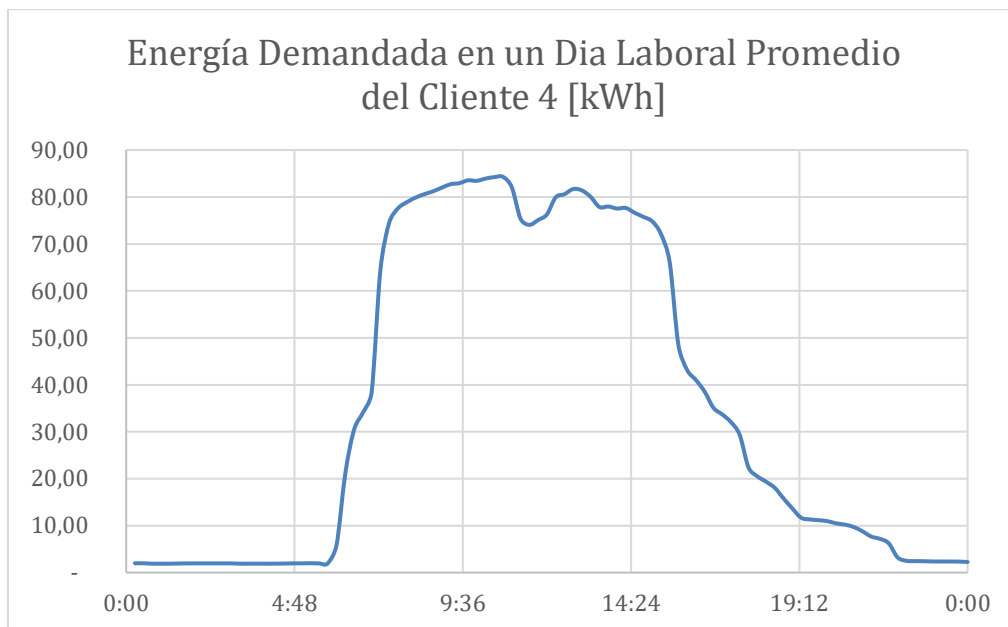


Figura 5.7. Comportamiento de demanda de un día laboral del cliente 4.

A continuación, se superpone en la imagen el perfil de generación de un SGDA de 300 kW de potencia. Es importante destacar que esta potencia se encuentra dentro del límite establecido por la regulación ARCERNNR 001/21, que permite una capacidad máxima de 1 MW. Esta superposición permite visualizar cómo sería el comportamiento y los posibles efectos en la demanda del cliente al incorporar el SGDA en su instalación, para así suplir proporcionalmente su demanda de energía.

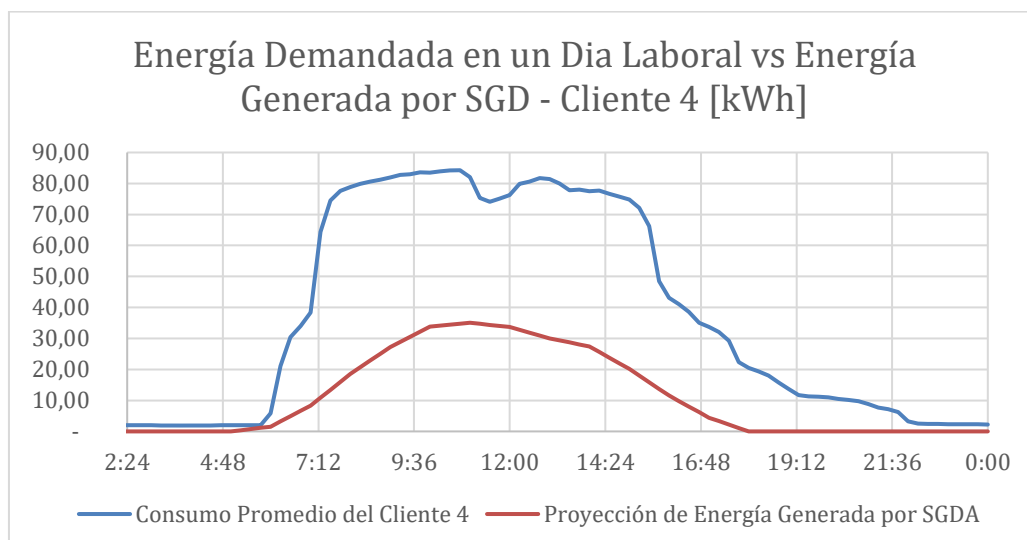


Figura 5.8. Comportamiento de demanda de un día laboral del cliente 4 frente a la generación de un SGDA de 300 kW.

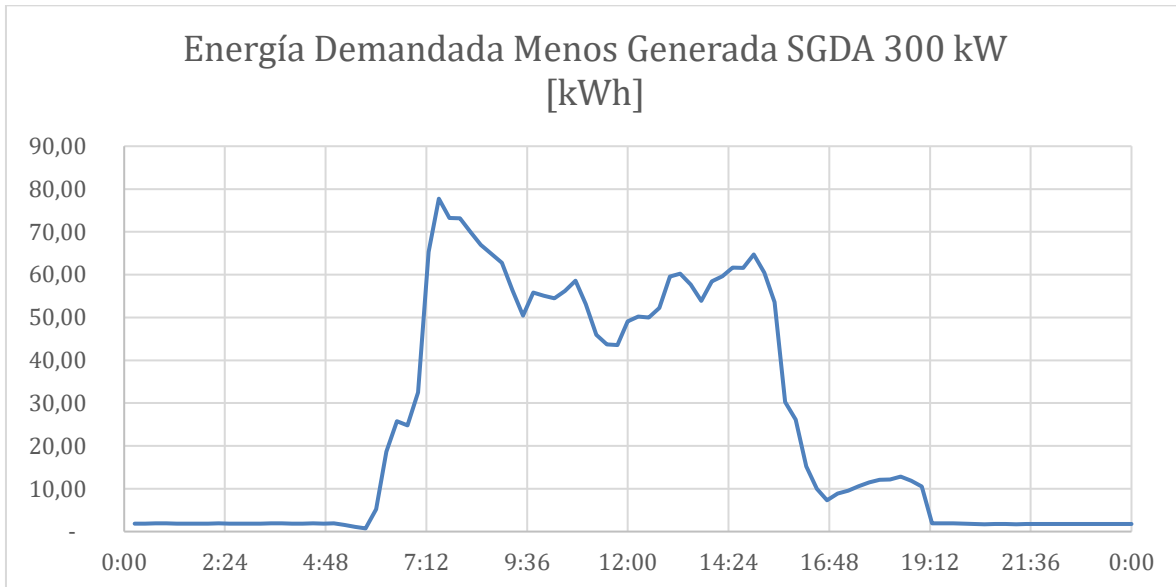


Figura 5.9. Comportamiento de demanda de un día laboral del cliente 4 menos la generación de un SGDA de 650 kW.

En la Figura 5.9, se puede observar la diferencia entre la energía demandada y la generada por el SGDA de 300 kW. Es evidente que hay un valle en la curva, lo que indica que en esos momentos la generación aumenta mientras que la demanda se mantiene de cierta forma constante. Es importante destacar que la Figura 5.9 muestra un día laborable promedio del cliente 4, donde se observa el pico máximo de demanda. A continuación, se realizará la misma simulación con un día promedio no laborable.

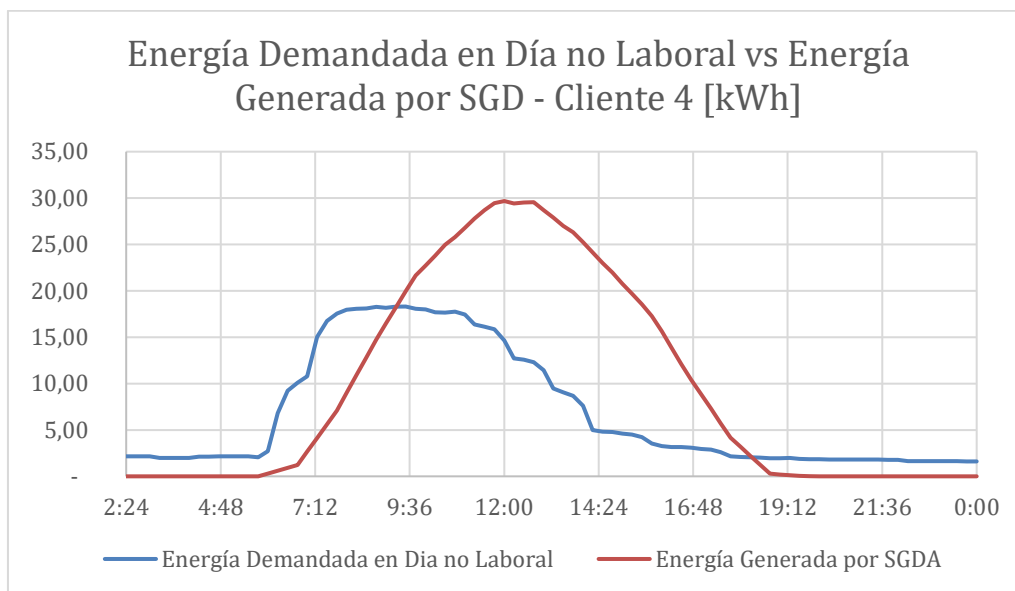


Figura 5.10. Comportamiento de demanda de un día no laboral del cliente 4 frente a la generación de un SGDA de 300 kW.

