



Escuela de Ingeniería Electromecánica



ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN
19.9 kV PARA EL ANÁLISIS DE LA PENETRACIÓN DE RECURSOS
DISTRIBUIDOS DE GENERACIÓN SOLAR EN COOPESANTOS R.L.
MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA LEY 10086.

*Informe de Trabajo Final de Graduación para optar por el Título de
Ingeniero en Mantenimiento Industrial, Grado de Licenciatura*

Autor:

William Johan Navarro Alpízar

Cartago, Costa Rica, Junio 2023

Carrera Acreditada por:



Esta obra está bajo una licencia Creative Commons “Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional”.



Hoja de Datos

Información del Estudiante:

Nombre: William Johan Navarro Alpízar

Cédula: 1-17300571

Carné ITCR: 2017162301

Dirección de residencia en época lectiva: San Marcos, Tarrazú

Teléfono: 60073888

Correo electrónico: w.navarro.alp@gmail.com

Información del Proyecto:

Título: Evaluación del comportamiento de la red eléctrica de Coopesantos R.L, circuito Acosta con la incorporación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables dentro del sistema de distribución de potencia conforme la Ley 10086

Asesor Industrial: Ing. Helberth Nuñez Mora

Profesor Guía: Ing. Gustavo Gómez Ramírez M.Sc

Jurado Evaluador:

- Ing. Gonzalo Mora Jiménez M.Sc
- Prof. Rebeca Solís Ortega M.Sc

Información de la Empresa:

Nombre: Coopesantos R.L.

Zona: San Marcos de Tarrazú

Dirección: Barrio Santa Cecilia, 200 metros sur del Liceo de Tarrazú

Actividad principal: Cooperativa de Electrificación Rural

Contacto: Helberth Núñez Mora

Teléfono: 2546-2525 Ext 321

08 de junio de 2023

Ing. Ignacio del Valle Granados
Coordinador de Práctica Profesional
Escuela de Ingeniería Electromecánica
Tecnológico de Costa Rica

Asunto: Recepción TFG William Navarro Alpizar

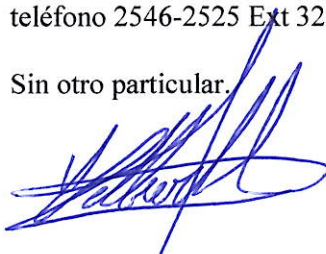
Referencia: EIE-PG-357-2022

En relación con la práctica profesional realizada por el estudiante William Johan Navarro Alpizar, carné 2017162301, cédula 1-1730-0571, les indicamos que hemos recibido de parte del estudiante el documento denominado "Estudio del comportamiento de una red de distribución en 19.9 kV para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en Coopesantos R.L. mediante la aplicación de la Ley 10086", como resultado final del trabajo realizado de su práctica profesional en nuestra Cooperativa.

Extender un agradecimiento a William, pues el trabajo realizado será de mucha importancia en nuestra Cooperativa según los nuevos requerimientos del mercado en cuanto a los estudios de interconexión de generación distribuida que se solicitan en la nueva Ley 10086. Así como, un agradecimiento al TEC por la excelente preparación que brinda a los estudiantes para su incorporación al mercado laboral.

Quedo atento y en la mejor disposición para atender cualquier duda o consulta adicional relacionada a este tema, a través de los siguientes medios: correo electrónico herberthn@coopesantos.com; teléfono 2546-2525 Ext 321.

Sin otro particular.



Ing. Herberth Núñez Mora
Supervisor de estudios de ingeniería

Resumen

La implementación de la Ley 10086 “Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovable” representa un reto financiero para las empresas distribuidoras de energía debido a que esa norma propone que los excedentes de energía a partir de fuentes renovables puedan ser comprados por las mismas empresas. En este contexto, este trabajo plantea un estudio del comportamiento de una red de distribución para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en Coopesantos R.L.

En primera instancia, se recolectaron los datos requeridos para la implementación del análisis. Debido a que la red eléctrica de Coopesantos R.L. es bastante extensa y con la licencia de ETAP que posee la empresa, no es posible incluir todo el detalle de la misma, por lo que se decidió trabajar con un punto estratégico que se ubica en el límite del cantón de Desamparados y Aserrí que presenta diversas cualidades que lo convierten en un punto idóneo para realizar el análisis. Los datos utilizados son reales tomados de los perfiles de carga del punto seleccionado, los cuales fueron descargados del Sistema de Medidores Inteligentes (AMI). Cabe destacar, que la recolección y procesamiento de los datos fue un proceso riguroso con el propósito de obtener un archivo de datos que contemplara el formato y las características requeridas para implementar el análisis de simulación.

Una vez que los datos fueron recopilados y ordenados, se procedió a implementar el modelo y los diferentes escenarios de simulación en el software ETAP, en su versión 22.0.2. El análisis del caso real y de las simulaciones permitió revelar que el punto crítico en donde el ramal del circuito colapsa, se identifica entre el 40 % y el 45 % de la penetración de generación de fuentes renovables, específicamente paneles solares respecto a la capacidad máxima de los transformadores.

Por su parte, el análisis económico arrojó que en caso de que la presencia de paneles solares aumente en la red, el panorama no se vuelve tan favorable para la empresa. Esto debido a que el margen de operación se ve disminuido entre 7 % y 8 % entre cada caso simulado, teniendo en el punto más crítico una pérdida de hasta el 61,27 %, lo que ocurre por una situación particular, ya que los abonados al tener paneles solares, no generan tantos ingresos a la empresa como lo hacían antes. Si bien esto ayuda a reducir costos por la compra de energía, en este caso específico es más la pérdida monetaria por temas de facturación. Lo anterior, podría ocasionar un deterioro en el servicio porque se pueden presentar diversos ajustes presupuestarios.

Palabras Claves: Flujo de potencia, Generación distribuida, Ley 10086, Simulación de sistema de potencia, Sistemas fotovoltaicos.

Abstract

The implementation of Law 10086, titled “Promotion and Regulation of Distributed Energy Resources from Renewable Sources” poses a financial challenge for energy distribution companies. The law proposes that these companies can purchase energy surpluses from renewable sources. In this context, this study aims to analyze the penetration of solar distributed generation resources in Coopesantos R.L. by examining the behavior of the distribution network.

Firstly, the necessary data for the analysis was collected. Due to the extensive nature of Coopesantos R.L.’s power grid and the limitations of the company’s ETAP license, it was not feasible to include all the details. Therefore, a strategic location located on the border of Desamparados and Aserrí cantons was chosen for the analysis due to its favorable characteristics. The data used consisted of actual load profiles from the selected location, which were obtained from the Advanced Metering Infrastructure (AMI) system. It’s worth noting that the data collection and processing underwent a rigorous procedure to ensure the resulting data file met the required format and characteristics for implementing the simulation analysis.

Once the data was collected and organized, the model and various simulation scenarios were implemented using ETAP software, version 22.0.2. The analysis of both the real case and the simulations revealed that the critical point, where the circuit branch collapses, occurs at a penetration level of renewable generation sources, specifically solar panels, ranging from 40 % to 45 % relative to the maximum capacity of the transformers.

Furthermore, the economic analysis indicated that an increased presence of solar panels in the network is not favorable for the company. This is primarily due to a decrease in the operating margin of 7 % to 8 % in each simulated case, with a maximum loss of up to 61.27 %. This situation arises because subscribers with solar panels generate less revenue for the company compared to before. Although this helps reduce energy purchase costs, in this specific case, it results in financial losses due to billing issues. Consequently, service deterioration could occur, leading to the need for various budgetary adjustments.

Keywords: Distributed power generation, Law 10086, Load flow, Photovoltaic systems, Power system simulation

Agradecimientos

Primeramente, agradezco a Dios por haberme brindado la oportunidad de estar a un paso de cumplir un sueño más y darme sabiduría y fortaleza en los momentos más difíciles de este camino.

Seguidamente, agradezco al Tecnológico de Costa Rica que me permitió estudiar y forjar un carácter y habilidades con aquellos profesores que formaron parte de mi aprendizaje. Especialmente a mi tutor Máster e Ingeniero Gustavo Gómez Ramírez, quien me brindó su apoyo desde el día cero de este viaje; que con sus palabras, conocimientos, dedicación y virtudes ha hecho este camino más fácil. Gracias por estar siempre en los momentos en los que las dudas abundaban y las ideas no brotaban, por sus consejos en esa manera tan característica y por sus palabras de aliento, que sin ello el presente trabajo no se hubiera logrado.

Agradezco también a Coopesantos R.L. y a su personal, que me acogieron durante esta experiencia y supieron hacerme sentir uno más de ellos. Con mención especial al Ing. Helberth Núñez y al Ing. Claudio Ureña, los cuales hicieron hasta lo imposible por poder hacerme sentir a gusto en ese lugar. Más allá de ello, transmitir sus conocimientos a mi persona, para comprender mejor los temas asociados a la práctica y permitirme tener mi primera experiencia laboral.

A mi familia en general, la cual ha sido un pilar importante. A mis abuelos quienes siempre se han preocupado por mi estudio, a mis hermanos que siempre me brindaron su apoyo y fueron parte esencial en esta etapa. A mi madrina y tía, quien desde el inicio me dio herramientas para seguir estudiando y a todos aquellos que me hacen falta en esta lista, pero siempre me brindaron su mano.

Por último, pero no menos importante, dar las gracias a mis compañeros de carrera y amigos. Mencionando a aquellos que conocí en pandemia, que increíblemente se convirtieron en los más cercanos, como los que desde antes habían sido incondicionales. Personas que ya no están, pero algún día se sentaron conmigo y no me dejaron desistir de lograr esto. A mi novia Camila Aguilar, quien en esta última etapa fue un soporte fundamental, haciendo posible este sueño y sacrificando mucho por mi título.

Dedicatoria

Quiero dedicar este trabajo final a mis padres Yenie y Sergio, quienes han sido el apoyo más grande que tengo y que gracias a sus valores inculcados me mantienen donde estoy y ser quien soy, por sus consejos y por sus regaños. Por darme la oportunidad de seguir estudiando a pesar de los sacrificios que se tuvieran que hacer. Por nunca faltarme en los momentos difíciles y por comprender lo duro que ha sido este camino. Gracias por exigirme siempre dar más, por confiar siempre y mantenerse pendientes de mis necesidades. Pueden sentirse orgullosos de formar a alguien que les debe la mayoría de sus hazañas, incluida la presente.

Nuevamente Padre y Madre, esto es por y para ustedes.

Índice general

1. Introducción	2
1.1. Antecedentes	2
1.2. Reseña de la empresa	3
1.2.1. Misión	4
1.2.2. Visión	4
1.2.3. Generación Distribuida de Coopesantos	4
1.2.4. Estructura Corporativa	6
1.3. Planteamiento del Problema	8
1.3.1. Descripción del problema	8
1.3.2. Objetivo General	8
1.3.3. Objetivos Específicos	8
1.3.4. Justificación	8
1.3.5. Viabilidad	9
1.3.6. Alcance	10
1.3.7. Limitaciones	10
1.4. Metodología	11
2. Marco Teórico	14
2.1. Confiabilidad de los sistemas eléctricos	14
2.1.1. Definición	14
2.1.2. Relación con la generación distribuida	15
2.2. Red Eléctrica y Fuentes de Generación	15
2.2.1. Sistema de generación, transmisión, distribución y trasiego de energía	15
2.2.2. Energía de generación distribuida y fuentes renovables	20
2.2.3. Fuentes de energía convencionales	24
2.3. Sistemas aislados e interconectados con la red	27
2.3.1. Sistemas aislados a la red	27
2.3.2. Sistemas interconectados a la red	29
2.3.3. Sistemas interconectados a la red híbridos	29

2.4. Marco Legal	32
2.4.1. Leyes y decretos anteriores	32
2.4.2. Situación legislativa actual	33
2.5. ETAP [®] 22 y sus funciones	34
2.5.1. ¿Qué es ETAP [®] ?	34
2.5.2. Funciones y características	34
2.5.3. Beneficios	35
2.6. Definiciones importantes	36
2.6.1. Flujo de potencia	36
2.6.2. Sobre tensiones	36
2.6.3. Caída de tensión	36
2.6.4. Irradiancia	36
2.6.5. Irradiación	36
3. Recolección de información	37
3.1. Delimitación Geográfica	37
3.2. Servicios asociados a la zona	39
3.3. Recolección de perfiles de carga	40
3.4. Transformación de perfiles de carga	41
3.4.1. Cambio de nombre del archivo	43
3.4.2. Filtración de datos necesarios	43
3.4.3. Conversión de energía a potencia	43
3.4.4. Cálculo de factor de potencia	44
3.4.5. Formato de fecha y hora	45
3.4.6. Archivo Final	45
3.5. Paneles solares	46
3.5.1. Perfiles de irradiancia solar	46
3.5.2. Potencia de los paneles solares	47
3.5.3. Archivo Final	48
3.6. Dispositivos de la red	49
4. Modelado y simulación de casos de estudio	50
4.1. Modelado de la situación actual en ETAP [®]	50
4.1.1. Interfaz gráfica y funcionamiento	50
4.1.2. Estructura	52
4.1.3. Configuración de elementos	54
4.1.4. Distribución de modelado	65
4.2. Modelado de la casos hipotéticos en ETAP [®]	66
4.2.1. Estructura	66

4.2.2. Configuración de elementos	68
4.2.3. Creación de casos de estudio	72
4.2.4. Vista general de la red	73
4.2.5. Distribución de modelado	73
4.3. Simulación de casos	74
4.3.1. Configuración	74
4.3.2. Resultados de la simulación	76
4.4. Análisis de resultados	81
4.4.1. Barras críticas y su comportamiento	82
4.4.2. Nivel máximo de penetración en la red	85
4.4.3. Causa de falla	86
5. Análisis económico	88
5.1. Situación actual	88
5.2. Panorama ante la implementación de paneles solares	90
6. Conclusiones y Recomendaciones	93
6.1. Conclusiones	93
6.2. Recomendaciones	94
Referencias	96
A. Circuito completo	99
B. Paneles solares Canadian Solar CS6U 330P	100
C. Datos utilizados para los paneles solares	104

Índice de cuadros

3.1. Ejemplo de datos suministrados por el sistema de Itron	42
3.2. Ejemplo de datos a suministrar al sistema ETAP®	42
3.3. Datos de interés depurados	43
3.4. Datos para paneles solares	48
4.1. Distribución de tipos de cliente en área de estudio	65
4.2. Distribución de elementos en el circuito	65
4.3. Sistemas de paneles solares y potencia instalada por transformador	66
4.4. Distribución de elementos en el circuito	74
5.1. Tarifas ICE para la venta de energía y potencia a las compañías distribuidoras	88
5.2. Costos del caso real por temas de energía comprada al ICE en el circuito estudiado.	89
5.3. Costos del caso real por temas de potencia comprada al ICE en el circuito estudiado.	89
5.4. Perdidas que tendría Coopesantos R.L. por cada sistema de paneles solares 3 kWp	90
5.5. Ganancias por no comprar la energía al ICE que produce cada sistema de 3 kWp	90
5.6. Tabla resumen con el tipo de cambio en dólares.	91
5.7. Comportamiento financiero por penetración de paneles PV	91
5.8. Margen de operación con relación a la penetración de GD	92
C.1. Datos utilizados para los paneles solares en ETAP®	105