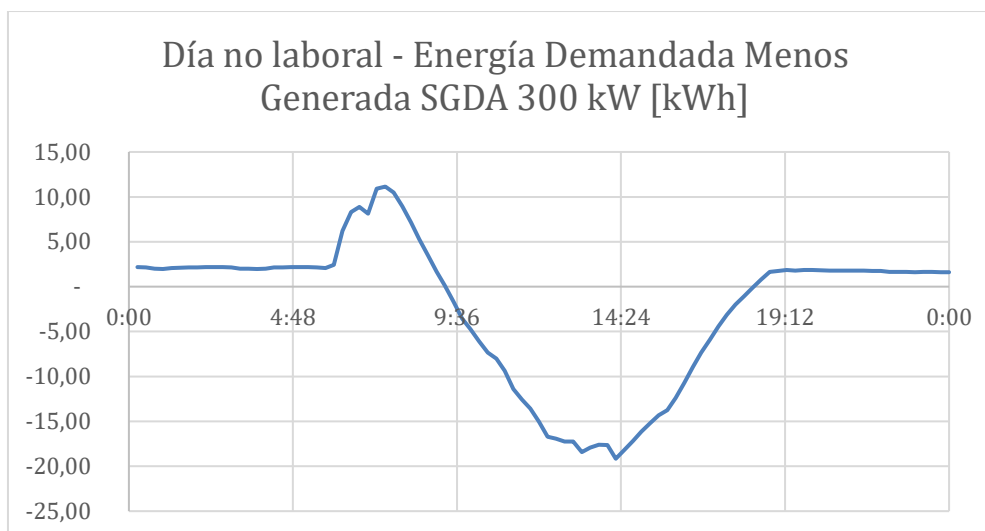


Figura 5.11. Comportamiento de demanda de un día no laboral del cliente 4 menos la generación de un SGDA de 300 kW.

En la Figura 5.11, se puede apreciar que en el caso específico del cliente 4, cuyos picos de demanda ocurren en días laborables, la generación del SGDA de 300 kW amortigua la curva de consumo energético. Este efecto se hace aún más pronunciado en un día no laborable llegando a tener excedentes de energía. Estos resultados sugieren que este sistema sería altamente atractivo para comercios e industrias, ya que podrían obtener importantes reducciones en sus facturas de energía por parte de la empresa distribuidora.

Aunque es cierto que la implementación de un proyecto de esta envergadura puede ser costosa, se puede concluir que la inversión sería valiosa y que el punto de rentabilidad podría alcanzarse en un plazo no tan largo para este tipo de clientes. Es decir, los beneficios económicos a largo plazo superarían los costos iniciales, lo que haría que la inversión se rentable en el tiempo.

Todas las simulaciones se realizan considerando los SGDA en el mismo punto de consumo, esto pues, ayuda a estudiar un impacto más significativo de los ingresos de la CENTROSUR, enfocándose en la generación de posibles créditos energéticos de los clientes con los cuales se obtendrán ahorros en los valores a cancelar por abastecimiento energético

#### **5.3.4. Ejemplo de facturación de un cliente con demanda horaria diferenciada con SGDA**

Previamente al estudio de facturación es necesario indicar que debido a los rangos horarios utilizados en la facturación de los clientes industriales en medio voltaje con demanda horaria diferenciada de la CENTROSUR. Se observa que, el mayor porcentaje de energía inyectada a la red se da en el rango desde las 08:00 a 18:00, sin embargo, también se toma en cuenta la inyección de energía a la red en los rangos horarios de 22:00 a 08:00 y 18:00 a 22:00. Si bien es cierto el porcentaje de energía aportada en dichas horas es escaso, existe una generación marginal por las primeras horas del día y para la fracción de tiempo posterior a las 18:00.

Tomando en consideración lo antes mencionado se realiza un estudio de porcentaje de energía inyectada en los rangos horarios que define el pliego tarifario para este segmento de clientes. En la tabla a continuación se observa que casi la totalidad de la generación se da en el periodo

desde 08:00 hasta 18:00, también existe una cantidad de generación no despreciable en los horarios de 18:00 hasta 22:00, y aun mayor en el periodo desde las 22:00 hasta 08:00.

*Tabla 5.5. Tabla de porcentajes de energía generada por horario*

<b>Porcentaje de Energía Generada Por Sistemas Fotovoltaicos Por Rangos Horarios</b>	
<b>08H00 – 18H00</b>	96,44 %
<b>18H00 – 22H00</b>	0,51 %
<b>22H00 – 08H00</b>	3,05 %

#### **5.3.4.1. Impacto Por Demanda Energética**

En este sub-capítulo se estudia únicamente el impacto económico por demanda energética que tendría la CNETROSUR respecto un cliente en caso de que posea un SGDA. Se presenta una tabla de cálculo correspondiente a un consumidor industrial con demanda horaria diferenciada en medio voltaje y los valores de potencia instalada del SGDA. Es importante tener en cuenta que los valores de energía consumida e inyectada en este ejemplo son simulaciones y no representan a ningún cliente real de CENTROSUR. Al no ser un cliente real, los valores de consumo de energía son colocados conociendo previamente los valores de generación del SGDA propuesto para que así simule un dimensionamiento correcto de generación energética con respecto del cliente, así pues, en la planilla general final se vea el impacto deseado, de manera que permita un estudio correcto de la facturación de la energía. Así también se indica que, los valores de energía inyectada corresponden a un sistema fotovoltaico ubicado en la zona del alimentador 0421, con una potencia nominal de 145 kW, puesto que la energía de demanda anual es de 205MW, respetando la fórmula de cálculo de la potencia nominal máxima mostrado en el punto 5.3.2.

Para los cálculos del valor de facturación por energía se toma el valor de energía facturable (EF) el cual será determinado por la energía neta (ENET) menos el saldo de energía obtenido del mes anterior (SEA) en caso de ser mayor a cero. El SEA es la energía por crédito energético (CE) sobrante obtenido del mes anterior. Si el SEA es negativo significa que se restará a la ENET para el posterior cálculo de la EF. El CE se calcula mensualmente el cual depende del ENET, si el ENET es mayor a cero el CE será cero. El ENET se obtiene al dividir el valor de la energía neta equivalente del mes de consumo actual (ENETE) para el cargo tarifario más alto (en este caso de los cargos tarifarios de un cliente de medio voltaje con demanda horaria diferenciada). El ENETE se obtiene al sumar los valores económicos de la energía consumida de la red (EERED) multiplicado por el cargo tarifario correspondiente, dicho valor menos la energía inyectada en la red (EEINY) multiplicado por el cargo tarifario correspondiente. Posterior a esto el valor de EF se multiplica por el cargo tarifario más alto, este valor es el que se representará en la planilla del cliente.

$$EEINY_i = \sum_{K=1}^n (EINY_k \times T_k) / Tm_i$$

$$EERED_i = \sum_{k=1}^n (ERED_k \times T_k) / Tm_i$$

$$ENETE_i = EERED_i - EEINY_i$$

Si  $ENETE_i > 0$ , el saldo de energía acumulable del mes será cero, por no haber saldo a favor del cliente en el mes de facturación.

Si  $ENETE_i \leq 0$ , la CENTORSUR deberá facturar la energía consumida con un valor de cero. En este caso el  $FE_i = (ENETE_i - SEA) * Tm$

El valor de  $ENETE_i \leq 0$  será el valor de CE, en caso de que exista valor de SEA el valor ENETE se sumará al SEA para que el siguiente mes se vuelva a realizar este proceso de facturación

A continuación, se muestran dos meses de estudio para poder aclarar el proceso de facturación en meses distintos, sin embargo, se realiza simulaciones por veinticinco meses los cuales se muestran más adelante en una planilla general mostrada en la Tabla 5.7 con la cual se podrá observar de manera clara el comportamiento del cliente respecto a la demanda de energía y su demanda generada inyectada a la red.

### 5.3.4.2. Primer mes de estudio

Tabla 5.6. Tabla para facturación de un cliente con demanda horaria diferenciada con SGDA mes 1

Rango de Consumo	Rangos Energía Activa	Energía Consumida de la Red EEREDk [kWh]	Energía Inyectada en la Red EEINYk [kWh]	Energía a Facturar ENETEk [kWh]	Cargo Tarifario [\$]	EEREDk [\$]	EEINYk [\$]	ENETEk [\$]
L-V 08:00 a 18:00	TA	5000	7678,1	-2678,14	0,0897	448,50	688,73	-240,23
L-V 18:00 a 22:00	TB	4000	59,1	3940,92	0,1037	414,80	6,13	408,67
L-V 22:00 a 08:00	TC	6500	226,8	6273,17	0,0501	325,65	11,36	314,29
S,D,F 18:00 a 22:00	TD	1200	30,7	1169,28	0,0897	107,64	2,76	104,88
	<b>Total</b>	<b>16700</b>	<b>7994,77</b>	<b>8705,23</b>		<b>1296,59</b>	<b>708,98</b>	<b>587,61</b>
	<b>EEREDi-EEINYi-ENETEI</b>	<b>12503,28</b>	<b>6836,80</b>	<b>5666,48</b>				

Se ve necesario realizar el cálculo de los valores de ENETE<sub>i</sub>, EERED<sub>i</sub> y EEINY<sub>i</sub> para poder comprender posteriormente la planilla general de consumo.

$$EERED_i = EEREDk - total/Tm$$

$$EERED_i = 1296,59\$kWh/0,1037\$$$

$$EERED_i = 12503,28kWh$$

$$EEINY_i = EEINYk - total/Tm$$

$$EEINY_i = 708,98\$kWh/0,1037\$$$

$$EEINY_i = 6836,84kWh$$

$$ENETE_i = ENETEk - total[\$/Tm]$$

$$ENETE_i = 587,61\$kWh/0,1037\$$$

$$ENETE_i = 5666,44kWh$$

Donde:

*EERED*= Energía equivalente consumida por el cliente en el mes

*EEINY*= Energía equivalente inyectada a la red por el SGDA en el mes

*ENETE*= Energía neta equivalente en el periodo mensual de consumo

*i*= mes de análisis

*k*= Valores en el mes de análisis, en los periodos de demanda que aplica el cargo tarifario por energía

### 5.3.4.3. Segundo mes de estudio

Tabla 5.7. Tabla para facturación de un cliente con demanda horaria diferenciada con SGDA mes 2