Índice de figuras

1.1. Capacidad instalada (kW) de generación de energía por mes	3
1.2. Cantones electrificados por la red eléctrica de Coopesantos	4
1.3. Sistema de paneles solares de las oficinas centrales de Coopesantos R.L.	5
1.4. Aerogeneradores del Parque Eólico los Santos, Finca 4	6
1.5. Estructura corporativa de Coopesantos R.L.	7
1.6. Metodología para la realización del proyecto	13
2.1. Sistema de transmisión y distribución de potencia eléctrica	16
2.2. Transformador de potencia elevador	17
2.3. Transformador de potencia reductor	18
2.4. Subestación de Transformación y Reparto	19
2.5. Subestación de Transformación y Numero de Fases	20
2.6. Subestación Central	20
2.7. Curva típica de irradiancia solar durante un día en Aserri	21
2.8. Funcionamiento básico de una celda fotovoltaica	22
2.9. Representación gráfica de un aerogenerador industrial versus una minieólica	23
2.10. Representación gráfica de una planta minihidráulica	24
2.11. Distribución de producción de energía en el mundo	25
2.12. Producción energética del día 23 de marzo del 2023 en Costa Rica (Verano)	26
2.13. Producción energética del día 20 de octubre del 2022 en Costa Rica (Invierno)	26
2.14. Precio de paneles solares a través del tiempo	28
2.15. Equipo de instalación de paneles solares interconectados con la red.	30
2.16. Flujo de potencia en un momento de alta generación fotovoltaica.	30
2.17. Flujo de potencia en un momento de generación parcial fotovoltaica.	31
2.18. Flujo de potencia en un momento de nula generación fotovoltaica.	31
2.19. Generación solar vs demanda de establecimiento asociado a la red de Coopesantos R.L.	32
3.1. Zona de concesión y delimitaciones de la red eléctrica de Coopesantos R.L.	38
3.2. Delimitación final para el estudio de penetración de generación distribuida	39
3.3. Perfil de carga de una semana asociado a un abonado de la red de Coopesantos R.L.	40

3.4. Representación ilustrativa de factor de potencia.	44
3.5. Irradiación en la zona de estudio	46
3.6. Energía por unidad de área en la zona de estudio	47
3.7. Potencia a partir de irradiación y temperatura ambiente en los paneles solares descritos	48
4.1. Simbología de la interfaz gráfica de ETAP®	51
4.2. Estructura básica del modelado	52
4.3. Estructura de conexión entre transformadores	53
4.4. Configuración de barra infinita 1	55
4.5. Configuración de barra infinita 2	55
4.6. Configuración de línea primaria 1	56
4.7. Configuración de línea primaria 2	57
4.8. Configuración de línea primaria 3	58
4.9. Configuración de línea primaria 4	58
4.10. Configuración de transformador 1	59
4.11. Configuración de transformador 2	60
4.12. Configuración de la línea secundaria 1	61
4.13. Configuración de la línea secundaria 2	61
4.14. Configuración de cargas 1	62
4.15. Configuración de cargas 2	63
4.16. Configuración de acometida 1	64
4.17. Configuración de acometida 2	64
4.18. Estructura del modelado con paneles	67
4.19. Configuración de paneles solares 1	68
4.20. Configuración de paneles solares 2	69
4.21. Configuración de paneles solares 3	69
4.22. Configuración de paneles solares 4	70
4.23. Configuración del inversor 1	70
4.24. Configuración del inversor 2	71
4.25. Configuración del inversor 3	71
4.26. Estado del contactor	72
4.27. Configuración para casos de estudio	72
4.28. Configuración para casos de estudio	73
4.29. Vista general del circuito de estudio	73
4.30. Configuración para realizar simulación 1	74
4.31. Configuración para realizar simulación 2	75
4.32. Configuración para realizar simulación 3	75
4.33. Configuración para realizar simulación 3	76
4.34. Comportamiento de la tensión de las barras con penetración de GD del 0 % al 20 %	77

4.35. Comportamiento de la tensión de las barras con penetración de GD del 25 % al 40 % . . .	78
4.36. Comportamiento de potencia en el punto de entrega con penetración de GD del 0 % al 20 %	79
4.37. Comportamiento de potencia en el punto de entrega con penetración de GD del 25 % al 40 %	80
4.38. Comportamiento de tensión de la barra crítica 1 con GD de 3 kWp a 18 kWp	83
4.39. Comportamiento de tensión de la barra crítica 2 con GD de 3 kWp a 18 kWp	83
4.40. Comportamiento de tensión de la barra crítica 3 con GD de 3 kWp a 18 kWp	83
4.41. Comportamiento de tensión de barras críticas con un transformador de 15 kVA sin GD . .	84
4.42. Comportamiento de tensión de barras críticas con transformador de 15 kVA y 9 kWp de GD	84
A.1. Ilustración de parte del circuito	99

Nomenclatura

$^{\circ}C$	Grados Celcius
A	Amperio-Amper
AC	Corriente Alterna
DC	Corriente Continua
$FP - PF$	Factor de potencia
GD	Generación distribuida
kW	KiloWatt-Kilovatio
kWh	KiloWatt hora
kWp	KiloWatt pico
MW	MegaWatt-Megavatio
MWh	MegaWatt hora
PV	Fotovoltaico-a
SI	Sistema Internacional de medidas
V	Voltio-Volt
VA	VoltiAmper
Var	VoltiAmper reactivo

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes

A partir del 8 de diciembre del año 2021, en Costa Rica se publicó (y está en fase de reglamentación) la Ley 10086 Promoción y Regulación de los Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables” que según Presidencia de Costa Rica (2021), dará espacio a los abonados de las compañías distribuidoras la opción de generar su propia energía desde el sitio donde la consumen, basadas en fuentes renovables. Esto permitirá que estas empresas puedan comprar los excedentes de energía y servicios auxiliares a aquellas personas que lo produzcan, incluso si pertenecen a la competencia territorial de la primera empresa (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 8 de diciembre de 2021).

Es necesario destacar el constante aumento de los sistemas de generación de energía solar en Costa Rica. Y no es de extrañar esta tendencia, considerando que a largo plazo puede generar un ahorro energético considerable, tanto para las empresas como para los consumidores residenciales. Esta información es respaldada por una noticia publicada en el sitio web El Financiero. Además, en 2018, el Grupo Nación y el Grupo Purdy Motor instalaron estos sistemas en fábricas con el objetivo de reducir los costos de energía eléctrica y disminuir la huella de carbono. Por ejemplo, la primera de ellas instaló una capacidad de 265 kW pico, lo que se tradujo en un ahorro aproximado de 2,4 millones de dólares en un período de 20 años (Fallas, 2018).

La acción anterior, podría ahora beneficiar a las compañías con la incorporación de la ley, en su momento cuando la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), empiece a regular los precios de venta de la energía excedente que tengan en sus sistemas de autoconsumo, si es que así lo desean ambas partes.

También es notable el incremento en la generación distribuida al observar la capacidad instalada en los años 2020 y 2021 como se muestra en la Figura 1.1. Durante este período, se experimentó un auge en la instalación de generación principalmente fotovoltaica. Para enero de 2020, el país contaba con una capacidad instalada en generación distribuida de 36,090.65 kW en general. Sin embargo, al finalizar el siguiente año (diciembre de 2021), esta capacidad se incrementó a 66,888.30 kW, lo que indica un aumento del 85.3 % en el periodo comprendido entre enero de 2020 y diciembre de 2021.

Cabe resaltar que el 97 % de esta capacidad de carga, corresponde a la generación por parte de paneles solares (generación fotovoltaica), mientras que el otro 3 % se distribuye entre biomasa (combustión de materia orgánica) y energía hidro (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), 2023).

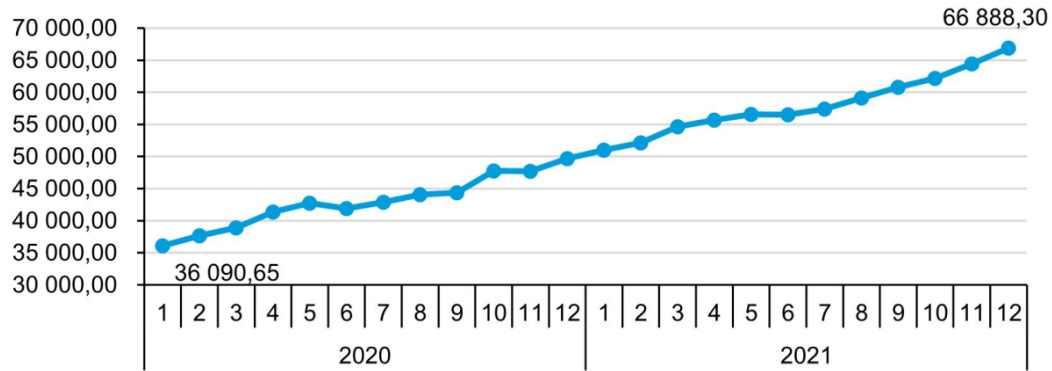


Figura 1.1: Capacidad instalada (kW) de generación de energía por mes
 Nota: Tomado de *Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)*, 2023

Al tener en cuenta lo descrito, la ley antecesora de la Ley 10086, es el “Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla N° 39220-MINAE” en el que en su artículo 34 menciona, “*El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49 %) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual*” (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 14 de setiembre de 2015) y estaba en ejercicio hasta el día 20 de enero del 2023, fecha en la que por el artículo 29 del Decreto Ejecutivo N° 43879, fue derogado.

Por otra parte, en el ámbito internacional, España ya posee un régimen económico para la venta de excedentes de energía en casos de autoconsumo de energía renovable. Así lo explica el Gobierno de España (s. f.), contando con dos regímenes diferentes explicados en el decreto de ley 244/2019. Uno de los programas con los que cuenta dicho país es con el “mecanismo de compensación simplificado”, el cual permite que pequeños consumidores renovables de 100 kW o menos puedan ser beneficiados en su factura eléctrica a lo largo del mes, teniendo una tarifa diferida al del resto de consumidores. El otro modo de beneficiarse con los excedentes de energía, es acogerse a la modalidad de “suministro con autoconsumo con excedentes”. De esa forma le permite a dichos consumidores la venta de los excedentes, aplicando la misma normativa que a cualquier planta de producción de energía eléctrica.

1.2. Reseña de la empresa

La Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos, mejor conocida como Coopesantos R.L. es una empresa líder de distribución y generación de energía eléctrica en la zona de Los Santos y provee de electricidad a nueve cantones de San José y Cartago.

Fue fundada en San Cristóbal Norte de Desamparados en 1965. Su sede central está hoy en día en San Marcos de Tarrazú, Barrio Santa Cecilia (Coopesantos R.L., 2023).

Además de la distribución y generación de energía, se dedica a infocomunicaciones y DITEM (División de Transformadores y Equipos de Media Tensión).

Por otro lado, la idea de electrificar la zona en sus inicios correspondía a la necesidad de industrializar el grano de café, porque las zonas de Dota y Tarrazú se han caracterizado siempre por ser zonas dominadas por los caficultores. Por esa razón, al clamor de satisfacer dicha necesidad, 600 asociados comenzaron con el proyecto en la región.

Coopesantos R. L. actualmente tiene más de 39.800 personas asociadas a su servicio, que cubre el

99.8 % del territorio de concesión que les corresponde. Da soporte a los siguientes 9 cantones: Acosta, Aserri, Cartago, Desamparados, Dota, El Guarco, León Cortés, Mora y Tarrazú (Figura 1.2) (Coopesantos R.L., 2023).

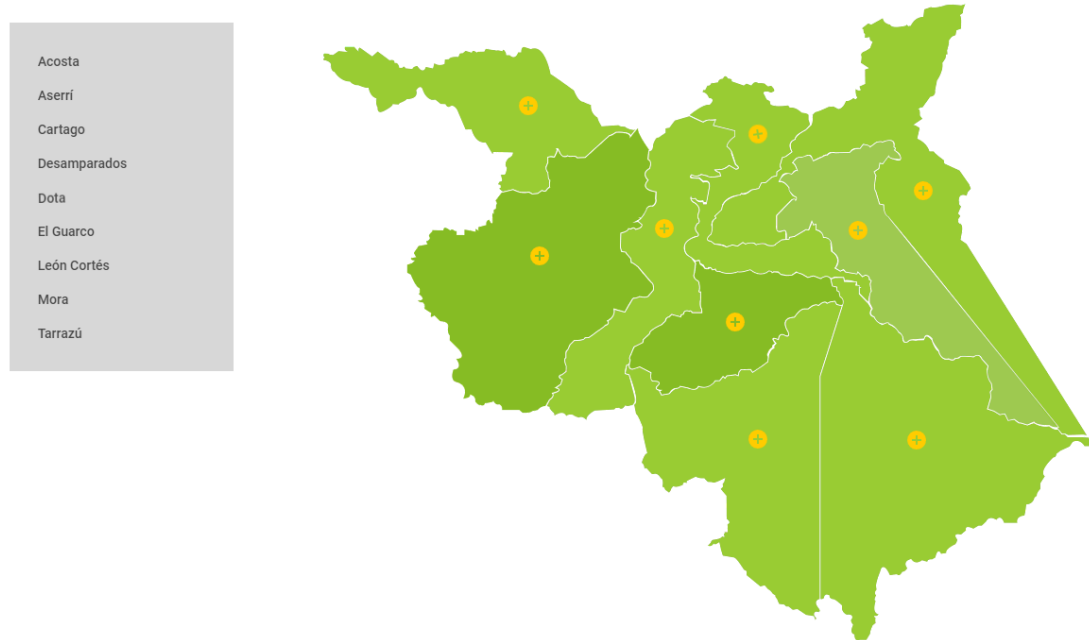


Figura 1.2: Cantones electrificados por la red eléctrica de Coopesantos
Nota: Tomado de *Coopesantos R.L., 2023*

1.2.1. Misión

Ser una empresa cooperativa que brinda soluciones y servicios a nuestros asociados y usuarios, de manera oportuna, sostenible y con un alto valor agregado.

1.2.2. Visión

Ser una empresa cooperativa reconocida por brindar servicios basados en la innovación y sostenibilidad, para la mejor experiencia de nuestros asociados y usuarios.

1.2.3. Generación Distribuida de Coopesantos

Coopesantos R.L. como empresa que vela por la electrificación de la zona, tiene el deber de suplir la demanda de los usuarios de su red eléctrica. Debido a esto, además de comprar energía proveniente de otras instituciones como el ICE u otras electrificadoras del país, posee algunas plantas de generación de energías limpias, como se muestra seguidamente:

Plantas Solares

Para comenzar, es importante mencionar que la cooperativa ha instalado más de 1500 paneles solares en sus cuatro aposentos. El lugar con más paneles solares, son las oficinas centrales (Figura 1.3), ubicadas

en Tarrazú, seguidas por las sucursales en Río Conejo, Acosta y Guayabo de Mora. Este proyecto refleja su compromiso ambiental al realizar labores diarias utilizando energía propia, totalmente renovable al 100

Cabe señalar que la obra fue realizada con el propósito de generar energía limpia y solamente con los esfuerzos de la cooperativa para disminuir la huella de carbono en el país. Asimismo, este método de generación de energía también facilita analizar los beneficios de producirla con esta fuente y de esta manera poder asesorar al consumidor que está interesado en esta tecnología.



Figura 1.3: Sistema de paneles solares de las oficinas centrales de Coopesantos R.L.

Nota: Elaboración Propia

Plantas Hidroeléctricas

El Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica (CONELECTRICAS R.L.) ubicado en San Ramón, mantiene dos plantas hidroeléctricas que permite que las empresas asociadas a ella tomen la energía producida. La primera de estas plantas, fue construida en 1997 con una capacidad instalada de 17 MW, aprovechando las corrientes de los ríos San Lorenzo y Jamaical. La otra planta hidroeléctrica es la central Sigifredo Solís Solís, ubicada en San Isidro de Peñas Blancas, que se subdivide en dos proyectos, uno con una capacidad instalada de 24 MW y la otra con 2 MW, para un total de 26 MW en dicho sector. Los ríos que proveen la energía necesaria para la generación son el Río Peñas Blancas y el Río Agua Gata, respectivamente, siendo este el principal benefactor de más de 80000 familias gracias a CONELECTRICAS y las 4 cooperativas.

Generación Eólica

Cuando de orgullo se trata, Coopesantos saca a flote su “Parque Eólico Los Santos”, que consiste en un conjunto de 7 fincas que sumadas da un área total de 46 hectáreas, con una capacidad instalada de 12750 kW, con la posibilidad de suministrar alrededor del 30 % de la demanda eléctrica de la cooperativa.

Este parque empezó su funcionamiento a finales del año 2011, convirtiéndose en la primera cooperativa en poseer producción de energía eólica a nivel nacional y ser pionera en temas de energía limpia a base de ráfagas de viento. La ubicación de estas fincas, que poseen 15 aerogeneradores (torres eólicas) cada una con una capacidad de 850 kW, está entre Casa Mata de Desamparados y la Paz del Guarco, sobre la Carretera Interamericana Sur. Esta tecnología le ha proporcionado a Coopesantos poder disminuir

considerablemente la compra de energía al ICE, principal proveedor de este recurso.

Se debe citar además, que incluso este lugar cuenta con varias certificaciones valiosas, como lo son las del Mecanismo de Desarrollo limpio (MDL), que otorga la Organización de Naciones Unidas (ONU). La certificación “*Gold Standard*”, entregada por la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR) y, por último, y no menos importante, se encuentra la del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), llamada Carbono Neutral.

En la Figura 1.4 es posible apreciar tres de los cinco aerogeneradores que tiene la finca 4 de Coopesantos R.L.



Figura 1.4: Aerogeneradores del Parque Eólico los Santos, Finca 4
Nota: *Elaboración Propia*

1.2.4. Estructura Corporativa

En cuanto a su estructura, en la Figura 1.5, se observa la distribución organizacional que posee Coopesantos R.L. Esta representación gráfica ayuda visualizar cómo se distribuye formalmente la empresa, cómo se delegan las responsabilidades y las jerarquías de sus colaboradores.

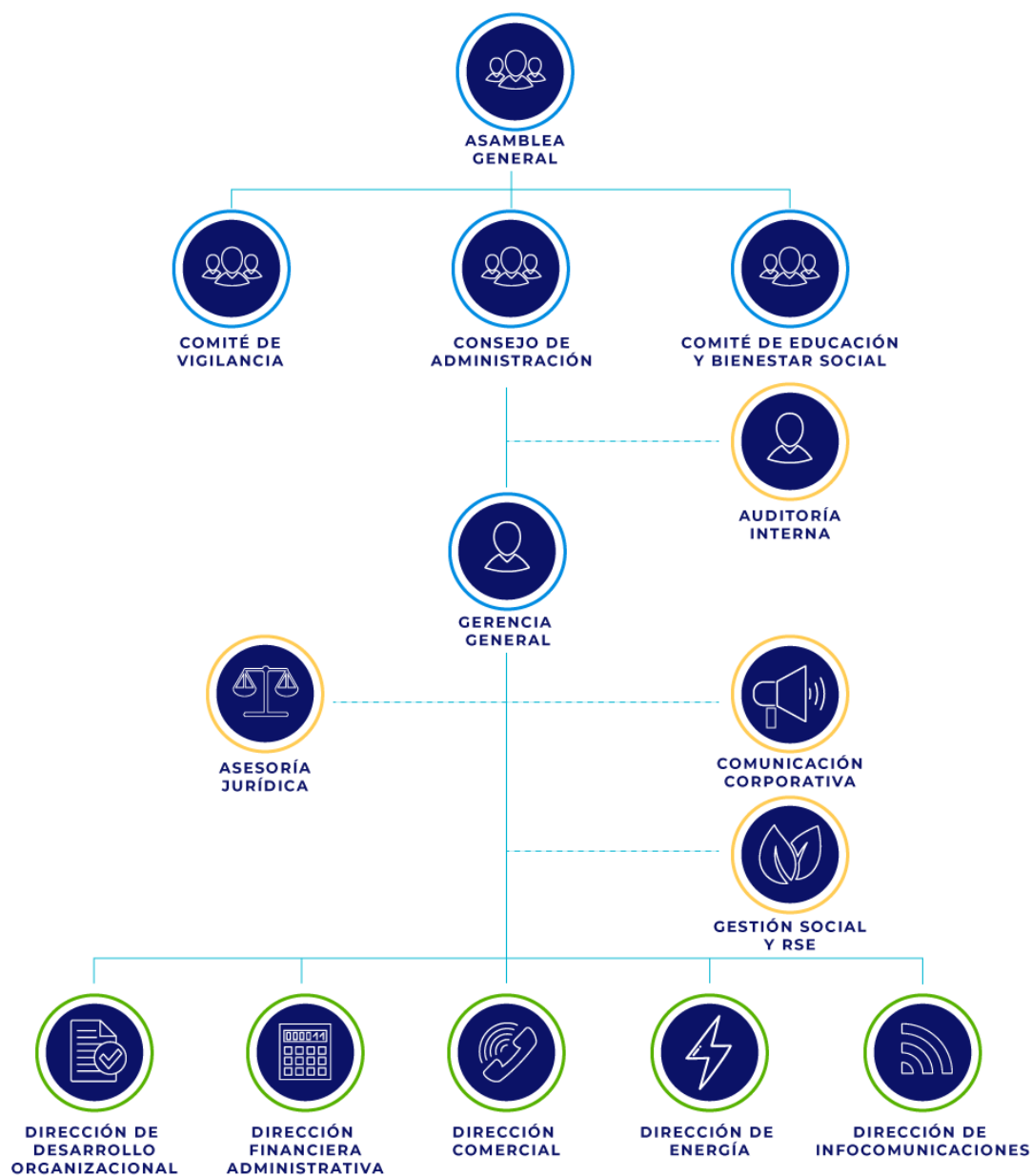


Figura 1.5: Estructura corporativa de Coopesantos R.L.

Nota: Tomado de *Coopesantos R.L.*, 2023

1.3. Planteamiento del Problema

1.3.1. Descripción del problema

En la actualidad Coopesantos R.L. no cuenta con un mecanismo para observar y analizar que podría ocurrir a corto, mediano o largo plazo con la incorporación de consumidores que deseen colocar generación distribuida en su establecimiento local o sus residencias, inyectando esta energía a la red. Sin embargo, este tema no ha sido abordado ampliamente, debido a que la generación distribuida en la zona está un poco aislada y existen aproximadamente 80 abonados en todo el circuito de la cooperativa.

No obstante lo anterior, si se examinan los datos expuestos en los apartados anteriores, se evidencia que la puesta en marcha de distintos sistemas de generación distribuida en el país viene en constante aumento (principalmente la fotovoltaica) y de una forma muy acelerada. Es probable, cuando la tecnología disminuya más su precio, que podría aumentar el uso de dichos sistemas y convertirse en un problema, en términos de capacidad de carga de las líneas.

Por lo tanto, disponer de una herramienta de simulación que permita observar distintos escenarios con la integración de energía distribuida en los distintos ramales y circuitos de la cooperativa, les facilitaría establecer un plan en contra de esa deficiencia de la compañía, si así se requiere.

1.3.2. Objetivo General

- Estudiar el comportamiento de una red de distribución en 19.9 kV para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en Coopesantos, R.L. mediante la aplicación de la Ley 10086.

1.3.3. Objetivos Específicos

- Desarrollar un modelo de una red de distribución de 19.9 kV que contemplen todos los elementos, tanto del primario como el secundario, para la simulación de la penetración de recursos distribuidos utilizando el software ETAP® 22.0.2.
- Establecer escenarios de integración de recursos distribuidos a partir de generación solar para la determinación de las capacidades y límites en una red de distribución, mediante el análisis de flujo de potencia y tensión.
- Realizar un estudio económico para la determinación del impacto financiero del acatamiento de la Ley 10086 a partir de la estimación de los riesgos ante diversos escenarios.

1.3.4. Justificación

Costa Rica es uno de los países que junto a Portugal, Noruega y Uruguay ostentan la generación de energía más limpia en el mundo, llegando a datos impresionantes. Entre ellos, 75 días de generación al 100 % por medio de energías renovables en el año 2015, según el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) (Grupo ICE, 2015). De igual modo, también se puede resaltar que en el año 2019 más del 99 % de la energía eléctrica generada fue brindada por fuentes renovables, según un reporte del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE).

Como se logra apreciar, el país ronda siempre las cercanías del 100 % de este tipo de energía y, por ende, el Gobierno de la República ha intentado promocionar e incentivar la utilidad de los sistemas energéticos distribuidos y que mejor ejemplo que la Ley 10086.

Una forma innovadora de procurar que la mayor parte de la energía que se consume, provenga completamente de fuentes amigables con el medio ambiente y libres de hidrocarburos, es incentivando a los

clientes de las diversas compañías de generación y distribución eléctrica para que utilicen estos recursos. Con esos fines, el cliente deberá inyectar a la red sus excedentes de energía y, a cambio, se le compensará reduciendo el costo de su recibo de electricidad según lo establezca la Ley 10086.

“Operación con entrega de excedentes a la red: modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en la cual el sistema de generación distribuida está interconectado con el SEN, de manera que puede permitir la inyección de excedentes en la red de distribución. La empresa distribuidora podrá realizar una compensación económica por dichos excedentes, considerando la equivalencia de la tarifa horaria y período estacional según las horas en las que se realizó la inyección del excedente, la cual se reflejará en el recibo eléctrico del generador distribuido” (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 8 de diciembre de 2021, Artículo 2, inciso k).

Con base a lo descrito, el propósito principal de este proyecto es producir una visión a futuro en la red eléctrica del circuito de Acosta de la compañía distribuidora y generadora de energía eléctrica Coopesantos R.L., si los usuarios de esta entidad acatan las disposiciones y forman parte del sistema de recursos energéticos distribuidos. Para ello, se analizarán temas como el tipo de población que se presenta en la zona, sus gustos y preferencias respecto a la energía de consumo, incluyendo, tanto a empresas de cualquier tamaño como a usuarios residenciales asociados a la cooperativa, con la finalidad de hacer una estimación a futuro.

Al tener en consideración que las líneas de transmisión de potencia o de transferencia energética tienen límites, se encuentra el problema principal en un caso hipotético en el que una gran cantidad de inscritos quieran colocar GD en sus hogares o comercios. Como menciona Castellanos-Bustamante (2014), existen muchos factores que pueden llegar a limitar la transferencia de potencia como lo son el límite térmico, el límite de cargabilidad, el límite por estabilidad y otros, enfocando este proyecto principalmente al de estos dos citados. Es por ello, que si muchos asociados pretenden colocar estos sistemas, la red podría llegar a fallar parcial o completamente.

Relacionado a lo anterior, por ejemplo, con energía fotovoltaica (solar) y que sus excedentes entren a la red de forma desmedida, podría pasar que la red colapse por lo que se busca realizar una simulación detallada con la utilización de herramientas como el software ETAP[®] para encontrar el límite (en potencia) de estos sistemas que pueden ingresar a la red, sin que genere fallos que impliquen el corte de energía para la región.

Como último punto, a la fecha no se han publicado las tarifas de compra de estos excedentes por parte del ente rector de las regulaciones, en este caso, la ARESEP, por lo que hacer un estudio económico preliminar de cómo la implementación de la ley pueda llegar a perjudicar o beneficiar a la cooperativa es un punto crucial en la investigación, incluso poder generar un “punto de quiebre” en el que tanto el consumidor como Coopesantos R.L. se beneficien en mutuo acuerdo, ya que quizá sea más factible comprar este recurso a los abonados que a otro ente generador de energía.

1.3.5. Viabilidad

Para este trabajo se ha contado con la ayuda del Departamento de Dirección de Energía de la cooperativa, quien ha estado presente y con anuencia a brindar la información respectiva para su realización. De igual modo, se contó con la colaboración de otros departamentos que trabajan en conjunto como lo son el sistema de información geográfica de la zona y el área de planificación, debido a que las bases de datos con la información requerida provienen de estas secciones de la empresa.

Además, el Instituto Tecnológico de Costa Rica, brindó acceso al uso de sus laboratorios que contienen la licencia de ETAP[®] para funciones que se requerían y no eran posibles efectuar desde la empresa por falta de módulos. De igual forma, las bases de datos que proporciona la universidad son de gran ayuda para poder finalizar esta investigación.

Todo lo anterior, hace referencia al compromiso de ambas instituciones por la finalización del proyecto, siendo la empresa electrificadora la más interesada por las razones expuestas. Gracias a la facilitación de los datos e información referente al caso, es posible obtener mejores resultados y más cercanos a la realidad.

1.3.6. Alcance

Como meta principal en este trabajo, se desarrolló una herramienta modelada con el software ETAP® con la que fue posible medir y analizar la estabilidad de la red con la inyección de energía distribuida por parte de los consumidores. Esta herramienta tiene la finalidad de dar a conocer al ente generador de energía (Coopesantos R.L.) cuál es la cantidad óptima de energía distribuida que puede llegar a interconectarse con el ramal de La Trinidad del circuito de Acosta, sin que la red se sature y deje de hacer trasiego de potencia o bien sin que genere problemas por estabilidad, afectando a los demás abonados del circuito en cuestión. Para llevar a cabo este punto, se hicieron pruebas de simulación con diferentes casos en el programa citado, que incluye la parte investigativa que corresponda para comprender de mejor manera los sistemas de potencia con intervención de servicios de autoconsumo con base en energía fotovoltaica.

Un aspecto relevante es obtener la información verídica de los abonados, equipos eléctricos y sus líneas, por esa razón, de manera confidencial, se tomaron datos de redes inteligentes que emplea la empresa en estudio, como el uso de medidores inteligentes AMI, visores del área concesionada con la información de líneas de distribución y equipos de medición directa. Igualmente, estos datos fueron procesados con el lenguaje de programación Python en su versión 3.9. Dicho lenguaje fue utilizado para la lectura, modificación, y construcción del modelo y escenarios vinculados al modelado del circuito en ETAP® 22.0.2 para la red de La Trinidad, en el circuito de Acosta.

Ahora bien el instrumento generado intenta ser de gran ayuda para la compañía, también es de conocimiento público que ARESEP será la que al final determine cuál será la metodología a utilizar para la medición de esta variante en la red eléctrica convencional. No obstante, el instrumento que se diseñe a partir de este proyecto podrá servir de respaldo en caso de que lo suministrado por la autoridad reguladora no se adapte con la realidad vivida en el área de concesión de la empresa pertinente, dando un motivo por el cual mencionar y poner en juego su utilización.

En ese sentido si se va más a fondo con el tema, se estaría encontrando un punto en el que la parte económica y la afectación de la misma con respecto a la incorporación de generación de energía a partir de fuentes renovables puede llegar a beneficiar o por el contrario, desfavorecer a Coopesantos R.L. Gracias a esto, se pretende hallar un punto en el que ambas partes se benefician y se pueda presentar una apelación o sugerencia a la ARESEP para el ajuste del precio de compra de esta energía hacia los consumidores. Lo antes mencionado, con el propósito de evitar pérdidas económicas que puedan eventualmente generar conflicto para la distribución de la energía convencional del servicio de electricidad.