Rango de Consumo	Rangos de Energía Activa	Energía Consumida de la Red EEREDk [kWh]	Energía Inyectada en la Red EEINYk [kWh]	Energía a Facturar ENETEk [kWh]	Cargo Tarifario [\$]	EEREDk [\$]	EEINYk [\$]	ENETEk [\$]
L-V 08:00 a 18:00	TA	3700	7129,7	-3429,70	0,0897	331,89	639,53	-307,64
L-V 18:00 a 22:00	TB	3400	55,6	3344,38	0,1037	352,58	5,77	346,81
L-V 22:00 a 08:00	TC	5800	181,5	5618,50	0,0501	290,58	9,09	281,49
S,D,F 18:00 a 22:00	TD	1450	23,2	1426,79	0,0897	130,07	2,08	127,98
	<b>Total</b>	<b>1430</b>	<b>7390,03</b>	<b>6959,97</b>		<b>1105,02</b>		<b>448,64</b>
<b>EEREDi-EEINYi-ENETEI</b>		<b>10656,85</b>	<b>6330,54</b>	<b>4326,30</b>				

### 5.3.4.4. Plantilla completa de 25 meses de facturación

Realizando las simulaciones correspondientes en un plazo de 25 meses se tienen los siguientes resultados:

Tabla 5.8. Tabla resumen de un cliente con demanda horaria diferenciada con SGDA de 25 meses

Mes Facturado	Energía Consumida de la Red (ERED) [kWh]	Energía Inyectada a la Red (EINY) [kWh]	Energía Neta (ENET)[kWh]	Crédito de Energía Obtenido en el Mes [kWh]	Saldo de Energía Acumulada (SEA) [kWh]	Energía Facturable (EF) [kWh]
1	12503	6837	5666	0	0	566
2	10657	6331	4326	0	0	4326
3	13610	7581	6029	0	0	6029
4	14167	7534	6634	0	0	6634
5	12805	7849	4956	0	0	4956
6	14258	8035	6223	0	0	6223
7	14323	7344	6978	0	0	6978
8	14742	7246	7496	0	0	7496
9	12272	7633	4639	0	0	4639

10	13757	7175	6582	0	0	6582
11	12765	8454	4311	0	0	4311
12	12196	7981	4215	0	0	4215
13	14298	6862	7436	0	0	7436
14	10750	6244	4506	0	0	4506
15	13783	7742	6041	0	0	6041
16	13283	7159	6125	0	0	6125
17	12774	8331	4443	0	0	4443
18	13963	7826	6137	0	0	6137
19	14482	7069	7413	0	0	7413
20	14787	7612	7175	0	0	7175
21	11374	7587	3787	0	0	3787
22	13422	7356	6066	0	0	6066
23	12789	8358	4432	0	0	4432
24	12073	7577	4496	0	0	4496
<b>25</b>	<b>14305</b>	<b>13330</b>	<b>974</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>974</b>

Se realiza las simulaciones en este lapso ya que, cuando se cumplen veinticinco meses de facturación el crédito energético se reestablece a un valor de cero sin importar la cantidad de crédito con el que el cliente contaba. Para el cliente con SGDA será importante realizar un buen dimensionamiento de la potencia nominal en relación a su demanda energética, ya que de tener demasiado excedentes estos al terminar el plazo de acumulación de créditos se reiniciaría perdiendo así dichos valores.

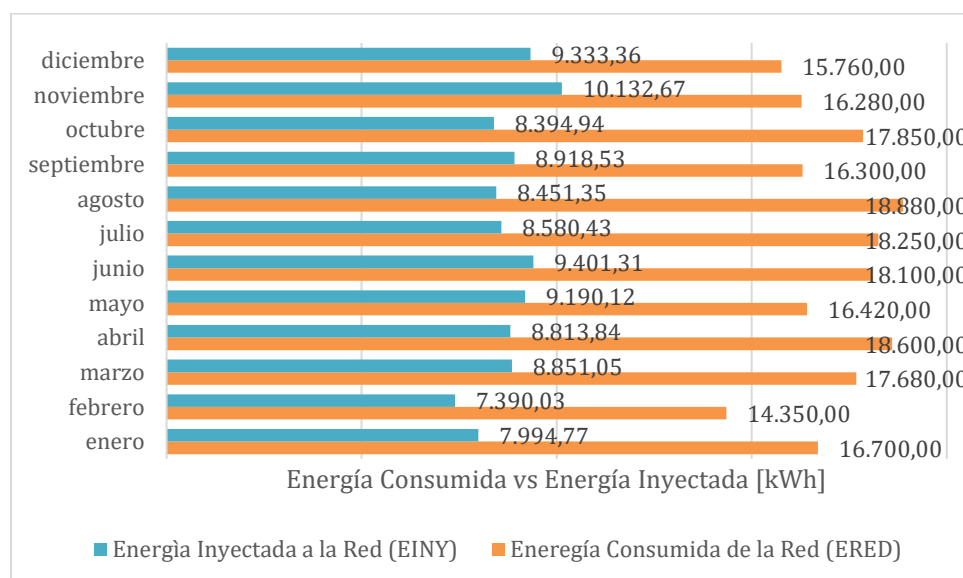


Figura 5.12. Comparación de energías consumidas versus generadas en un año.

Se observa que, en la ilustración de barras, aunque no siguen un patrón definido, se puede decir que los valores cada mes son parecidos, sin embargo, la energía generada por lo general se mantiene aproximadamente a la mitad de la demandada, esto supone que el ahorro puede llegar a ser significativo gracias al porcentaje de autoabastecimiento generado en meses de mayor irradiancia.



Es necesario realizar un estudio de comportamiento de la generación de energía, ya que esto puede vislumbrar los meses en que los clientes tendrán menor generación, traduciendo así en mayores ingresos económicos para la empresa distribuidora. Así mismo se observan meses en los que la generación será más significativa creando así mayor ahorro de energía para los clientes.

Tomando valores de irradiancia por hora y promediándolos mensualmente para determinar los meses de mayor y menor irradiancia, se ha observado que en meses como febrero, marzo y agosto se presentan “valles” en los cuales la generación de energía fotovoltaica se reduce.

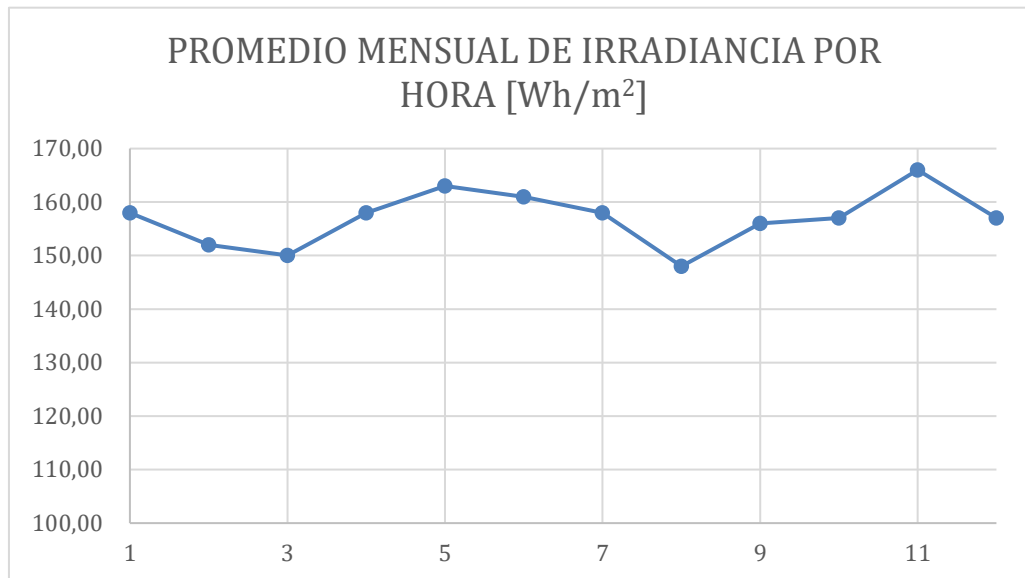


Figura 5.13. Comportamiento del promedio mensual de irradiancia

#### 5.3.4.5. Simulación de facturación por energía del cliente 4 con SGDA proyectado de 300 kW

Para realizarse la simulación de datos de facturación del cliente 4 con una instalación de SGDA de 300 kW de potencia nominal se toman datos de consumo desde agosto de 2020 hasta diciembre del 2021 teniendo así 17 meses de estudio. Esto debido a que la existencia de registro de energía demandada de mediciones cuarto-horarias existe desde ese periodo de tiempo. Sin embargo, el tiempo de 17 meses descrito es suficiente para observar el comportamiento tanto de la demanda como de generación, así de esta manera se podrá observar la incidencia que tendrá el SGDA en el cliente en cuestión.

Según la Figura 5.4 se observa un comportamiento mensual de la demanda energética con cierta normalidad a lo largo del tiempo. Se toma un mes típico como septiembre del 2021 para hacer estudios mensuales de facturación con los casos planteados, así pues, tenemos la siguiente tabla de facturación del cliente 4 con un SGDA de 300 kW.

Tabla 5.9. Tabla de planilla de facturación de demanda horaria diferenciada para el cliente 4 con SGDA

Rango de Consumo	Rangos Energía Activa	Energía Consumida de la Red EEREDk [kWh]	Energía Inyectada en la Red EEINYk [kWh]	Energía a Facturar ENETEk [kWh]	Cargo Tarifario [\$]	EEREDk [\$]	EEINYk [\$]	ENETEk [\$]
L-V 08:00 a 18:00	TA	60655,08	17830,14	42824,94	0,0897	5440,76	1599,36	3841,40
L-V 18:00 a 22:00	TB	3114,97	106,52	3008,44	0,1037	323,02	11,05	311,98
L-V 22:00 a 08:00	TC	15480,74	477,79	15002,95	0,0501	775,59	23,94	751,65
S,D,F 18:00 a 22:00	TD	263,68	37,68	226,00	0,0897	23,65	3,38	20,27
<b>Total</b>		<b>79514,46</b>	<b>18452,14</b>	<b>61062,33</b>		<b>6563,02</b>	<b>1637,73</b>	<b>4925,29</b>
<b>EEREDi-EEINYi-ENETEI</b>		<b>63288,52</b>	<b>15792,93</b>	<b>47495,59</b>				

Tabla 5.10. Tabla de facturación del cliente 4 simulando un SGDA de 300 kW

Mes Facturado	Energía Consumida de la Red (ERED)[kWh]	Energía Inyectada a la Red (EINY) [kWh]	Energía Neta (ENET) [kWh]	Crédito de Energía Obtenido en el Mes[kWh]	Saldo de Energía Acumulada (SEA) [kWh]	Energía Facturable (EF) [kWh]	Energía Facturable Sin SGDA [\$]	Energía Facturable Con SGDA [\$]	Diferencia[\$]
1	40812	16300	24512	0	0	24512	4232,21	2541,93	1690,3
2	47878	14693	33185	0	0	33185	4965,00	3441,31	1523,7
3	44828	12240	32587	0	0	32587	4648,49	3379,25	1269,2
4	41854	14554	27300	0	0	27300	4340,27	2831,02	1509,2
5	57604	14120	43483	0	0	43483	5973,51	4509,22	1464,3
6	67746	14145	53601	0	0	53601	7025,25	5558,40	1466,8
7	56386	13098	43288	0	0	43288	5847,18	4488,95	1358,2
8	65512	15685	49827	0	0	49827	6793,59	5167,07	1626,5
9	59097	15587	43511	0	0	43511	6128,39	4512,04	1616,4
10	62229	16240	45989	0	0	45989	6453,17	4769,05	1684,1
11	66068	16625	49443	0	0	49443	6851,23	5127,22	1724,0
12	62047	15195	46852	0	0	46852	6434,27	4858,52	1575,7
13	58162	14992	43170	0	0	43170	6031,99	4476,72	1554,7
14	63289	15793	47496	0	0	47496	6563,02	4925,29	1637,7
15	59078	14844	44233	0	0	44233	6126,35	4586,99	1539,4
16	56242	17491	38751	0	0	38751	5832,32	4018,49	1813,8
17	22766	16513	6253	0	0	6253	2360,84	648,43	1712,4

Como se observa en las Tablas 5.9 y 5.10 mostradas, un SGDA de 300 kW no supe por completo la necesidad energética del cliente 4 por eso todos los meses se tiene valor de recaudación. Sin embargo, se observa que el ahorro del cliente con SGDA es considerable en cada mes de estudio. Adicionalmente se menciona que en el mes 17, respectivo a diciembre del 2021 se obtiene un crédito energético, puesto como se mostró en la Figura 5.4 el cliente presenta la particularidad que en diciembre baja su consumo energético considerablemente en dicho año. Así en este mes el cliente paga menos de \$ 700 USD por demanda de energía.

#### 5.3.4.6. Simulación de facturación por potencia del cliente 4 con SGDA proyectado de 300 kW

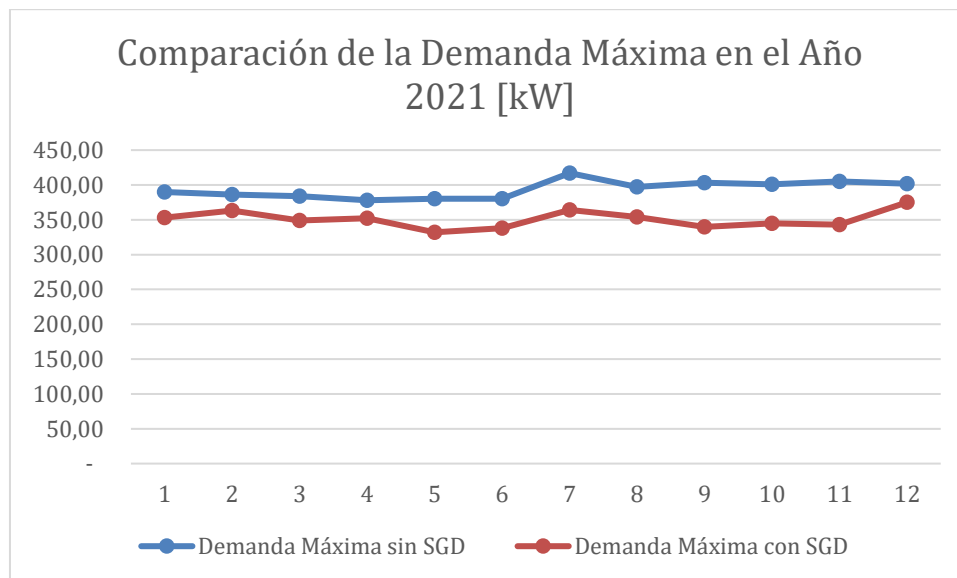
Si bien los valores de "ahorro" del cliente, mostrados en las Tablas 5.9 y 5.10, son llamativos, también se debe tomar en cuenta que el rubro por demanda máxima que los clientes de medio voltaje con demanda horaria diferenciada también se verá afectado. Pues, como se ha mostrado en las Figuras 5.8 y 5.9, el hecho de que la generación de energía supla en porcentaje la

necesidad energética del cliente hará que la curva de consumo se vea afectada, y el "pico" de demanda máxima cambie. Por este motivo, se realizó un análisis de los datos de potencia demandada menos la potencia suministrada por el SGDA durante el año 2021, y se encuentra la demanda máxima de los nuevos valores del año estudiado. Así, en el ejemplo mostrado en la Tabla 5.11, que corresponde al mes de septiembre del 2021, se realiza un estudio de la demanda máxima con SGDA y sin la misma, donde se obtienen los siguientes resultados.

*Tabla 5.11 Tabla valores por demanda máxima con SGDA del año 2021.*

	<b>Demanda [kW]</b>	<b>Valor por Demanda [\$]</b>
<b>Demanda Máxima con SGD</b>	340	777,92
<b>Demanda Máxima sin SGD</b>	403	922,06
<b>Diferencia</b>	<b>63</b>	<b>144,14</b>

Con lo anteriormente mostrado, se ve necesario un estudio anual de las variaciones de los valores de demanda máxima con la implementación de un SGDA. Aunque el mismo no es un valor muy significativo, la acumulación de estos valores en varios casos de clientes con sistemas SGDA puede llegar a representar reducciones de ingresos importantes para la empresa distribuidora.



*Figura 5.14. Comparación de la demanda máxima durante 2021*

Con todo lo anteriormente mostrado, a continuación, se muestra la facturación real del mes septiembre del año 2021 (sin SGDA), así se podrá comparar y ver detalladamente el impacto en un solo período de facturación comparando con los valores anteriormente mostrados.

*Tabla 5.12 Tabla comparativa de facturación real del cliente 4*

<b>Resumen Económico Mensual</b>		
<b>Rubro</b>	<b>Valor Real Facturado [\$]</b>	<b>Valor con Caso de Estudio SGDA [\$]</b>
<b>Energía</b>	6563,02	4724,54
<b>Demanda</b>	922,06	777,92
<b>Total Plantilla</b>	7485,08	5502,46

### 5.3.4.7. Simulación de facturación total del cliente 4 con SGDA proyectado de 600 kW

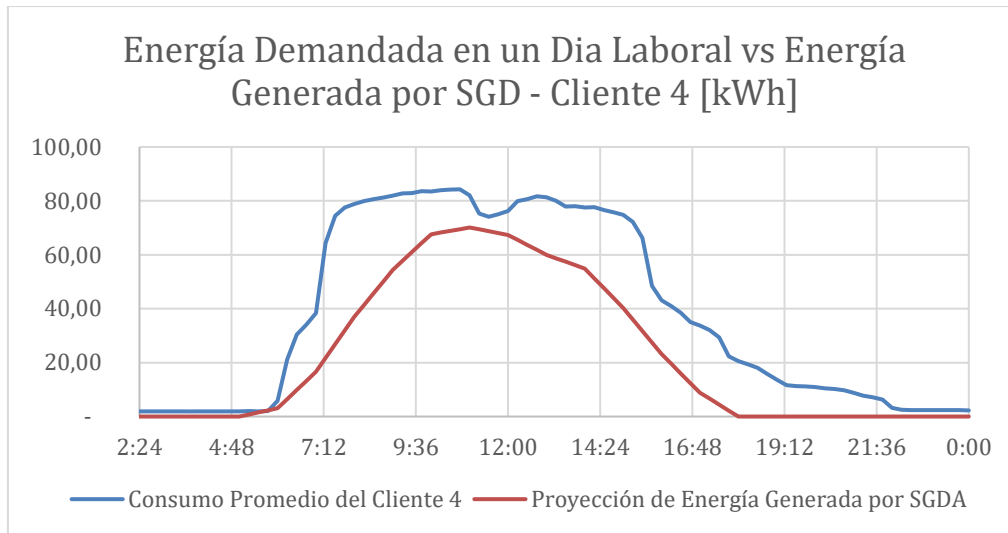


Figura 5.15. Comportamiento de demanda de un día no laboral del cliente 4 frente a la generación de un SGDA de 600 kW.

Como se observa en la Figura 5.15 mostrada, a diferencia de la Figura 5.8, la energía demandada está próximo a la energía inyectada. Sin embargo, esta no la supera, lo que indica que no se genera ningún crédito para el cliente. Al ser una figura de valores promedio, se puede determinar que, a lo largo del estudio, la energía inyectada generalmente no superará la energía demandada por el cliente.

A continuación, se muestra una tabla correspondiente a simulaciones de 17 meses para observar de manera general el comportamiento de la facturación del cliente. Se observa así que, en varios meses, se llega a un valor cero de energía facturable. Por lo tanto, en dichos períodos, el cliente solo deberá pagar los otros rubros como demanda máxima (la cual, por la generación, se verá reducida), costo de comercialización y otros rubros de aportes de recolección de basura y aporte a cuerpo de bomberos. Esto se traduce en una reducción importante de ingreso para la empresa distribuidora.