1.3.7. Limitaciones

Como el objetivo principal del proyecto es encontrar la capacidad máxima que el sistema puede soportar con la creación de la aplicación en el software ETAP®, esta se verá reducida solamente a la red de distribución del circuito de Acosta, porque este será la posible base para un futuro de los siguientes circuitos para inicialmente probar con una versión preliminar.

Un factor a tomar en consideración, será determinar una manera eficiente de simular el circuito de estudio, además que el software tiene un costo elevado, según las características que se deseen, así como módulos y cantidad de barras. A raíz de eso, habrá que adecuarse a su capacidad y trabajar de la forma más recomendable para este tipo de casos.

Se suma el hecho de tener como objetivo encontrar la capacidad máxima de las líneas, por lo que es importante saber quiénes estarían dispuestos a colocar esta tecnología. Sin embargo, es imposible saber a ciencia cierta si los clientes brindarán esta información y, si lo hicieran, establecer si la información es

fidedigna. De este modo, mejor se optará por la simulación de varios escenarios para hallar ese límite.

Por último, es relevante destacar que la falta de estudios previos en el país, podría complicar el análisis de los resultados, ya que no habría punto de comparación, pero es un reto que se requiere tomar en consideración para el proyecto en curso.

1.4. Metodología

Esta sección recopila lo más importante mediante los capítulos que definen los ejes centrales a seguir en esta investigación.

- Capítulo 2: Hace referencia a toda información teórica necesaria para entender la composición del proyecto y llevarlo a cabo.
- Capítulo 3: Se especializa en el método que se aplicó para la recolección de datos con el fin de poder realizar la simulación, que se observará en los siguientes capítulos.
- Capítulo 4: Contiene toda la información y simulación del ramal pertinente, así como resultados mostrados por el software empleado, para el análisis de los distintos casos de penetración de red fotovoltaica en el circuito.
- Capítulo 5: Se vincula en este apartado aquella información que permitirá conocer el impacto financiero que conllevan los casos de las simulaciones de red del capítulo anterior.
- Capítulo 6: Este capítulo se especializa en hacer un recuento de la información significativa, así como dar las conclusiones que se obtuvieron y las recomendaciones que se podrían tomar en cuenta.

Además, se presenta una metodología detallada para ejecutar el análisis de integración máxima de generación distribuida en la red eléctrica de Coopesantos R.L por medio del software ETAP®. Esta metodología ha sido diseñada con el propósito de proporcionar una guía, paso a paso, que ayude a evaluar de manera efectiva el impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico existente, identificar posibles desafíos y determinar la viabilidad económica del proyecto. A continuación, se describen a fondo los puntos clave de esta metodología.

Conocimiento de la red eléctrica

El primer paso consiste en adquirir un conocimiento profundo de la red eléctrica de Coopesantos R.L. y revisar cuidadosamente la documentación relacionada y las últimas versiones de la Ley 10086. Al comprender las características técnicas y las regulaciones específicas del sistema, se estará preparado para abordar de manera efectiva los desafíos y las oportunidades asociadas con la integración de la generación distribuida.

Definición del circuito o ramal a modelar

Una vez adquirido el conocimiento de la red, se requiere seleccionar y definir el circuito o ramal específico que se analizará y modelará. Esta selección se basará en la capacidad de la licencia y facilidad de recolección de datos y permitirá que se enfoque en un área establecida de la red eléctrica de Coopesantos R.L.

Identificación de elementos del ramal

Una vez definido el circuito o ramal, se procede a identificar y listar todos los elementos que lo componen. Esto incluye transformadores, acometidas, líneas de distribución, secundarios y cargas (medidores). Esta etapa es crucial para obtener una comprensión completa de la infraestructura existente e instaurar una base sólida para el análisis posterior.

Obtención de datos eléctricos y mecánicos

Con la identificación de los elementos del ramal, se recopilan los datos eléctricos y mecánicos necesarios para el modelado. Esto implica obtener información detallada sobre los voltajes y corrientes nominales, impedancias, longitudes de línea y ubicaciones geográficas de los elementos del sistema. Estos datos servirán como fundamento para el análisis y la simulación posteriores.

Modelado del sistema en software ETAP

Una vez recopilados los datos, se procede a modelar el sistema propuesto utilizando el software ETAP®. Este software especializado simula y analiza el comportamiento del sistema eléctrico ante diferentes escenarios. Al modelar el ramal en esta herramienta, se podrá evaluar la capacidad del sistema para manejar la generación distribuida y realizar análisis detallados.

Simulación del flujo de potencia

Una de las etapas más importantes del análisis es la simulación del flujo de potencia en el dominio del tiempo, lo que ayuda a verificar el funcionamiento del sistema y generar resultados en un tiempo determinado. Se pueden evaluar las fluctuaciones de voltaje, la capacidad de carga y otros parámetros relevantes para determinar cómo la generación distribuida afecta (o no) el sistema en diferentes condiciones.

Casos de simulación con generación distribuida

Para evaluar el impacto de la generación distribuida en la red eléctrica de Coopesantos R.L., se crean casos de simulación incrementando gradualmente la penetración de la generación distribuida en el sistema. Esto conlleva simular distintos escenarios en los que se integran sistemas de generación fotovoltaica en la red eléctrica existente. Estas pruebas proporcionan un análisis del comportamiento del sistema y detecta posibles problemas o desafíos, como congestiones o desequilibrios de voltaje.

Integración de datos de paneles solares

Uno de los enfoques comunes de generación distribuida es la instalación de paneles solares en las viviendas o edificios. Para simular de manera precisa la integración de estos paneles solares en la red eléctrica de la empresa, se deben recolectar datos específicos sobre estos acerca de su capacidad de generación, ubicación y condiciones de irradiación solar. Los datos se agregan al modelo existente en ETAP® para simular su integración y evaluar su impacto en el sistema.

Determinación del punto crítico del sistema

A través de análisis detallados del flujo de potencia y otros parámetros relevantes, se pretende determinar el punto crítico del sistema, el cual corresponde a la máxima carga o congestión en el sistema, debido a la integración de generación distribuida. Identificar este punto es primordial para comprender los límites de capacidad del sistema y tomar las medidas adecuadas para mantener la estabilidad y calidad del suministro eléctrico.

Análisis financiero

Finalmente, se efectúa un análisis financiero de los datos obtenidos para examinar la viabilidad económica del proyecto de integración de generación distribuida. Este análisis considera los beneficios económicos esperados, así como la reducción de la demanda de energía y la posibilidad de venta de excedentes de energía generada. Se evalúan los costos y beneficios a lo largo del tiempo para establecer la rentabilidad y efectos que pueda causar.

Como una manera más simple de ordenar las ideas y hacer más entendible esta metodología al lector, se elaboró un diagrama de flujo representado en la Figura 1.6 a continuación:

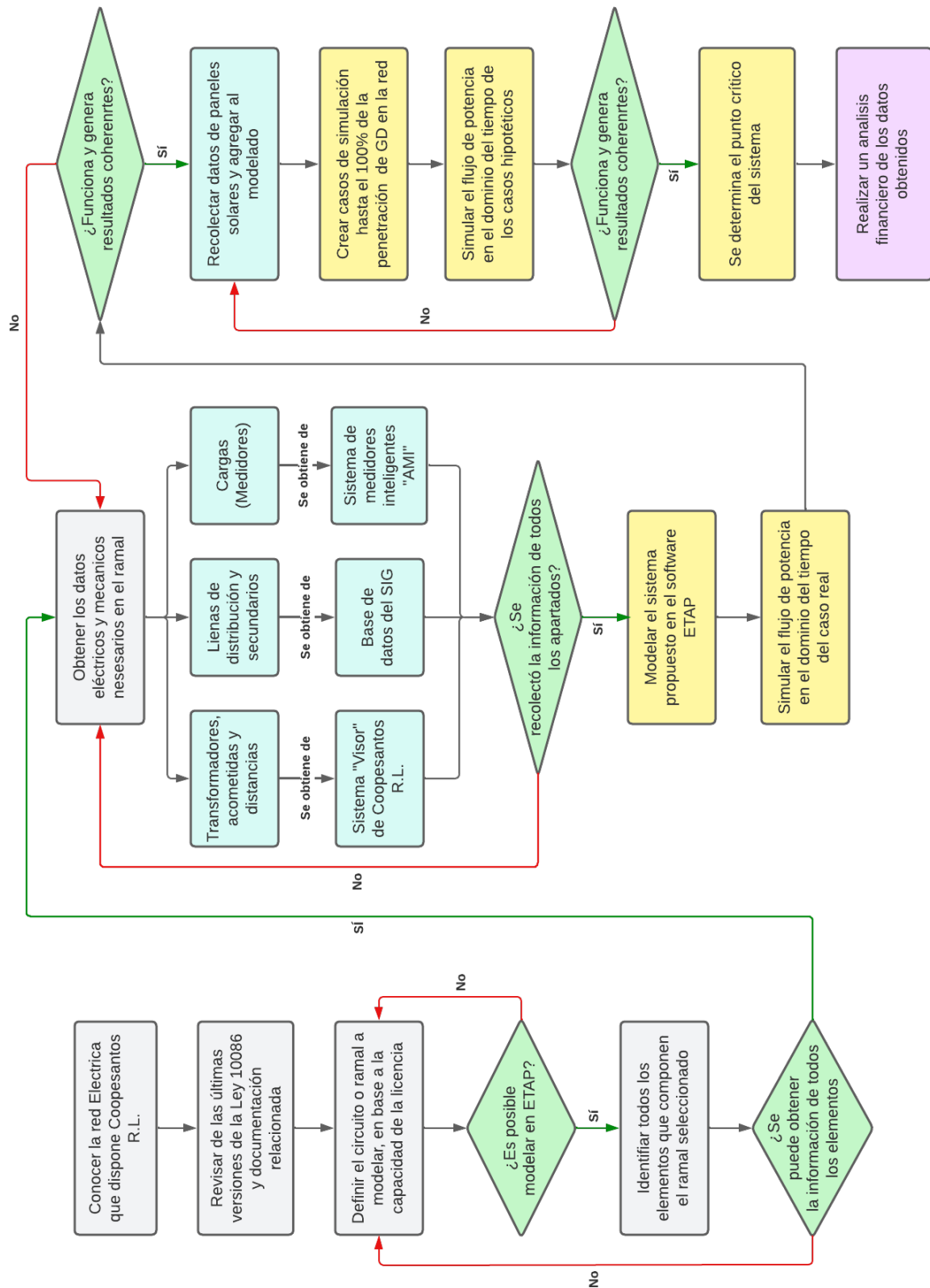


Figura 1.6: Metodología para la realización del proyecto

Nota: *Elaboración propia*

Capítulo 2

Marco Teórico

En este apartado se proporciona una revisión estructurada de la literatura relevante y que respalda el trabajo que se realiza, acaparando diversas áreas temáticas. En la sección 2.1, se explora la importancia de la confiabilidad en los sistemas eléctricos, principalmente tratando de aquellos que poseen generación distribuida. En la sección 2.2 se exploran conceptos generales relacionados con lo que una red eléctrica conlleva, asimismo, explica las diversas formas que existen para la generación de energía. La sección 2.3, se centra en los diversos modos de conectar la generación distribuida a los locales o residencias. En la sección 2.4, se explica todo lo relativo al tema de la ley en que se funda el presente informe y el modo en la que evoluciona para su respectiva regulación. En el 2.5, se hace énfasis en lo relacionado al uso, manejo y funciones que este sistema provee, recordando que ETAP[®] es el software que llevar a cabo el modelado y simulación. Y por último, se ven conceptos importantes en la sección 2.6.

2.1. Confiabilidad de los sistemas eléctricos

2.1.1. Definición

La confiabilidad de los sistemas eléctricos se refiere a que tan seguro es un circuito, o mejor dicho la capacidad de que una red eléctrica suministre su energía de una manera estable y segura. Esto implica que la red esté disponible con mínimas interrupciones significativas, fallas o algún tipo de fluctuación indeseada en el sistema.

Como menciona Gómez Ramírez (2016), la confiabilidad depende de cuatro factores: (i) la probabilidad, que se refiere a las causas aleatorias que pueden surgir y hacer el análisis poco determinativo, (ii) el funcionamiento adecuado, es decir, continuidad de servicio manteniendo tensión y frecuencia estable, (iii) periodo de tiempo previsto, que insinúa el tiempo en que los dispositivos de la red deben de estar funcionando de manera fija o parcial, y (iv) condiciones de operación, o sea, en qué circunstancias se está produciendo un evento específico.

A propósito de lo descrito, es necesario explicar que los sistemas eléctricos de potencia son propensos a tener fallas por las diversas variables que se mencionan. De ahí que para mantener esos niveles de confiabilidad y suministros altos, se plantean como objetivos que toda empresa distribuidora debe tener para dar un servicio constante a sus abonados.

2.1.2. Relación con la generación distribuida

Al respecto, Gómez Ramírez (2016) también se enfoca en la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia, incluyendo la evaluación de la confiabilidad en sistemas de transmisión y distribución. Por su parte, la generación distribuida es una tecnología que proporciona la producción de energía eléctrica en pequeñas unidades cercanas a los puntos de consumo, lo que puede tener un impacto en la confiabilidad del sistema eléctrico. La generación distribuida puede mejorar esa confianza del sistema eléctrico al reducir la dependencia de grandes centrales eléctricas y líneas de transmisión de larga distancia. Sin embargo, también puede presentar desafíos, entre ellos, la necesidad de coordinar la operación de múltiples fuentes de energía y la integración de tecnologías de almacenamiento de energía.

Aunado a lo mencionado, la evaluación de la confiabilidad en sistemas de generación distribuida es importante para garantizar la seguridad y la continuidad del suministro de energía eléctrica. Se pueden aplicar técnicas similares a las utilizadas en sistemas de transmisión y distribución para evaluarla en sistemas de generación distribuida, como las evaluaciones probabilísticas y el análisis de fallas pasivas y activas. En resumen, la generación distribuida puede tener un impacto en la confiabilidad del sistema eléctrico y es necesario examinarla en estos sistemas para garantizar la seguridad y la continuidad del suministro de energía eléctrica.

2.2. Red Eléctrica y Fuentes de Generación

En esta sección, se menciona de qué manera funciona una red eléctrica y sus componentes; además de ello, se brinda información valiosa para entender cómo se genera la energía y llega desde sus fuentes a las casas o comercios donde finalmente es aprovechada.

También se procede a explicar las diversas formas en las que dicha energía se puede producir, tanto de forma amigable con el ambiente, como la que no es tan favorable. Es decir, energía proveniente de fuentes renovables, así como de derivados de petróleo.

2.2.1. Sistema de generación, transmisión, distribución y trasiego de energía

Un **sistema de potencia** como explica Matulic (2003) es el “conjunto de dispositivos que convierte energía de una forma primaria a energía eléctrica, la transporta y la distribuye a los consumidores finales”(p.2). Por demás, se debe resaltar que Costa Rica posee más del 99 % de alcance eléctrico, posicionándolo como un estandarte a nivel de la región y del mundo (ICE, 2020).

Por otro lado, se deben considerar los interruptores que funcionan como aisladores de circuitos en caso de una falla eléctrica, mantenimiento o un cortocircuito. Para este último evento, existen y forman parte de este, los sistemas de protección, los cuales se encargan de manera automática de aislar estratégicamente los puntos en los que ocurre.