Tabla 5.13. Tabla resumen del cliente 4 simulando un SGDA de 600 kW

Mes Facturado	Energía Consumida de la Red (ERED) [kWh]	Energía Inyectada a la Red (EINY) [kWh]	Energía Neta (ENET) [kWh]	Crédito Energía Obtenido en el Mes [kWh]	Saldo de Energía Acumulada (SEA) [kWh]	Energía Facturable (EF) [kWh]	Energía Facturable Sin SGDA [\$]	Energía Facturable Con SGDA [\$]	Diferencia [\$]
1	40812	35299	8213	0	0	8213	4232,21	851,65	3380,6
2	47878	29386	18492	0	0	18492	4965,00	1917,62	3047,4
3	44828	24479	20347	0	0	20347	4648,49	2110,02	2538,5
4	41854	29108	12746	0	0	12746	4340,27	1321,78	3018,5
5	57604	28241	29363	0	0	29363	5974,51	3044,94	2928,6
6	67746	28290	39456	0	0	39456	7025,25	4091,55	2933,7
7	56386	26195	30190	0	0	30190	5847,18	3130,72	2716,5
8	65512	31370	34142	0	0	34142	6793,59	3540,55	3253,0
9	59097	31174	27924	0	0	27924	6128,39	2895,69	3232,7
10	62229	32480	29749	0	0	29749	6453,17	3084,94	3368,2
11	66068	33250	32818	0	0	32818	6851,23	3403,21	3448,0
12	62047	30391	31656	0	0	31656	6434,27	3282,77	3151,5
13	58162	29984	28179	0	0	28178	6031,99	2922,05	3109,3

14	61353	31586	29767	0	0	29767	6362,27	3086,81	3275,5
15	59078	29689	29389	0	0	29389	6126,35	3047,63	3078,7
16	56242	34982	21260	0	0	21260	5832,32	2204,65	3627,7
17	22766	33026	-10260	-10260	-10260	0	2360,84	0,00	2360,8

Como se observa en la Tabla 5.13 descrita, el mes 17, correspondiente a diciembre del 2021, último mes de los datos estudiados, se observa que, debido a su reducción considerable de demanda energética, el cliente consigue un crédito energético. Esto se traduce a que ese mes no desembolse ningún valor a la empresa distribuidora. Además, se crea un saldo energético para el próximo mes, en el cual, dependiendo de su consumo, el mismo podría aportar para que su consumo sea menor. Incluso, dependiendo de la energía inyectada en dicho mes, sumado al saldo, como resultado nuevamente que no se vuelva a cancelar ningún valor por consumo energético.

Sin embargo, ya que normalmente su consumo es considerablemente mayor a la energía inyectada, el saldo energético se irá reduciendo rápidamente hasta volverse cero, no sin antes haber sido un gran ahorro para el cliente.

A continuación, se presentan tablas de facturación y comparación de los valores correspondientes. Esto permitirá observar las diferencias en los montos que la empresa distribuidora dejaría de percibir. Se compara el caso de estudio de generación previamente analizado con la facturación real del mes de septiembre de 2021.

Tabla 5.14. Tabla de planilla de facturación de demanda horaria diferenciada para el cliente 4 con SGDA de 600 kW

Rango de Consumo	Rangos Energía Activa	Energía Consumida de la Red [kWh]	Energía Inyectada en la Red [kWh]	Energía a Facturar ENETeI [kWh]	Cargo Tarifario [\$]	EEREDi [\$]	EEINyi [\$]	ENETeI [\$]
L-V 08:00 a 18:00	TA	60655,08	35660,28	24994,80	0,0897	5440,76	3198,73	2242,03
L-V 18:00 a 22:00	TB	3114,97	213,05	2901,92	0,1037	323,02	22,09	300,93
L-V 22:00 a 08:00	TC	15480,74	955,59	14525,15	0,0501	775,59	47,87	727,71
S,D,F 18:00 a 22:00	TD	263,68	75,36	188,32	0,0897	23,65	6,76	16,89
	<b>Total</b>	<b>76514,46</b>	<b>36904,27</b>	<b>42610,19</b>		<b>6563,02</b>	<b>3275,45</b>	<b>3287,56</b>
	<b>EEREDi-EEINyi-ENETeI</b>	<b>63288,52</b>	<b>31585,87</b>	<b>31702,65</b>				

Tabla 5.15 Tabla comparativa de facturación real del cliente 4 con los casos de estudio

Resumen Económico Mensual			
Rubro	Valor Real Facturado	Valor con Caso de Estudio SGDA 300 kW	Valor con Caso de Estudio SGDA 600 kW
Energía	6563,02	4724,54	3086,81
Demanda	922,06	777,92	725,30
<b>Total Plantilla</b>	<b>7485,08</b>	<b>5502,46</b>	<b>3812,11</b>

En los datos mostrados en la Tabla 5.15 se observa que los valores de un solo mes de facturación se reducen considerablemente, si bien es cierto en el caso de estudio del SGDA de 300 kW de potencia nominal no existen créditos energéticos conseguidos por la generación, aun así se reduce en gran medida los rubros a cancelar, sin embargo, cuando se simula un

SGDA optimizado de acuerdo al consumo energético del cliente, se consiguen mayores cantidades de ahorros para el cliente, incluso en un mes atípico, como el caso diciembre 2021, en dicho mes se obtenga un valor de cero dólares a cancelar por consumo de energía como se muestra en la Tabla 5.13. Con lo que, de un valor real facturado de aproximadamente \$ 7500 USD, en el caso de implementación de un SGDA bien dimensionado el valor a pagar se reduce a un valor de aproximadamente \$ 3800 USD, obteniendo así un ahorro del 50% aproximadamente. Por temas prácticos del estudio realizado se descartan los rubros de recaudación de terceros, así también el valor de alumbrado público y precio por comercialización, así se puede observar el impacto económico directo que tendrá la implementación de los SGDA.

### **5.3.5. Proyección de crecimiento de la generación distribuida**

Según un estudio de proyección realizado por "E2BIZ investigación" en Santiago de Chile, se ha establecido en el sector chileno la iniciativa de fomentar la instalación de SGDA a través de mejoras regulatorias que incentiven a los consumidores. Este enfoque es similar a lo que actualmente se contempla en el panorama ecuatoriano con las regulaciones emitidas por la Agencia de Regulación y Control mencionadas en este proyecto.

En el referido estudio se destaca que las regulaciones del sector eléctrico chileno permiten proyectos con una potencia nominal de hasta 300 kW, los cuales están habilitados para vender los excedentes de energía a la empresa distribuidora. En comparación, en Ecuador la regulación permite proyectos de hasta 1.000 kW, lo que podría generar un mayor atractivo para empresas interesadas en llevar a cabo proyectos de generación distribuida.

Un ejemplo interesante de analizar es el caso de Alemania, donde en el año 2000 se aprobó la Ley de Energía Renovable. Esta ley otorgaba a los propietarios de sistemas de generación fotovoltaica el derecho de vender la energía generada a la empresa distribuidora durante un período garantizado de 20 años. Como resultado de esta ley, la contribución de la energía generada mediante sistemas fotovoltaicos al consumo total de energía del país aumentó significativamente, pasando del 11.5% en 2004 al 31% en 2012 [11].

Esto demuestra cómo las políticas y regulaciones favorables pueden impulsar el crecimiento de la generación de energía renovable a través de sistemas fotovoltaicos.

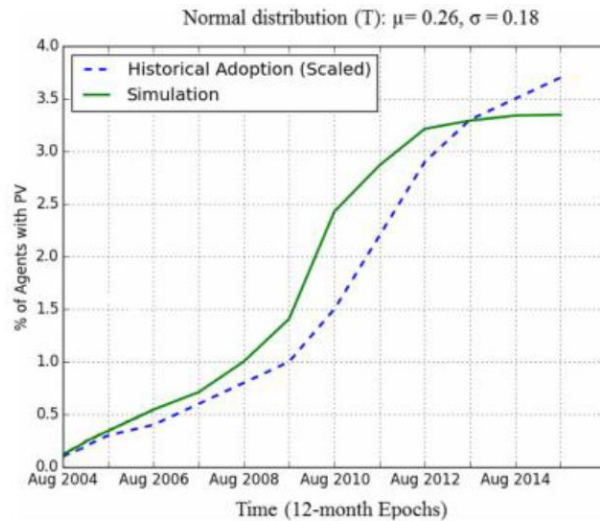


Figura 5.16. Historial de adopción de sistemas fotovoltaicos en Alemania. [11]

“E2BIZ investigación” ha realizado una proyección de crecimiento a través de tres escenarios hasta el año 2059, los cuales son: Base, Alto y Bajo. El escenario Base es considerado como el más probable de cumplirse durante el período analizado. En el contexto del panorama ecuatoriano, se utiliza como referencia el gráfico de tasa de crecimiento que se presenta a continuación, tomando como punto de partida una potencia inicial que corresponda a los clientes que actualmente tienen instalados SGDA en funcionamiento. A continuación, se muestran las tasas de crecimiento por año para cada escenario:

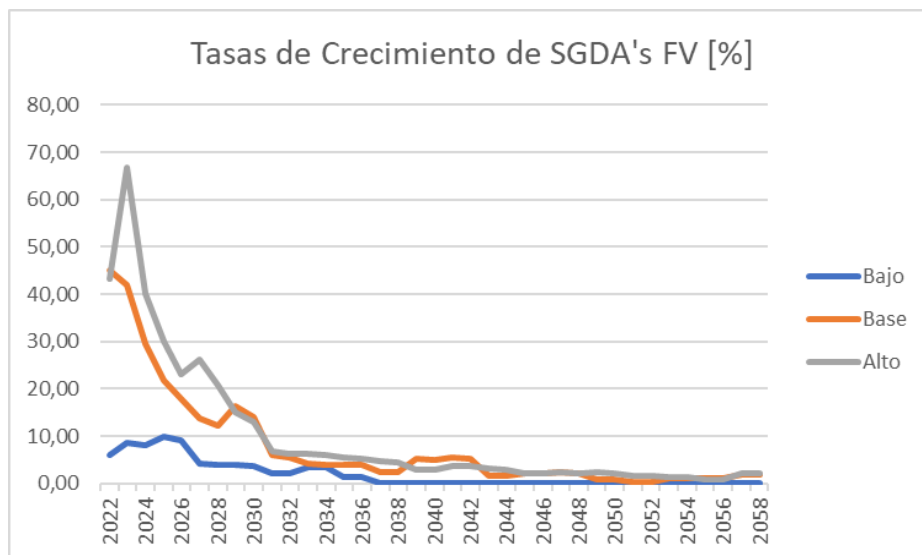


Figura 5.17. Tasa de crecimiento en horizonte temporal. [11]

Hasta el segundo semestre de 2022, según los “Reportes de Información Estadística del Sector Eléctrico” de la página oficial de la ARCERNNR, se han registrado un total de 24 proyectos de generación privada de SGDA que se encuentran en funcionamiento. Estos proyectos tienen una potencia nominal instalada de 24,46 MW, lo que contribuye con 23,57 MW de potencia efectiva al servicio público. Es importante destacar que ninguno de estos proyectos está ubicado en la provincia del Azuay ni en el territorio de la CENTROSUR.

Según información facilitada por funcionarios de la DIPLA y con corte de Julio de 2022 la CENTROSUR cuenta actualmente con grandes clientes que tienen SGDA en proyección, los cuales en conjunto tienen una potencia instalada total de 2.3 MW (por habilitarse próximamente). Este valor se utiliza como la potencia semilla para realizar la proyección de la penetración de esta tecnología en el horizonte temporal.

### 5.3.6. Impacto económico según la proyección de crecimiento de los SGDA

De acuerdo con la información obtenida de la página oficial de la CENTROSUR, actualmente no hay SGDA privadas autorizadas para inyectar energía a la red de distribución. Sin embargo, se estima que se habilitarán aproximadamente 2.3 MW de SGDA privadas pertenecientes a clientes con demanda horaria diferenciada. Uno de estos proyectos está próximo a implementarse, alrededor de 1 MW, como se estudia en el presente trabajo. Este proyecto de generación distribuida es el que el cliente uno del escenario desea implementar. Se espera que esta capacidad de generación aumente con el tiempo. Aunque, en comparación con otras provincias del país, la potencia instalada en Azuay se encuentra por debajo, como es el caso de El Oro, donde en la actualidad ya existe una potencia nominal instalada de 6 MW.

Con la proyección de la potencia instalada de SGDA en Azuay, se puede estimar el comportamiento a lo largo del tiempo en los tres escenarios de penetración mencionados en el punto 5.3.3. de este proyecto.

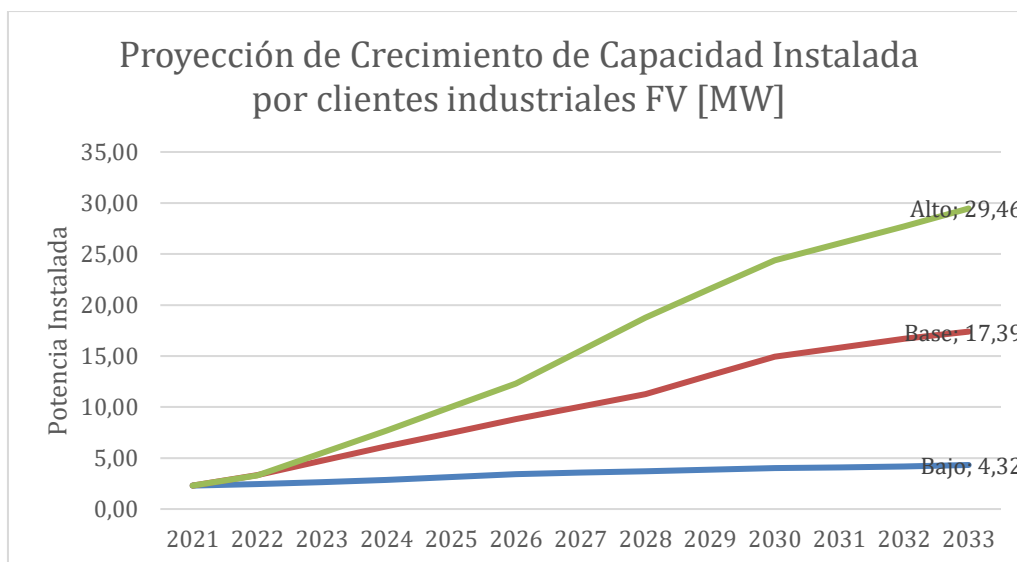


Figura 5.18. Proyección de crecimiento de SGDA fotovoltaicos privados industriales hasta 2033 [11].

Para términos prácticos del estudio se tomará un horizonte temporal de 10 años posteriores. Se realizarán simulaciones en los 3 casos planteados. Por lo tanto, se realizan simulaciones dichos casos en el año proyectado de 2033, aunque no es un año donde se ha maximizado la generación de acuerdo con la Figura 5.18, las condiciones que puedan provocar variaciones en dicha proyección pueden cambiar en el transcurso de los años, ya sean por nuevas políticas, nuevas tecnologías entre otros. Así entonces en la Figura 5.19 se observa la proyección de crecimiento hasta el año 2023.



## PROYECCIÓN DE ENERGÍA GENERADA POR SGDA'S PRIVADAS 2033

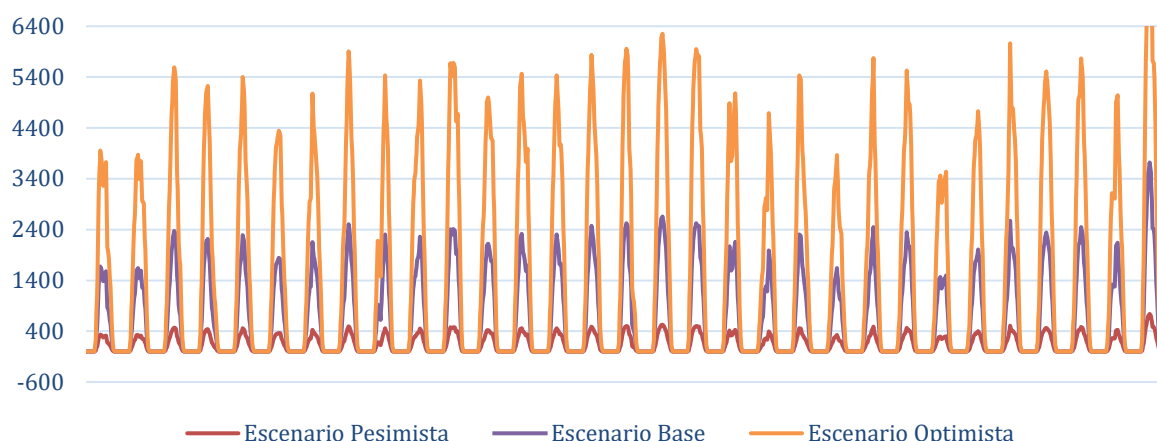


Figura 5.19. Proyección de energía generada en un mes promedio por SGDA privadas industriales en 2033.

A continuación, se muestran valores de facturación como los mostrados en el punto 5.3.4.1, correspondientes al año de estudio 2049, con ayuda de las plantillas de facturación que se han utilizado a lo largo del presente trabajo. Los valores son un pronóstico de acuerdo con el estudio realizado previamente de acuerdo con la proyección de crecimiento de energía generada por SGDA. Se omiten datos de valores de energía consumida por la red y sus respectivos rubros, puesto que el estudio se enfoca en la energía generada por SGDA y los valores que la CENTROSUR dejaría de percibir por este concepto

### 5.3.6.1. Escenario Pesimista

Tabla 5.16. Tabla de planilla de facturación global de demanda horaria diferenciada con SGDA de escenario pesimista

Rango de Consumo	Rangos Energía Activa	Energía Inyectada en la Red [kWh]	Cargo Tarifario [EENYi]	EEINYi [\$]
L-V 08:00 a 18:00	TA	25674,0	0,0897	23030,84
L-V 18:00 a 22:00	TB	1533,95	0,1037	159,07
L-V 22:00 a 08:00	TC	6880,2	0,0501	344,70
S,D,F 18:00 a 22:00	TD	542,6	0,0897	48,67
	<b>Total</b>	<b>265710,76</b>		<b>23583,27</b>
	<b>EEINYi</b>	<b>227418,26</b>		

En la Tabla 5.16 se muestra el ahorro que las industrias privadas con SGDA obtendrían de la energía inyectada en un mes promedio en el área de concesión de CENTROSUR. En cuanto al consumo de energía, se enfoca en los valores que la empresa distribuidora no percibirá, por lo que los valores se muestran como cero. Se observa que los valores de potencia facturable de energía inyectada a la red ascienden a los 227000 kWh, aproximadamente, esto si bien no indica el valor real de pérdida económica al momento de la facturación, si se puede considerar como la potencia que servirá para el ahorro de los clientes con SGDA. En el caso óptimo para

los clientes, en caso de que aprovechen toda la potencia mencionada podría ascender a un valor de \$ 23.500 USD mensuales, y así mismo un valor de \$ 280.000 USD en un año.

### 5.3.6.2. Escenario Medio

Tabla 5.17. Tabla de planilla de facturación global de demanda horaria diferenciada con SGDA de escenario medio

Rango de Consumo	Rangos Energía Activa	Energía Inyectada en la Red [kWh]	Cargo EEINYi Tarifario [\$]	EEINYi [\$]
L-V 08:00 a 18:00	TA	1033553,8	0,0897	92709,78
L-V 18:00 a 22:00	TB	6174,78	0,1037	640,33
L-V 22:00 a 08:00	TC	27696,1	0,0501	1387,57
S,D,F 18:00 a 22:00	TD	2184,1	0,0897	195,91
	<b>Total</b>	<b>1069608</b>		<b>94933,59</b>
		<b>EEINYi 915463,78</b>		

En un escenario con una mayor penetración de la potencia instalada de SGDA fotovoltaicos, los valores de energía inyectada a la red que servirán de ahorro a los clientes con SGDA estarán alrededor de 915000 kWh, lo que podría representar una pérdida económica para la empresa distribuidora de aproximadamente \$95.000 USD, Lo que se traduce en un monto anual al rededor \$1.140.000,00 USD.