Mientras que, los **sistemas de transmisión** son aquellos conjuntos de equipos que se encargan de dirigir la energía a alta tensión eléctrica, desde las centrales generadoras a los lugares donde esta energía se convierte en medida tensión y es más fácil manejarse, utilizando lo que comúnmente se llaman líneas de transmisión como medio físico para poder transportar la carga eléctrica (Matulic, 2003). También, (Matulic, 2003) expone que en un punto alto para mejorar la eficiencia de esta transmisión, lo mejor es utilizar medios en alta tensión, dependiendo de la cantidad de energía que se va a transmitir. Para lograr este aumento (o disminución si se requiere) en el voltaje de las líneas, se usan los dispositivos llamados transformadores eléctricos, cuya función es la detalla anteriormente.

A su vez, los **sistemas de distribución eléctrica** son un conjunto de dispositivos encargados de distribuir la energía eléctrica a los consumidores finales. En otros términos, se refiere a las líneas que llegan a los postes, como son conocidos comúnmente, suministrando energía a industrias, residencias y la

red de iluminación urbana, entre otros usos. En estos sistemas, también se necesitan los transformadores, solamente que, para esos efectos, la función es disminuir los voltajes a niveles mucho más seguros (baja tensión).

Todo lo anterior, se comprende con claridad al observar la Figura 2.1 que se muestra a continuación:

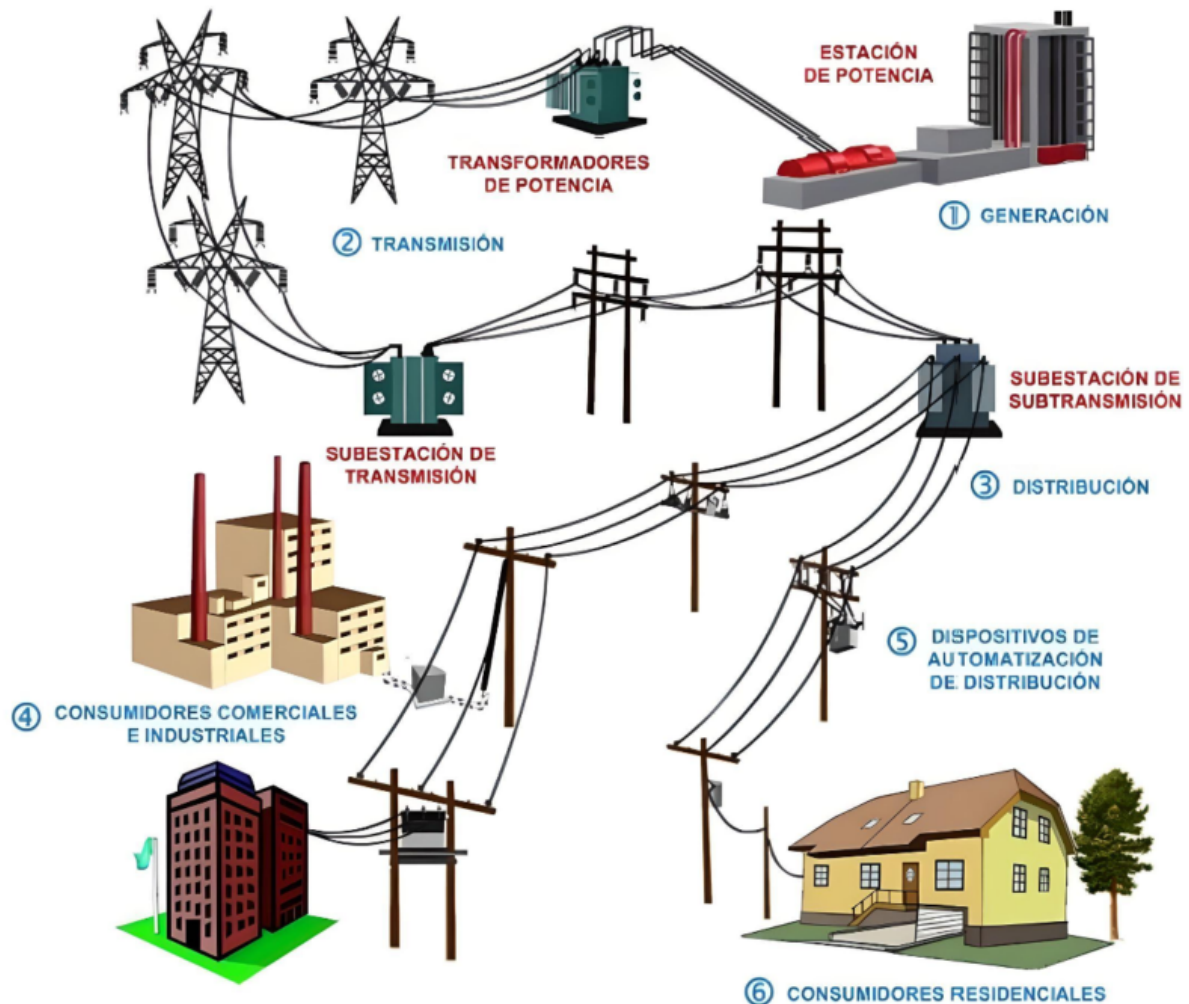


Figura 2.1: Sistema de transmisión y distribución de potencia eléctrica

Nota: Tomado de Tama, 2018

De igual modo, en esta Figura 2.1 se pueden apreciar varios componentes que aún no se explican, por lo que se hará seguidamente.

Los **transformadores eléctricos** o más específicamente, transformadores de potencia, funcionan por el principio de inducción electromagnética, que se traduce a la capacidad de un campo magnético de inducir a un conductor que esté en su cercanía. Cabe resaltar que, al tratarse de un campo magnético variable, este dispositivo solo funciona en corriente alterna según la Ley de Lenz.

Es relevante apuntar que la función principal de un transformador de tensión es aumentar (transformador elevador) o disminuir (transformador reductor) los valores de tensión de un sistema a otro, lo que sucede por la cantidad de espiras o vueltas que le dan a los devanados, como se observa en la Figura 2.2

y 2.3. Por ejemplo, si el devanado primario tiene más vueltas que el secundario, el voltaje de salida será menor que el de entrada; mientras que, si el primario tiene menos número de espiras, sucede lo inverso y la tensión de salida será mayor (Fundación Endesa, s.f.).

Su relación se calcula con la ecuación 2.1:

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p} = r_t \quad (2.1)$$

Donde:

- N_p = Número de espiras en el primario
- N_s = Número de espiras en el secundario
- V_p = Tensión en el primario
- V_s = Tensión en el secundario
- I_p = Corriente en el primario
- I_s = Corriente en el secundario
- r_t = Relación de transformador



Figura 2.2: Transformador de potencia elevador

Nota: Tomado de *Fundación Endesa, s.f.*



Figura 2.3: Transformador de potencia reductor

Nota: Tomado de *Fundación Endesa, s.f.*

Por esa razón, en la red eléctrica no pueden faltar las **subestaciones**, que Trashorras Montecelos (2015) menciona como un conjunto de la aparanta eléctrica (grupo de aparatos eléctricos con el fin de conectar, soportar, medir y proteger las diferentes conexiones de la red) situadas en un mismo lugar que efectúa funciones tales como:

- Transformación de tensión.
- Transformación de la frecuencia.
- Transformación de número de fases del circuito.
- Transformación.
- Rectificación.
- Compensación de Factor de potencia.
- Conexión de dos o más circuitos.

Asimismo, las subestaciones se pueden distinguir en varios tipos, como por ejemplo, según su función, su transformación o sus niveles de tensión, entre otras clasificaciones que se le pueden atribuir. Se pueden citar los siguientes tipos de subestaciones:

Subestación de reparto

Este tipo de subestación se dedica a la interconexión de al menos dos circuitos, dando como beneficios la formación de nudos de alguna red mallada y hacer crecer la fiabilidad de la red. Hay que tomar en cuenta que para que reciba este nombre, todas las líneas que se intersecan aquí, deben tener la misma tensión.

Subestación de transformación

En este caso, la subestación como parte de la aparanta, contiene uno o varios transformadores generalmente reductores, el cual hace pasar la tensión de un punto alto a uno más bajo.

Subestación de transformación y reparto

En este apartado, se halla la combinación de dos subestaciones, el de reparto y el de transformación. O sea, tiene la capacidad de interconectar dos o más circuitos, así como de disminuir el nivel de tensión de esos circuitos en cuestión, ya sea de forma simultánea o por separado, como se observa en la Figura 2.4.

Subestación de transformación y número de fases

Es aquel tipo de subestación que tiene como finalidad hacer el cambio de una red de una cantidad de fases, a uno con mayor o menor número de ellas. Entre las conexiones de este tipo, se pueden mencionar las siguientes:

- Trifásica - Hexafásica
- Trifásica - Monofásica

El caso de la configuración trifásica - monofásica, se observa en la Figura 2.5.

Subestación de rectificación

Es un tipo de subestación muy poco utilizada, porque en esta se dedican a transformar una o más líneas de corriente alterna a corriente continua (de AC a DC por sus siglas en inglés).

Subestación Central

Mejor conocidas como centrales eléctricas, son aquellas en las que se transforma la energía producida por alguna fuente de generación eléctrica de niveles inferiores, a otro de mayor nivel de tensión. Este proceso se debe a que, generalmente, los alternadores de dichas centrales producen una tensión entre 9 kV y 19 kV, que es poco rentable económicamente para las empresas generadoras. Una representación de la misma se observa en la Figura 2.6.

Un dato que sobresale es que entre más alto sea el nivel de tensión en las líneas de transporte, las pérdidas de potencia serán menores y es por ello que existen este tipo de estructuras para la elevación de tensión.

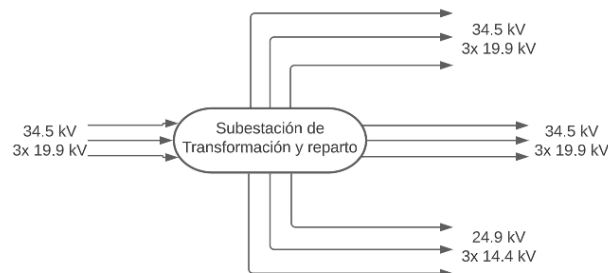


Figura 2.4: Subestación de Transformación y Reparto

Nota: *Elaboración propia*

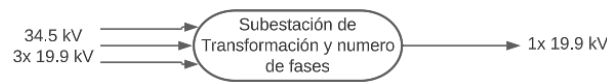


Figura 2.5: Subestación de Transformación y Numero de Fases

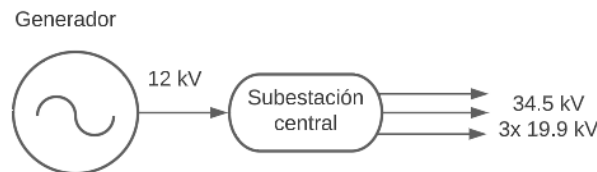
Nota: *Elaboración propia*

Figura 2.6: Subestación Central

Nota: *Elaboración propia*

2.2.2. Energía de generación distribuida y fuentes renovables

La generación distribuida se refiere a la producción de electricidad en una escala reducida, en comparación con otros métodos, utilizando fuentes de energía eficientes y respetuosas con el medio ambiente. Ofrece varias ventajas en comparación con la generación convencional. En primer lugar, permite la fabricación en masa de equipos de generación, lo que reduce los costos de producir de las industrias. Además, se busca establecer estándares para estos equipos, lo que facilita su interconexión con la red eléctrica y su instalación rápida, incluso en residencias.

Otra ventaja importante es el suministro constante de energía. Al estar conectados a la red eléctrica local, estos sistemas aseguran un suministro casi continuo, incluso en ausencia de una fuente primaria de energía, como la radiación solar o el viento. Se suma que la generación distribuida puede aliviar la carga de la red en momentos de alta demanda y proporcionar energía a áreas remotas, sin necesidad de extender largas líneas de transmisión, evitando así pérdidas de tensión y energía.

La generación distribuida también tiene un impacto positivo en el medio ambiente, en vista que produce menos contaminación, comparada con las fuentes convencionales de gas y petróleo. Por último, desde una perspectiva social, este enfoque implica la participación de muchas personas o comunidades enteras, en la implementación de estos proyectos, lo que a su vez genera empleos en el montaje y mantenimiento de estos sistemas amigables con el medio ambiente (Valencia Quintero, 2008).

Cuando se trata de energías renovables en la nueva era, se puede hablar de la **Generación solar**, en la que la materia prima es la radiación del sol. Como lo explica Chercca (2014), este tipo de energía ha sido utilizada desde la antigüedad, ciertamente con tecnologías que no eran tan avanzadas como las que se tienen hoy en día. Sin embargo, gracias a la evolución de la ciencia y la tecnología, ha venido siendo utilizada para el aprovechamiento eléctrico, con base en captadores como lo son las celdas fotovoltaicas o los colectores térmicos, para que al fin de cuentas sea transformada en energía eléctrica o energía térmica.

Como se explicó previamente, las celdas fotovoltaicas o también llamadas paneles solares, son los encargados de convertir directamente la luz solar en electricidad, a partir de un panel de materiales que se componen de un cátodo y un ánodo. Cuando el cátodo recibe la luz, libera algunos electrones que van a ir dirigidos hacia el ánodo con carga positiva y, una vez son libres estos electrones, la corriente eléctrica, va a llegar en forma de electricidad (Salazar, Pichardo, y Pichardo, 2016). Esta partícula de luz que se describe, se llama fotón, la cual según Colmenar Santos, Borge Diez, Collado Fernández, y Castro Gil (2015) carece

de masa alguna, pero posee energía que, como se citó antes, al topar con un cuerpo semiconductor, tiene la capacidad de brindar su energía a los electrones más cercanos de dicho material, logrando energizarlo y produciendo un diferencial de potencial para que la corriente fluya.

Generalmente el material a utilizar en esos paneles, es el silicio, pero también hay celdas fotovoltaicas hechas de arseniuro de galio. En cuanto al silicio, existen tres tipos utilizados. El primero es el monocristalino, que es el más eficiente y de un color azul oscuro o negro. El policristalino, menos eficiente que el anterior, pero más barato, su color destaca por su azul intenso y, por último, el silicio amorfo, que aunque generan, suelen ser muy finos y flexibles que los otros dos, detalle que hace que suelen quebrarse o dejen de funcionar al poco tiempo.

La idea inicial de esta tecnología, era proporcionar de energía eléctrica de pequeños consumos a personas que se encontraran en zonas muy remotas, en las que era muy difícil tener acceso con redes de distribución. Pero hoy en día esta tecnología se ve en industrias de gran tamaño, convirtiéndola en un medio de autoconsumo. Además, tiene ventajas como disminuir el costo de la factura eléctrica o funcionar como planta, en caso de un corte eléctrico en la red, pudiendo continuar con la productividad del establecimiento si así se requiere. No obstante, como se plantea en el capítulo uno, esta tecnología aumenta día a día en el grupo residencial, generando en conjunto de las empresas sistemas de generación distribuida interconectados con la red, la cual se trata en una próxima sección del documento.

Cabe reseñar que el uso de los paneles solares sin sistema de almacenamiento (caso más normal y económico), requiere de esta interconexión, ya que la luz solar se presenta solamente en algunas horas del día y no siempre con la misma cantidad de luz (fotones) absorbida. Por ello se necesita otra fuente para esas horas sin generación por parte de los paneles. En la Figura 2.7 se muestra una curva típica de la irradiancia en condiciones soleadas.