### 5.3.6.3. Escenario Optimista

Tabla 5.18. Tabla de planilla de facturación global de demanda horaria diferenciada con SGDA de escenario optimista

Rango de Consumo	Rangos Energía Activa	Energía Inyectada en la Red [kWh]	Cargo EEINYi Tarifario [\$]	EEINYi [\$]
L-V 08:00 a 18:00	TA	1750919,8	0,0897	157057,5
L-V 18:00 a 22:00	TB	10460,72	0,1037	1084,78
L-V 22:00 a 08:00	TC	46919,3	0,0501	2350,66
S,D,F 18:00 a 22:00	TD	3700,0	0,0897	331,89
	<b>Total</b>	<b>1811999,75</b>		<b>160824,8</b>

En el escenario óptimo de crecimiento de los SGDA la energía inyectada por estos podría llegar al orden de 1.810.000 kWh al mes, lo que representaría en el mejor de los casos para los clientes un valor de ahorro por potencia inyectada de \$160.000 USD, lo que se traduce en un monto anual aproximado a los \$2.000.000 USD.

## 5.4. COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Como se repasó en los puntos anteriores, se conoce que los clientes de medio voltaje con demanda horaria diferenciada tiene ciertas tarifas dependiendo de las horas del día en que se consuma la energía. Se debe tener presente que dicha energía comercializada la CENTROSUR compra a grandes generadores convirtiéndose así en un intermediario, los precios a la que la

CENTROSUR compra dicha energía tiene variaciones horarias a lo largo del día, y no sigue un orden estricto, por lo que en un día se pueden tener valores diferentes en las mismas horas de un día diferente.

Con lo anteriormente expuesto se identifica que la pérdida de ingresos puede resultar no ser tan impactante puesto que la energía generada por SGDA privadas es energía que la CENTROSUR no compraría para su comercialización, sin embargo, se pierde la misma.

Para tener un escenario más claro expuesto se ha tomado los precios a lo que la CENTROSUR compró energía el mes de diciembre de 2022 promediándolos en un solo día teniendo 24 datos que representan las horas de un día. Además, se sobrepone la curva de la tarifa de los clientes de medio voltaje con demanda horaria diferenciada, estos datos son facilitados por la DICO.

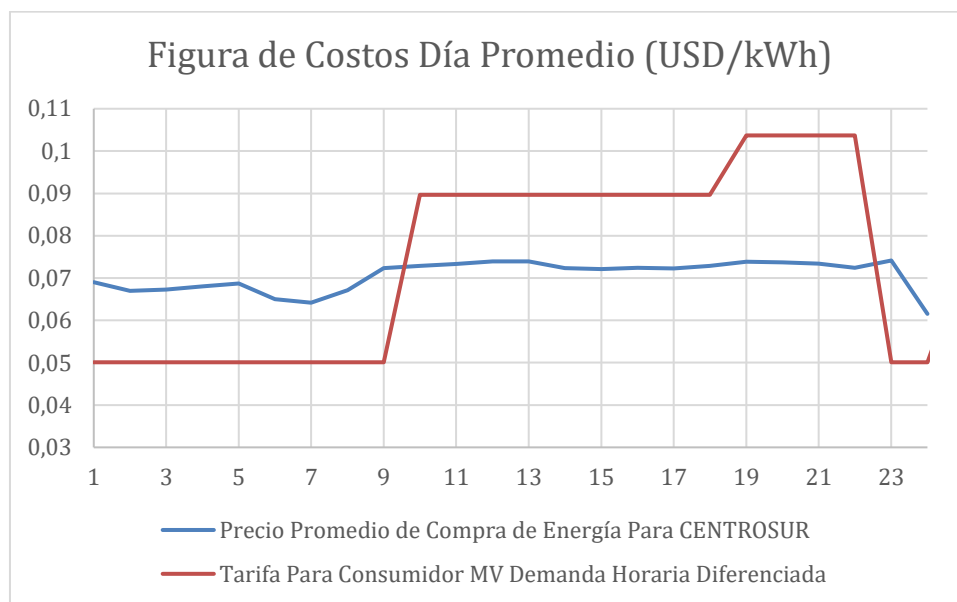
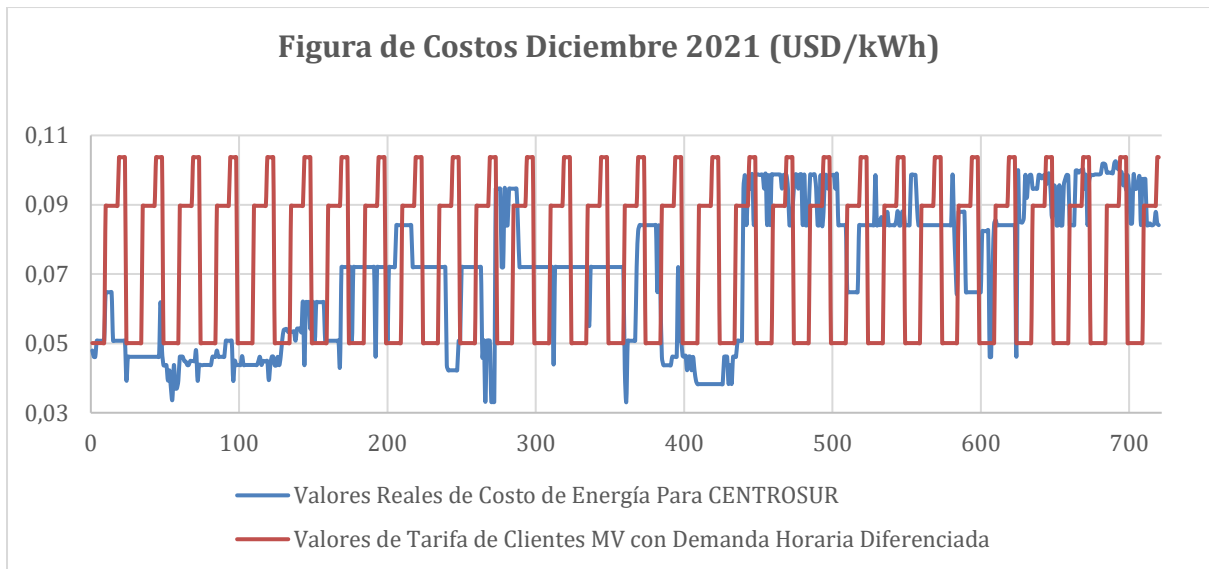


Figura 5.20. Comparación de compra y venta de energía por CENTROSUR de un día promedio.

Se observa la particularidad que en posterior a las 22:00 y antes de las 08:00, el valor de venta de energía es menor a la compra de esta por la CENTROSUR. En el resto de rango horario, los valores de compra son inferiores a los valores de venta, en donde la empresa distribuidora percibe la mayor parte de sus ingresos. Sin embargo, se debe recordar que los SGDA fotovoltaicos producen la mayor parte de energía en el rango antes mencionado, afectando gravemente la comercialización para la CENTROSUR. Esto se debe a que los clientes particulares tendrán ahorros energéticos en momentos en que la CENTROSUR puede obtener mayores ingresos, y se comercializará la energía cuando para la CENTROSUR no es conveniente la misma.



*Figura 5.21. Comparación de compra y venta de energía por CENTROSUR diciembre 2021.*

Por lo antes mostrado se ve necesario observar la diferencia de energía que existe entre la energía demandada y generada en el mes de septiembre del año 2021 por SGDA en este caso del cliente cuatro que se ha venido estudiando a lo largo del presente trabajo, con el SGDA de 300 kW, el cual se observó que no es el caso más crítico de potencia nominal permitida para dicho cliente.

A la diferencia de esta energía antes mencionada, se multiplica por el costo que a la empresa distribuidora le costaría adquirirla para su comercialización y por otro lado por la tarifa correspondiente en cada rango horario para un cliente de medio voltaje con demanda horaria diferenciada para así poder observar el impacto de comercialización de dicha energía.

Cabe mencionar que la data es de un mes calendario dividido en todas sus horas por lo que existen más de 700 registros.

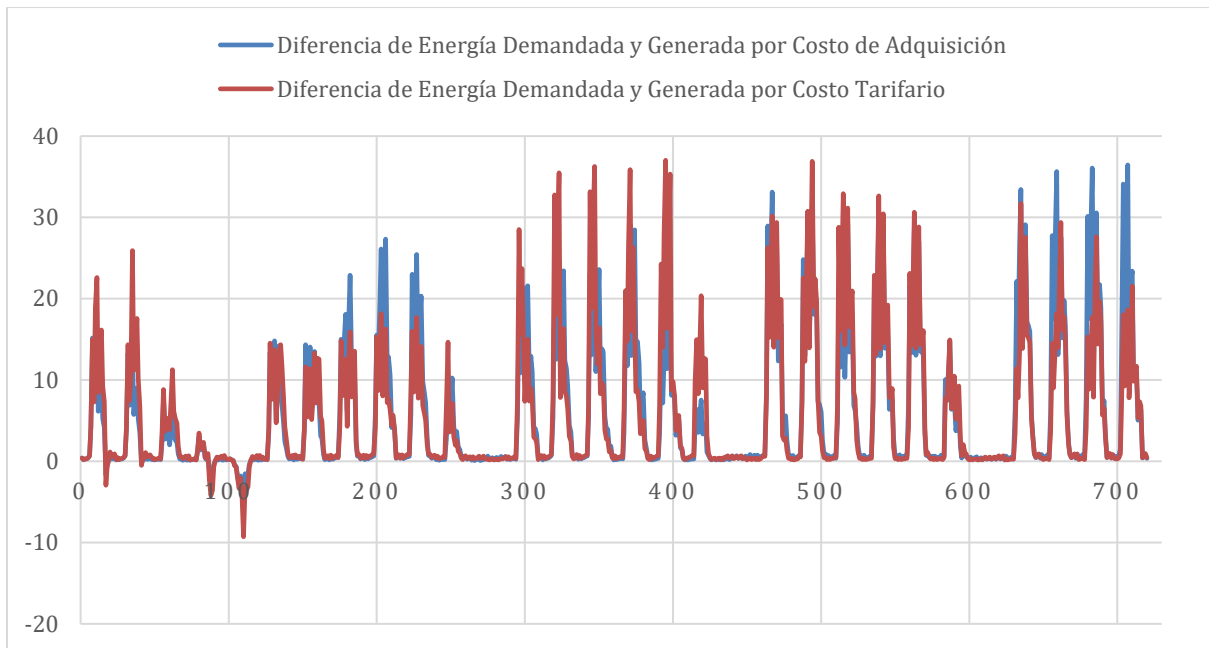


Figura 5.22. Comparación de costos para la diferencia de energía demandada y generada por SGDA

Como se observa en la Figura 5.22, los picos rojos indican que la venta de dicha energía a costo tarifario implica ingresos que tendría la empresa distribuidora por su comercialización. Sin embargo, los picos azules sobresalientes indican que la adquisición de la energía por la distribuidora en dichos momentos es más costosa que la venta, por lo cual no existe rentabilidad de dicha comercialización.

Este efecto se produce ya que, en los momentos de generación por SGDA fotovoltaicos, se da cuando los valores de comercialización son positivos para la CENTROSUR, creando así un ahorro importante para el cliente.

## 5.5. CONCLUSIONES DE LA PARTE COMERCIAL DEL PROYECTO

- Teniendo en conocimiento que el presente proyecto retrata la situación técnica-económica de los casos que pueden suceder con la inserción de las tecnologías de SGDA fotovoltaicos se percibe que la empresa distribuidora tendría un impacto económico considerable de darse los casos medio u optimista, sin embargo, en el caso de penetración pesimista las pérdidas por comercialización de energía no llegan a ser considerables en un horizonte temporal de medio plazo.
- Actualmente el panorama de los SGDA en el territorio de la CENTROSUR es incierto, pero al haber proyectos en espera de aprobación se podría considerar que es cuestión de tiempo para que otros clientes estudien el impacto económico favorable que suscitará la implementación de sus propias plantas de generación con lo cual se llegaría a dar una fuerte penetración de potencia instalada. El presente estudio retrata el posible panorama de clientes industriales, sin embargo, también se debería considerar un estudio de impacto de penetración masiva de tecnologías fotovoltaicas de clientes residenciales.
- A medida que avance la tecnología, los costos de los proyectos fotovoltaicos serán cada vez más bajos ya que se espera que en los próximos años las tecnologías fotovoltaicas incrementen su rendimiento, así mismo se prevé una mejora en la ingeniería y diseño de las plantas de generación por lo que estas tecnologías serán más eficientes y necesitaran menor espacio para su implementación resultando ser más atractivas para clientes que deseen ahorrar patrimonio al no depender únicamente de la energía demandada a la empresa distribuidora.
- Los limitantes de potencia instalada que se tiene de la regulación pueden ser en principio una ventaja para la empresa distribuidora que no vería un incremento de estas tecnologías drásticamente, sin embargo como se realizan los estudios, la potencia nominal para clientes medianos como el cliente cuatro presentado en este trabajo pueden llegar a ser llamativas ya que si existe un ahorro de hasta el cincuenta por ciento en la facturación mensualmente por rubro de demanda energética, la cual es valor **más** elevado en la planilla de facturación.
- Como se observa en el último punto de este capítulo, si bien los clientes no tienen conocimiento del proceso de comercialización y los costos que le implican la adquisición de la energía a la CENTROSUR, se observa que este tipo de proyectos afectan en gran medida en los rangos horarios más beneficiosos de adquisición de capital por la empresa distribuidora, siendo así un factor determinante la pérdida de comercialización en horas de alzas en los ingresos, en cambio se comercializa más energía en horas de menor o nula generación que dichos rangos horarios de comercialización negativos donde por lo general el costo de adquisición es mayor al de venta de energía por la CENTROSUR.

## CONCLUSIONES GENERALES

- El estudio se centra en estudiar el impacto de los sistemas de generación distribuida SGDA en la red de distribución. Se presentan dos escenarios: uno con grandes variaciones en la red debido a la ubicación y magnitud de la generación de potencia por parte de los clientes con SGD, y otro en el que no se detecta un impacto significativo en la red debido al tamaño del alimentador y la ubicación cercana del cliente con SGDA al nodo inicial.
- En el escenario 1, se observa que cuanto más alejado esté un cliente con SGDA del nodo inicial y cuanto mayor sea su capacidad de generación, mayor será el impacto en la red de distribución. Se destaca la importancia de considerar la ubicación estratégica de los clientes con SGDA y evaluar el impacto en la red al implementar proyectos de generación distribuida.
- En el escenario 2, se muestra que ninguno de los casos estudiados genera un impacto significativo en la red de distribución debido al tamaño relativamente grande del alimentador y la ubicación cercana del cliente con SGDA al nodo inicial.
- El estudio concluye que es fundamental realizar un análisis exhaustivo y cuidadoso al implementar proyectos de generación distribuida, considerando la ubicación estratégica de los clientes y evaluando el impacto en la red de distribución. Además, se destaca el impacto económico que esto puede tener para la empresa distribuidora, especialmente en escenarios más favorables. Se menciona que a medida que avance la tecnología y se reduzcan los costos de los proyectos fotovoltaicos, se espera una mayor adopción de las tecnologías de SGDA.
- El estudio también sugiere la necesidad de realizar análisis de impacto técnico y económico de penetración masiva de tecnologías fotovoltaicas en clientes del segmento residencial, considerando que estas tecnologías serán cada vez más eficientes y atractivas para aquellos que deseen ahorrar y no depender únicamente de la energía suministrada por la empresa distribuidora.
- CENTROSUR deberá buscar oportunidades en la implementación de sistemas fotovoltaicos, ya que estos sistemas ganarán aceptación entre los clientes, especialmente aquellos de gran tamaño que vean la posibilidad de obtener ahorros significativos. Al diversificar sus actividades y enfocarse no solo en la recaudación de energía convencional, sino también en ofrecer servicios de presentación y promoción de estos sistemas, CENTROSUR puede enfrentar la reducción de los ingresos provenientes de la comercialización de energía. De esta manera, la empresa puede convertirse en un referente pionero en el sector, enfocada en ofrecer soluciones innovadoras a sus clientes.

## Recomendaciones

Con el fin de evitar un impacto económico significativo en la empresa distribuidora, se presentan las siguientes recomendaciones para plantear posibles escenarios de actividades que la empresa podría realizar. Es importante tener en cuenta que estas recomendaciones se fundamentan en el análisis realizado en el presente trabajo el cual está enfocado en clientes comerciales e industriales:

- Ofrecer a los clientes la opción de arrendar un sistema fotovoltaico en lugar de comprarlo. Bajo este modelo, la empresa sería propietaria del sistema y los clientes pagarían una tarifa de arrendamiento mensual. Esto permitiría a los clientes beneficiarse de la energía solar sin incurrir en los costos iniciales de compra e instalación. A cambio, la empresa recibiría ingresos regulares a través de los pagos de arrendamiento.
- Brindar servicios de mantenimiento y monitoreo de los sistemas fotovoltaicos instalados en los inmuebles de los clientes. Estos servicios pueden incluir inspecciones regulares, limpieza de paneles solares, reparaciones y monitoreo en tiempo real del rendimiento de los sistemas. Los clientes pagarían una tarifa por estos servicios, generando ingresos adicionales.
- Diversificar la oferta de servicio y ofrecer servicios y productos adicionales relacionados con la energía solar. Esto podría incluir la venta de equipos complementarios, como inversores solares, baterías o sistemas de gestión energética. También podría se pueden ofertar servicios de consultoría energética para ayudar a los clientes a optimizar el uso de sus sistemas fotovoltaicos y reducir su consumo energético.
- Ofrecer programas de financiamiento para la instalación de sistemas fotovoltaicos. Estos programas permitirían a los clientes obtener préstamos con tasas de interés favorables o plazos flexibles para cubrir los costos iniciales de la instalación. A cambio, la empresa recibiría pagos regulares por parte de los clientes, lo que les permitiría mantener sus ingresos a largo plazo.
- Establecer proyectos de energía solar comunitaria en los que múltiples clientes se unan para invertir en una instalación fotovoltaica a gran escala. La empresa podría facilitar la implementación de estos proyectos, desde la financiación hasta la gestión y el mantenimiento, y recibir ingresos a través de acuerdos de participación o tarifas por el uso de la infraestructura.



## Referencias

- [1] «PLIEGO TARIFARIO,» 2021.
- [2] H. L. Willis, «Power Distribution Planning Reference Book,» New York, Marcel Dekker, Inc, 2004, pp. 356 - 378 - 449 - 470.
- [3] M. T. Tran, «Definition and Implementation of Voltage Stability Indices in PSS@NETOMAC,» *CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY*, vol. 1, p. 18, 2009.
- [4] L. R. y. C. M. Cumbajín, «Integración de energías renovables en sistemas de energía eléctrica convencionales basados en confiabilidad computacional,» *Sistemas e Tecnologias de informação*, n° 19, pp. 391-402, 219.
- [5] B. Jumbo, «La planta solar de Provefrut reduce el CO2,» 04 02 2023. [En línea]. Available: <https://www.revistalideres.ec/lideres/planta-solar-provefrut-energia-co2.html> .
- [6] M. V. R.-M. y. C. R. B.-C. J. P. Muñoz-Vizñay, «Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador,» *INGENIUS*, n° 19, pp. 60-68, 2018.
- [7] M. M. F. Althowibi, «Power System Voltage Stability: Indications, Allocations and Voltage Collapse Predictions,» *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Energy*, vol. 2, n° 7, pp. 3137-3153, 213.
- [8] C. N. d. E., *Plan Maestro de Electrificación*, Quito: Consejo Nacional de Electricidad, 2018 .
- [9] G. J. B. S. A. V. P. y. M. R. G. D. F. G. Pinargote, «La generación distribuida y su regulación en el ecuador / The distributed generation and its regulation in ecuador,» *Brazilian Journal of Business*, pp. 2018 - 2031, 2021.
- [10] J. C. P. BUEZO, *Despacho óptimo de potencia reactiva en un sistema eléctrico de potencia por medio de programación no lineal*, San Carlos, 2005.
- [11] W. Almeida, «GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SU POTENCIAL,» *Revista Técnica "Energía"*, vol. 2, n° 1, 2006.
- [12] E. -. Investigación, «Proyección de la Generación Distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial en Chile,» Santiago - Chile , 2021.
- [13] ARCERNNR, *Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*, Quito, Pichincha, 2021.
- [14] ARCERNNR, *Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación*, Quito, Pichincha, 2021.