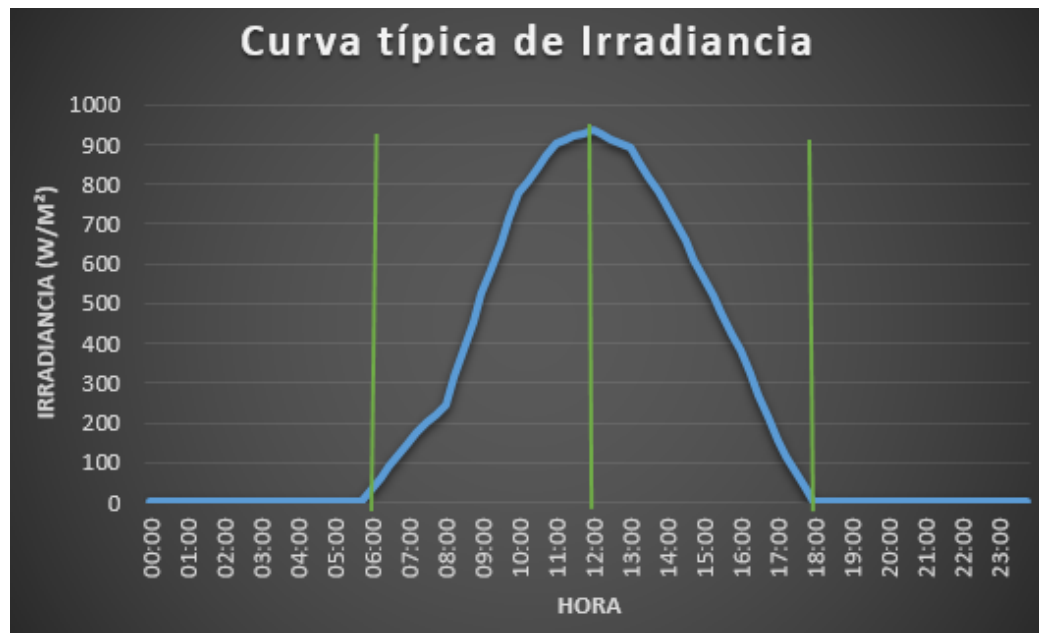


Figura 2.7: Curva típica de irradiancia solar durante un día en Aserri

Nota:Elaboración propia

Como se ve en la Figura 2.7 para un sistema aislado (el cual también se hablara luego), no es una muy buena opción no contar con un sistema de almacenamiento si su única fuente de GD para autoconsumo son las celdas fotovoltaicas. Esto debido a que la generación se presenta aproximadamente desde las 6 de mañana hasta las 6 de la noche, teniendo una brecha de aproximadamente 12 horas sin abastecimiento

eléctrico, sin contar que el sistema puede fallar o las condiciones climatológicas tampoco permitan que las celdas capten los fotones provenientes de la luz solar, por motivos de lluvia o nubes que cubran el firmamento.

En la Figura 2.8 se muestra el funcionamiento básico de una celda fotovoltaica que, si bien es parte del sistema para producir energía eléctrica, hacen falta de más equipos, como por ejemplo, el inversor que sirve para convertir la corriente directa que producen los paneles, a corriente continua, que es la que generalmente se usa en el sin fin de dispositivos eléctricos que se emplean.

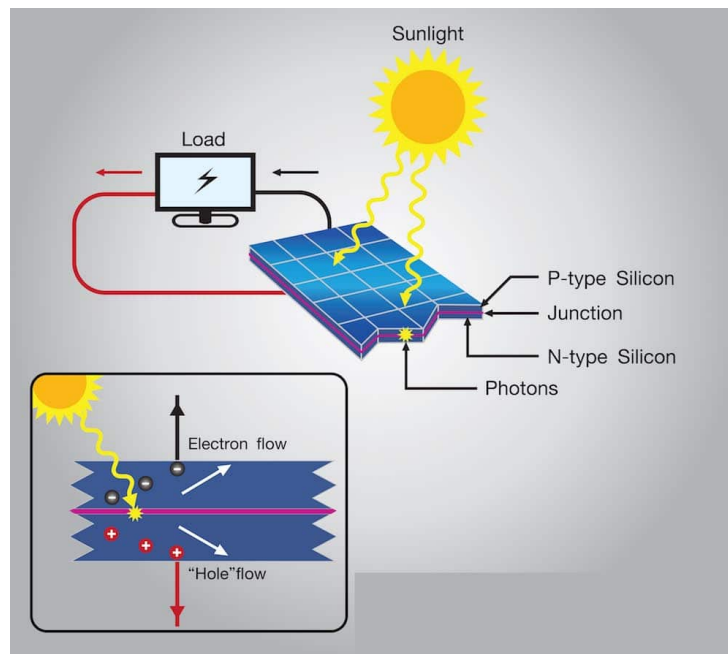


Figura 2.8: Funcionamiento básico de una celda fotovoltaica

Nota: Tomado de *EcoInventos*, 2022

Por otra parte, la **generación eólica** es otra fuente limpia para la fabricación de energía eléctrica, la cual es utilizada en diferentes lugares del planeta, incluyendo en Costa Rica. El desarrollo de esta tecnología, que usa turbinas de viento para la generación de electricidad, inició a finales del siglo XIV en Dinamarca. Una vez esta tecnología dio un salto en el mundo, Estados Unidos lo aprovechó para el bombeo de agua, utilizando molinos de viento en las regiones del Oeste durante el asentamiento, o también en la década de los 30's cuando instalaron pequeñas turbinas de viento en las zonas rurales para la generación de electricidad al extenderse las redes de eléctricas de ese país norteamericano (Chercca, 2014).

Entre los dispositivos de generación eólica se pueden citar los pequeños aerogeneradores, los generadores eólicos horizontales, máquinas con rotor a barlovento, máquinas con rotor a sotavento y los aerogeneradores con diseño tripala. Este tipo de turbinas en el 2015, se mantenían en el rango de potencia de entre 30 kW hasta los 5 MW; sin embargo, en 2023, se pueden encontrar aerogeneradores de tamaños absurdos, como el "Myse 18X-28X", que supera los 18 MW de potencia, estimando los 80 GWh anuales. Para efectos de GD, existen componentes llamados minieólicas, que son similares a los aerogeneradores industriales, pero con la diferencia de ser más pequeños y aptos para colocar en residencias o comunidades de difícil acceso de la red.

Estos dispositivos son componentes que rondan una potencia en promedio de 1 kW a 5 kW por cada generador de este tipo. Cabe indicar que, entre más potencia inyecten al generarla, suelen ser más caras y más grandes, por lo que es de difícil acceso para un consumidor promedio, pero no para una empresa.

El funcionamiento a grandes rasgos de una minieólica, como señala Asensio Gómez (2020), se rige de la energía cinética del viento, ya que las ráfagas de viento provocan que las palas del mismo giren y, posteriormente, en el interior genere electricidad y pueda suplir a la vivienda.

Una vez los álabes del aerogenerador reciben las ráfagas de viento y son movidas de forma giratoria, convierten la energía cinética a energía de rotación (energía mecánica), esto gracias a un buje y un rotor que luego pasarán por el generador y se convierte en energía eléctrica. Todo esa actividad ocurre en el interior de la carcasa del aerogenerador o mejor llamado góndola, que se encuentra en su parte superior. Estas piezas y otras, se pueden observar en la Figura 2.9.

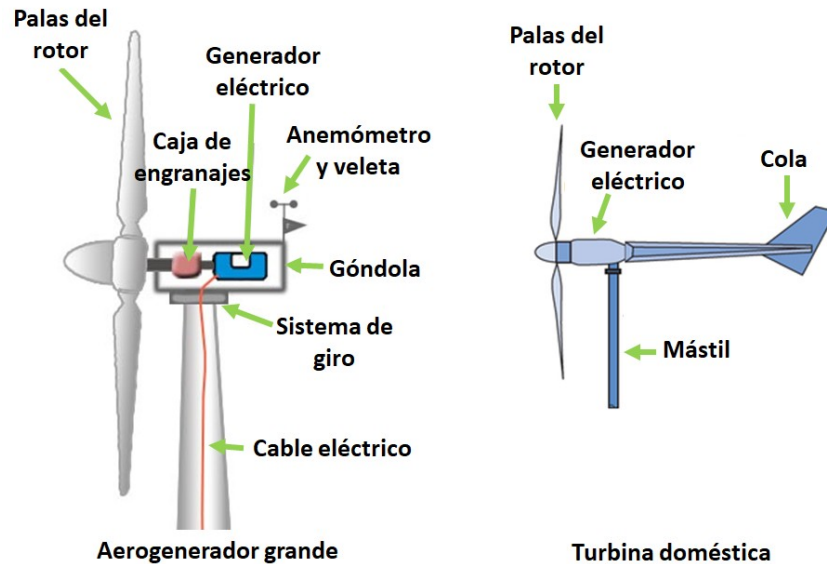


Figura 2.9: Representación gráfica de un aerogenerador industrial versus una minieólica
Nota: Tomado de *Generatulus*, 2023

Es necesario indicar que estos generadores, según la placa de su fabricante, deben estar siendo golpeados por una corriente de aire a una velocidad estipulada por ellos, porque si esta sobrepasa el límite establecido, podría poner en peligro el estado físico del dispositivo, mientras que, si opera a una velocidad menor, las pérdidas de energía serán muy considerables. Es por ello que existe la cola o veleta, la cual posee la función en conjunto con el anemómetro, para medir la velocidad del viento y orientar de mejor manera las palas con la finalidad de operar en esos rangos.

Otro tipo de energía que se presta para la GD en modo de autoconsumo, es la **energía minihidráulica**, que al igual que las dos fuentes previamente comentadas, son energías limpias y que cumplen con los criterios para autoconsumo, ya sea interconectado o no a la red. Esta tecnología funciona de manera similar a las plantas hidroeléctricas, gracias a la fuerza que ejerce el agua sobre las turbinas, generando que esta, después de una serie de pasos, convierta esa energía mecánica en energía eléctrica. La diferencia fundamental radica principalmente en el tamaño que posee, ya que por obvias razones las turbinas colocadas en este punto van a ser un mucho más pequeñas que las de una central hidroeléctrica, además de que no van a necesitar de una presa para poder generar la energía (Soliclima, s.f.) .

Asimismo, una de las ventajas que posee esta herramienta, en comparación a la eólica o la fotovoltaica, es que siempre y cuando el cauce del río sea abundante, la energía no se cortará en ningún momento. Esto apunta a que funcionará 24/7, los 365 días al año, a diferencia de la solar y eólica que, si no existe viento o sol, no tendrán la capacidad de producir potencia. Se agrega, que es una energía limpia, no emite CO_2 y si existe una corriente de agua cercana a un lugar muy remoto, se pueden generar redes aisladas si no existe una red de distribución cercana.

El funcionamiento de esta planta es muy básica, pues solo se necesita cavar hacia la turbina un canal que conecte con un río o afluente con corrientes, lo que generará que se cree una presión sobre la turbina, haciendo que comience a girar y produzca energía eléctrica. Lo detallado se puede observar de modo similar en la Figura 2.10.

Estas fuentes, logran producir aproximadamente 20 kW, con lo que podría abastecer a una pequeña comunidad, o bien si la turbina es un poco más grande, generaría aproximadamente 200 kW. La mayor desventaja de este proyecto, es que su precio es bastante elevado y requiere de muchos cambios en el sistema ecológico.

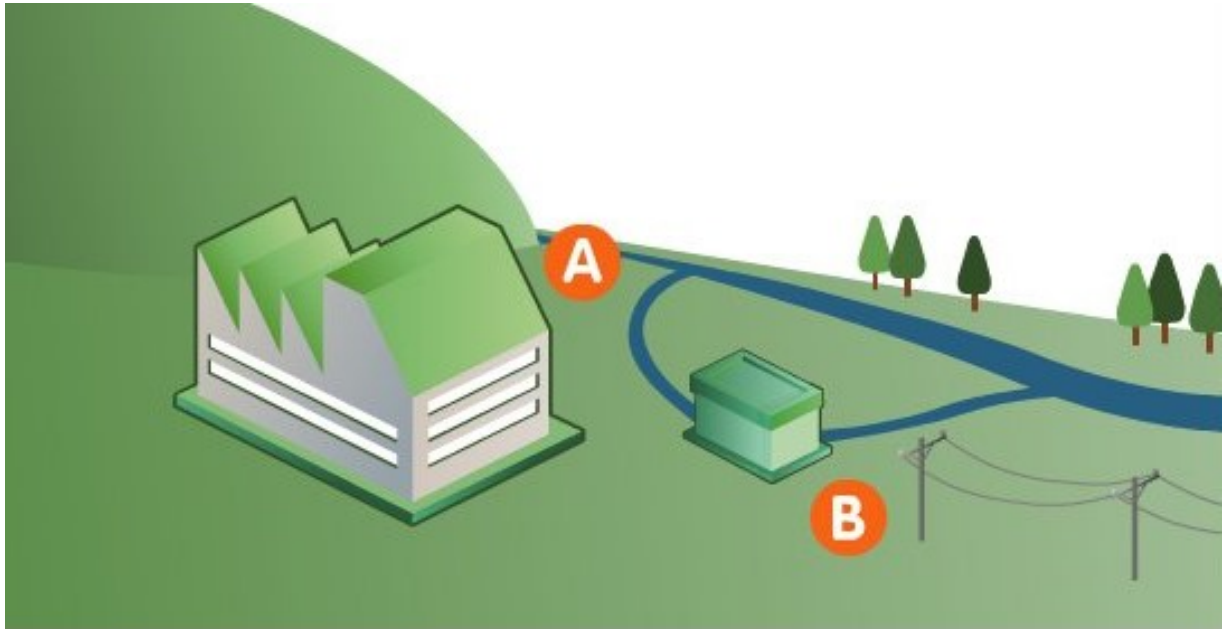


Figura 2.10: Representación gráfica de una planta minihidráulica

Nota: Tomado de *Soliclíma*, s.f.

En cuanto a **otras fuentes de generación distribuida** que no sirven para autoconsumo, se encuentran, por ejemplo, la generación mareomotriz, que se impulsa a partir del movimiento de las mareas mediante el uso de turbinas especiales. La energía geotérmica, por su parte, aprovecha el calor emanado por la Tierra en forma de vapor. La energía mareotérmica combina grandes cantidades de agua fría del fondo del mar con aguas más cálidas de la superficie, generando energía mediante la diferencia de temperaturas. La bioenergía, también considerada una forma de energía renovable y de generación distribuida, consiste en la quema de materiales provenientes de la biodiversidad, como residuos de basura, residuos agrícolas, desechos de mataderos, estiércol, árboles y plantas de cultivo, entre otros. A estas se les puede añadir fuentes undimotrices, que son las que aprovechan el movimiento de las olas y produce trabajo, pudiendo generar energía o bien para sistemas de bombeo, entre otras.

2.2.3. Fuentes de energía convencionales

Si bien para Costa Rica es raro utilizar energías provenientes de energías fósiles o energía nuclear, en razón de las diferentes fuentes renovables que son aprovechadas en el país, en el resto del mundo, según APPA Renovables (2021) tomando datos del “*Statistical Review of World Energy*”, en el 2018 solamente el 10.8% de la energía producida proviene de las fuentes renovables, superando solamente a la energía nuclear, que solo alcanza el 4,4%. Es por ello que en este apartado se expondrá de esta última y ese 84.8%

restante.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019

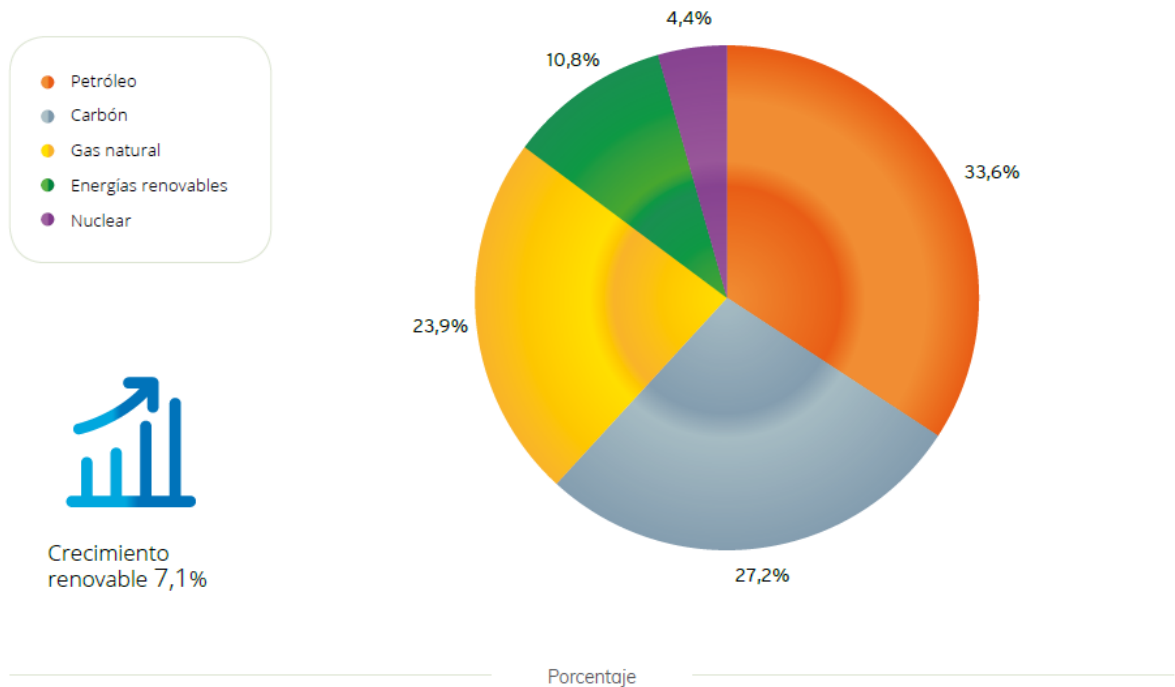


Figura 2.11: Distribución de producción de energía en el mundo

Nota: Tomado de *APPA Renovables, 2021*

Tres de estas energías restantes, corresponden a lo que se denominan combustibles fósiles, siendo uno de los métodos de producción más contaminante, porque se basan en la quema de combustibles. Como se puede observar en la Figura 2.11, esos tres medios son, el carbón, el petróleo y el gas natural, siendo el último el menos utilizado de los tres. Para finalizar, está la energía nuclear, que tampoco es renovable, pero suele ser muy limpia.

La comparación entre el panorama global y Costa Rica, señala que el país, como se comentó en el capítulo anterior, ha sido pionero en evitar el uso de este tipo de energías, siempre que sea posible. De hecho, se ha logrado alcanzar incluso un 0 % de producción basada en combustibles fósiles y mucho menos en energía nuclear, debido a los requerimientos de infraestructura que esas fuentes implican.

Es posible ver un gráfico de la generación de energía en la época seca (Figura 2.12), en la que la generación térmica aparece, debido a que probablemente los embalses no tuvieran el nivel suficiente para producir la cantidad que generalmente inyectan a la red. De hecho, en la misma Figura, se puede ver que la porción de generación hidroeléctrica (Filo-ICE) es pequeña si se compara con la del invierno.

La generación eléctrica en invierno, vista en la Figura 2.13, permite ver que la aportación de energía hidroeléctrica es considerablemente mayor que en verano. Además, que amortigua los otros tipos de generación e incluso que no es necesario aportar energía térmica.

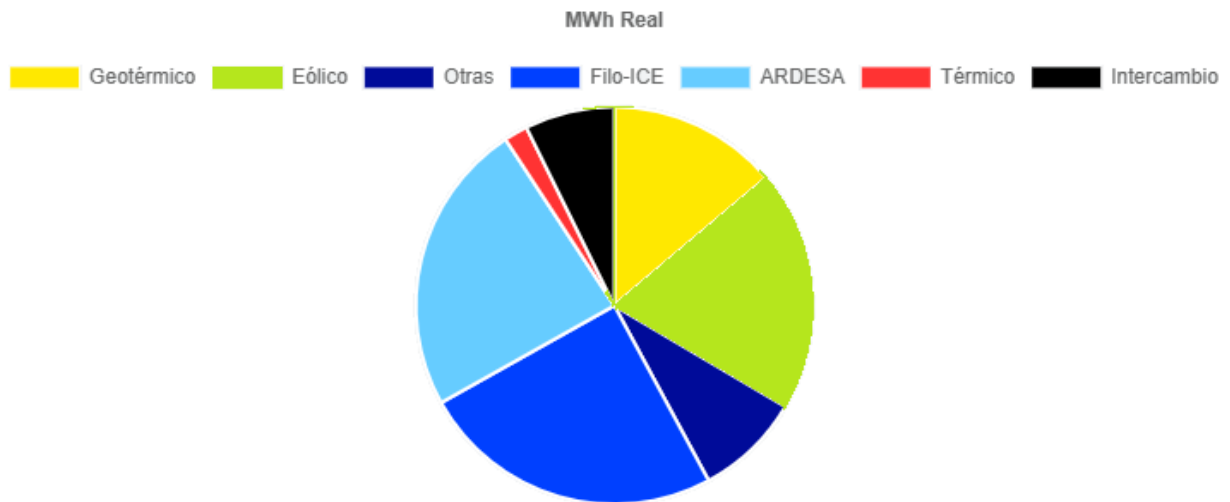


Figura 2.12: Producción energética del día 23 de marzo del 2023 en Costa Rica (Verano)

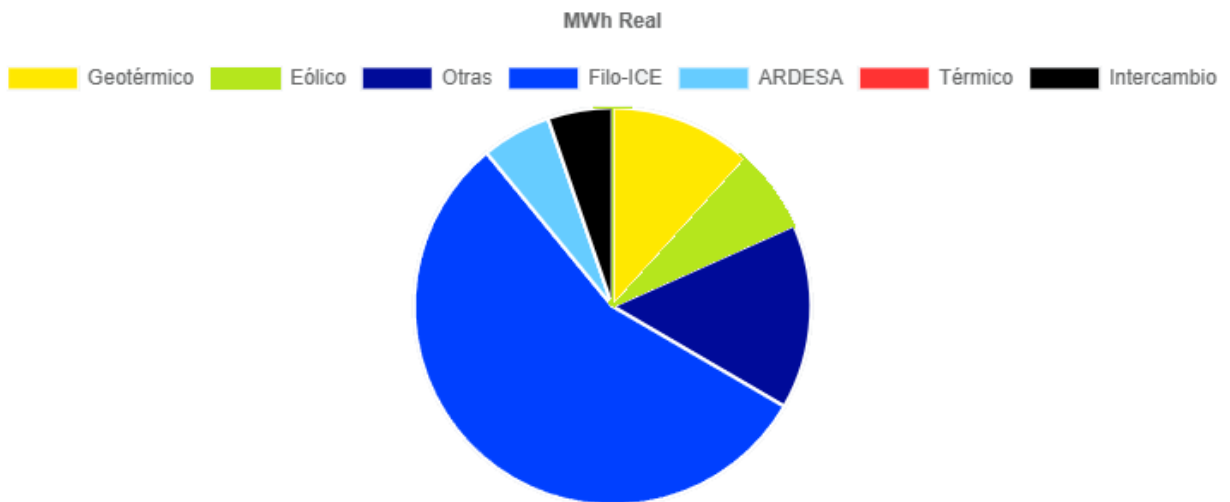
Nota: Tomado de *Centro Nacional de Control de Electricidad [CENCE], 2023*

Figura 2.13: Producción energética del día 20 de octubre del 2022 en Costa Rica (Invierno)

Nota: Tomado de *Centro Nacional de Control de Electricidad [CENCE], 2023*

Al observar esta información, se ve que Costa Rica usualmente en época de invierno (Figura 2.13) no emplea energía fósil para abastecer al país, ya que en esta temporada en la que llueve mucho, las plantas hidroeléctricas del ICE cumplen con la mayoría de la demanda, apoyadas de otras fuentes renovables. No obstante, en el caso de verano (Figura 2.12) se observa que la generación hidroeléctrica baja considerablemente en comparación al ejemplo anterior, pero aumenta la generación por parte de ARDESA, que también son hidroeléctricas situadas en **Arenal**, **Dengo** y **Sandillal**, así como “otras” plantas que comprenden las fotovoltaicas y biomasa instaladas en el país. Aun así, es necesario generar una pequeña cantidad de energía con base en los combustibles de los que se expone a continuación.

La **energía termoeléctrica**, es aquella que al implementar combustibles fósiles como el carbón, búnker, diésel u otros derivados del petróleo o bien el gas natural, son utilizados para la combustión del agua, generando vapor para mover grandes cantidades y de esa forma con la ayuda de turbinas generen

electricidad.

En estas centrales, el ciclo normal de funcionamiento se base en el ciclo de Rankine, lo cual significa que cuando el vapor de agua acciona la turbina y pasa por ella, la masa de agua evaporada se enfría al punto de condensarse en un intercambiador de calor para volver a ser calentado y ser utilizado las veces que sean necesarias y se permita hacerse.

Por otra parte, para comprender la **energía nuclear**, es necesario abordar diferentes aspectos. En primer lugar, se debe tener en cuenta dos conceptos básicos: el primero se refiere a la naturaleza de la energía y el segundo se relaciona con el significado de "nuclear".

En cuanto a la energía, se refiere a cualquier alteración o cambio que experimenten los materiales o elementos. Esto significa que cuando un material cambia su estado físico o se transforma en algo distinto, se produce una liberación de energía, ya sea en forma de calor u otro tipo de energía.

En cuanto a la palabra "nuclear", esta se refiere a los núcleos de los átomos de cualquier elemento. En el contexto de la energía nuclear, se remite específicamente a la energía liberada a partir de los núcleos atómicos.

Para explicar el funcionamiento de esta tecnología, hay que considerar que la liberación de esta energía, se produce por la fisión nuclear de dos elementos principalmente, como lo son el plutonio y el uranio (básicamente) desplegando una cantidad de calor en cadena con base en esa reacción. No obstante, el proceso de generación radica en el mismo principio de Rankine, siendo el agua evaporada la que mueve una turbina y luego de pasar por el condensador, vuela a ser utilizada para calentar las veces que sean necesarias. Eso sí, en este caso no se quema combustible fósil, por lo que la energía es mucho más sana para el medio ambiente.

Según Industria Nuclear Española (2020) el 80 % de los reactores nucleares (sitios donde se produce esta energía) están diseñados en dos grandes grupos:

- El reactor de agua a presión (Pressurized Water Reactor, PWR, por sus siglas en inglés).
- El reactor de agua en ebullición (Boiling Water Reactor, BWR, por sus siglas en inglés)

Hay que considerar que la energía nuclear, conlleva un riesgo muy grande, sobre todo por la radiación de los materiales, pudiendo producir cáncer, lesiones físicas o incluso la muerte. Es por ello, que este medio de producción debe ser extremadamente seguro. Para enfatizar lo referido, está el caso de la central térmica nuclear memorial Vladímir Ilich Lenin, o mejor conocida por el mundo como Chernóbil, la cual dejó aproximadamente a más de 5 millones de personas afectadas de irradiación ionizante, debido a una explosión en uno de sus reactores en un radio de 30 km despoblado. Aun así, se sigue apostando por la energía nuclear por su poco impacto con el ambiente (siempre que no ocurra una tragedia) y por su alta eficiencia, en vista de que por cada átomo de combustible utilizado, reacciona más de 100 millones de veces que las que producen las plantas de termoeléctricas a base de carbón, gas o petróleo (Romero y Hernández, 2010).

2.3. Sistemas aislados e interconectados con la red

2.3.1. Sistemas aislados a la red

Como se ha recalcado a lo largo del presente trabajo, las fuentes renovables de autoconsumo, pueden llegar a ser tecnologías que ayuden a viviendas o locales con difícil acceso de la red eléctrica, por razones estar muy aislada su ubicación o bien que la red esté en una zona cercana, pero su conexión sea muy desfavorable socialmente, ambientalmente o costosa por la cantidad de material a emplear. A estos establecimientos que no se conectan a la red, se les llama sistemas en isla o aislados. Es por ello que optan por

conectar diversos equipos que, gracias a las fuentes que provee la naturaleza, pueden generar electricidad a pequeña escala para el autoconsumo.

Algunos de los equipos utilizados para los sistemas aislados, son aquellos citados en la sección 2.1.2, como las minieólicas, los paneles solares, minihidráulicas entre otras; o bien en algunos casos utilizan generadores de diésel. Además de servir para una sola casa, se pueden crear miniredes de distribución para poblaciones muy pequeñas. Estas últimas, suelen pertenecer a la misma distribuidora de energía local.

Cabe resaltar que, los dispositivos descritos en el párrafo anterior, en la actualidad siguen siendo bastante costosos, mas el poco acceso a las otras fuentes de suministro de energía, hace que se deban instalar por necesidad o incluso deban pagar más por lo antes mencionado. Todo depende de cuál tecnología se desee instalar, ya sea solar, eólica, hidráulica o de combustión, por gusto, necesidad o accesibilidad.

Algunos ejemplos que se pueden comentar son los precios aproximados de las minieólicas que según Argentaria (2022) una instalación de estos equipos con potencia nominal de 1,5 kW a 5 kW corresponde a una suma aproximada de €6000 a €9000, más los costes por los equipos adicionales que requieren para su correcto funcionamiento. El caso de los paneles solares, es similar, pero si han bajado su precio con el paso del tiempo con respecto a la potencia instalada, como se muestra en la figura 2.14.

En el caso de los paneles solares según información de Arafa y Said (2019) desde 1977 al 2020, bajaron más del 99%, aunque si se va a los últimos 15 años, en los que el precio por kilovoltio era de aproximadamente \$ 5, la reducción fue de \$ 4.7, bajando mucho su valor.

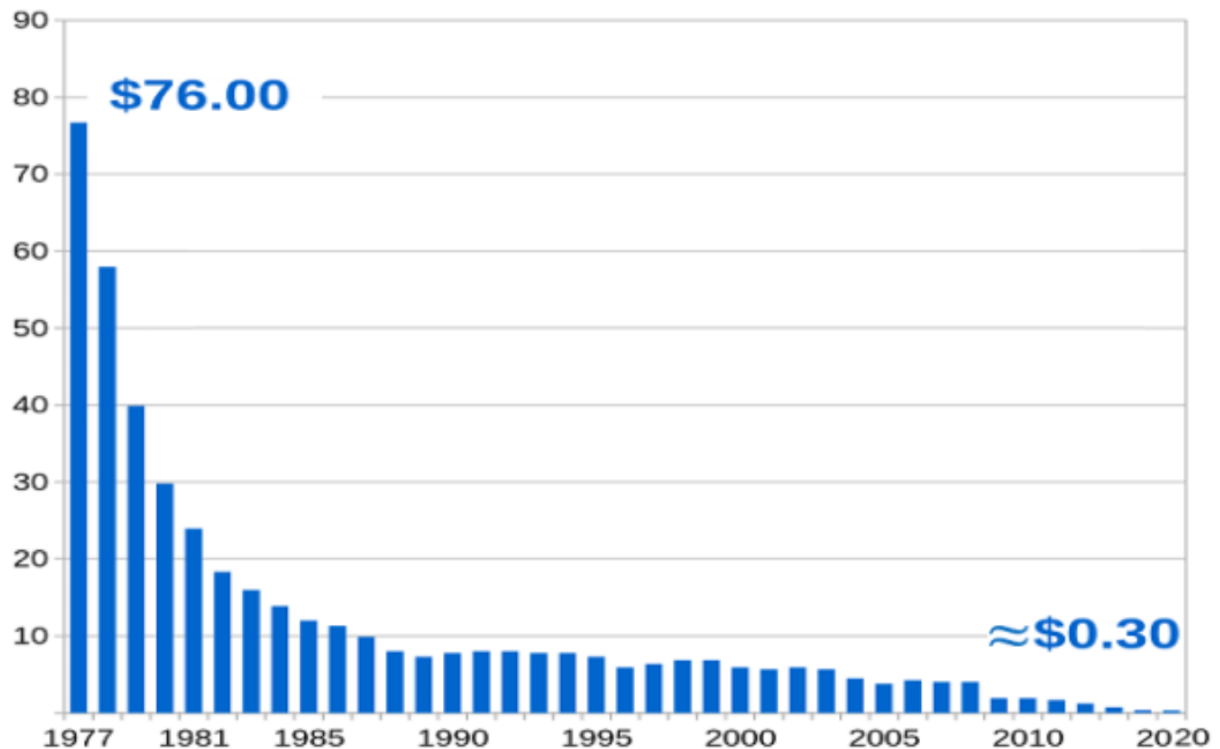


Figura 2.14: Precio de paneles solares a través del tiempo

Nota: Tomado de Arafa y Said, 2019

Los otros dispositivos necesarios para un asentamiento aislado, son los inversores, ya que la corriente que producen es directa, la cual no es utilizada comúnmente en las casas, por lo que el aparato hace la

función de transformarla de DC a AC. Y por último, están el conjunto de almacenamiento, que corresponde a los reguladores y las baterías, con la finalidad que en los momentos en los que se produzca una cantidad de energía mayor a la demandada, se pueda guardar y utilizarse en algún momento cuando se requiera y no exista la posibilidad de optar por ella. Un claro modelo de esto, es cuando se instalan paneles solares, siendo de noche el punto en el que se necesite de la energía acumulada durante el día.

2.3.2. Sistemas interconectados a la red

Ahora bien, los sistemas interconectados, son aquella energía proveniente de una planta de generación industrial a la que distintas empresas distribuyen a lo largo y ancho de los países. Este servicio permite que miles de millones de hogares y empresas tengan acceso a la electricidad.

Se puede observar cómo funciona la interconexión y el proceso que conlleva desde su generación en la Figura 2.1, enfatizando que la interconexión es donde se señala el número 6 y 5.

2.3.3. Sistemas interconectados a la red híbridos

Como parte de la generación distribuida para el autoconsumo, la idea es que no solo las distribuidoras de energía produzcan electricidad, sino también el abonado la produzca en el mismo lugar en donde se consume. Precisamente este es el punto en el que este proyecto está enfocado.

Entonces, la propuesta de un sistema de generación distribuida con interconexión a la red, tiene la intención que el abonado pueda usar fuentes renovables como medio para satisfacer sus necesidades energéticas de manera propia, sin intervención de la distribuidora. Ahora bien, la diferencia con el aislado, recae en que, si esta fuente no genera lo suficiente o nada en absoluto, el sistema domiciliario se conecta a la red eléctrica pública, haciendo que en ningún momento el beneficiario se quede sin electricidad, de no ser que haya un evento de corte eléctrico general y cero generación distribuida en el momento. Otra ventaja que posee este sistema es que no requiere (necesariamente) de las fuentes de almacenamiento, algo que abarataría mucho el costo inicial de la obra, porque estas baterías suelen ser de costes bastante elevados. En ese sentido, este sistema se compondría del equipo de la fuente renovable a utilizar, un inversor y la red eléctrica.

Como indica Asociación Costarricense de Energía Solar [ACESOLAR] (2018) el beneficio de esta modalidad, recae en que en las horas de alto consumo, sea al medio día, con la implementación paneles solares, bajaría el pico de demanda que usualmente se produce a esas horas, como se explica más adelante, así como utilizar la red pública en las noches o en días con poca generación. Al final del periodo de facturación, esto hace que rebaje considerablemente la suma de dinero que se paga, siempre y cuando se haga un buen uso de la energía en los momentos específicos.

Seguidamente, se presentará una serie de representaciones visuales con el propósito que se pueda advertir los equipos que se presentan y los tres casos en los que estaría operando este sistema híbrido.

En la Figura 2.15, se presenta un sistema de paneles solares y se aprecian las partes que componen el sistema distribuido interconectado, con sus respectivas leyendas. En cuanto a la legislación costarricense, se solicita el uso de un medidor que registre la potencia generada por el sistema de GD. Este dispositivo, según dicha Figura se colocaría en medio del inversor y el centro de carga, o punto 2 y 3, respectivamente.

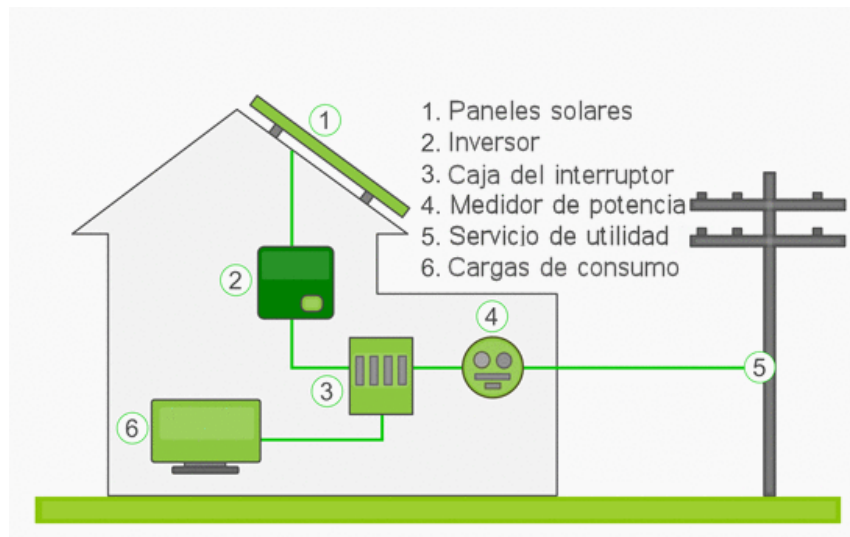


Figura 2.15: Equipo de instalación de paneles solares interconectados con la red.

Nota: Tomado de *Asociación Costarricense de Energía Solar [ACESOLAR]*, 2018

Por otro lado, en la Figura 2.16, se demuestra como el hogar está consumiendo la potencia generada por los paneles solares, pero es tanto lo que se genera, que aún sobra energía y no es almacenada, por ende, toda esta energía es inyectada a la red, siendo a partir de ahora parte de la potencia utilizada por las distribuidoras de energía.

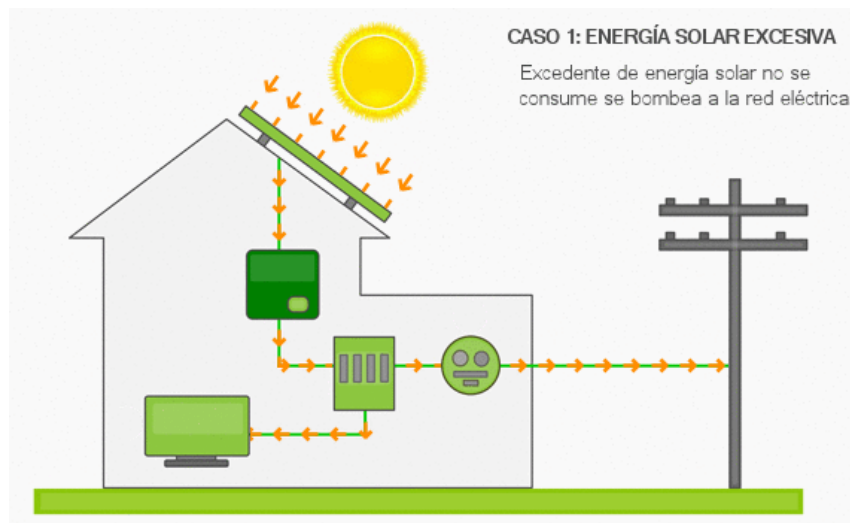


Figura 2.16: Flujo de potencia en un momento de alta generación fotovoltaica.

Nota: Tomado de *Asociación Costarricense de Energía Solar [ACESOLAR]*, 2018

En la Figura 2.17, la situación es distinta, ya que la generación solar no es tanta para suplir la demanda de la casa en cuestión. Es por ello que, en conjunto con la red eléctrica pública, hacen posible que el suministro de energía no se corte, se interrumpa o fluctúe. Este caso se puede dar en momentos que la demanda sea muy alta para la capacidad y producción de los paneles, que el clima no sea favorable por nubes o lluvia o bien un conjunto de ambas. De ser así, la compañía distribuidora solo cobraría la energía proveniente de la red y no toda aquella que se consuma. Un ejemplo básico es:

- La carga demanda 1 kW constante durante una hora.
- Los paneles están produciendo 0,8 kW constante.
- Por tanto la empresa distribuidora solo cobraría esos 0,2 kW aportados durante el tiempo de su uso.

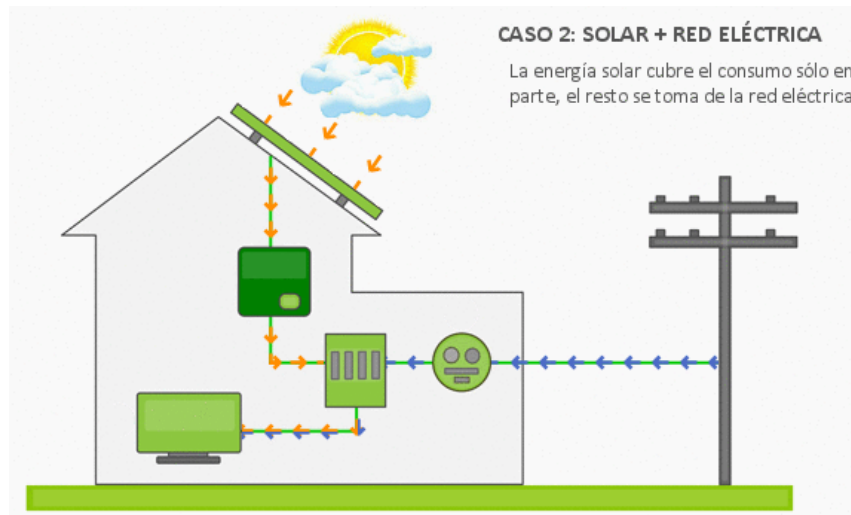


Figura 2.17: Flujo de potencia en un momento de generación parcial fotovoltaica.
Nota: Tomado de *Asociación Costarricense de Energía Solar [ACESOLAR]*, 2018

Por último, en la Figura 2.18, cuando no existe luz solar, los paneles no generan potencia alguna y toda la carga demandada será suministrada por el distribuidor eléctrico local.

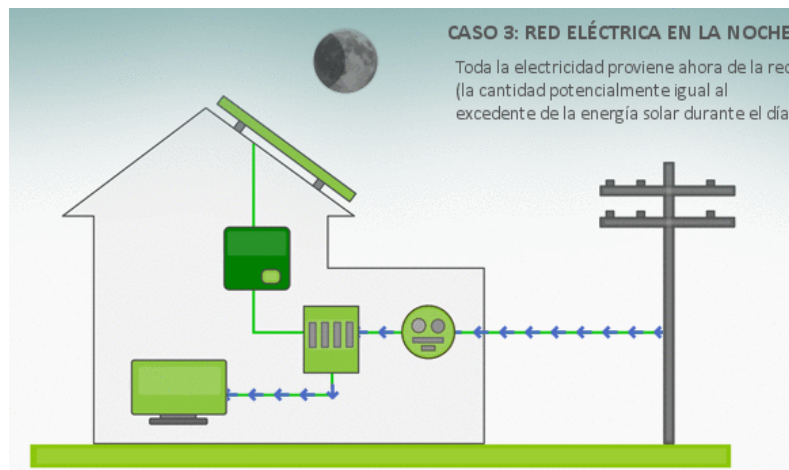


Figura 2.18: Flujo de potencia en un momento de nula generación fotovoltaica.
Nota: Tomado de *Asociación Costarricense de Energía Solar [ACESOLAR]*, 2018

Haciendo una recolección de los casos vistos, se puede ver reflejado y explicado en la Figura 2.19.

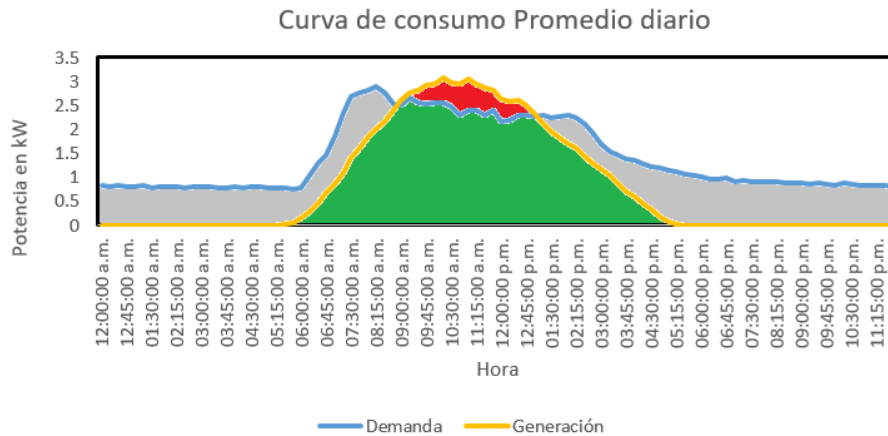


Figura 2.19: Generación solar vs demanda de establecimiento asociado a la red de Coopesantos R.L.

Nota: *Elaboración propia*

Donde lo marcado con su respectivo color, significa:

- Potencia consumida de la red de Coopesantos R.L.
- Potencia consumida de la generación distribuida (PV).
- Potencia entregada a la red de Coopesantos R.L. por exceso de generación.

2.4. Marco Legal

2.4.1. Leyes y decretos anteriores

El Decreto N° 39220-MINAE fue uno de los precursores de la Ley 10086. A su vez, en el artículo 50 de la Constitución Política se establece que el Estado tiene la responsabilidad de procurar el bienestar de todos los habitantes y garantizar el derecho a un ambiente sano y equilibrado. Con este objetivo, se promueve un desarrollo en armonía con el medio ambiente y se regula la generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla.

Este modelo tiene el propósito de contribuir al sistema eléctrico del país y garantizar la prestación óptima del servicio de suministro eléctrico a todos los abonados. Es de aplicación obligatoria para todas las personas físicas o jurídicas que instalen y operen un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, así como para las empresas distribuidoras.

Los sistemas de generación distribuida para autoconsumo que se desarrollen y operen bajo el modelo contractual de medición neta sencilla deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Respetar y cumplir el reglamento y las normas técnicas correspondientes.
- Obtener la licencia de viabilidad ambiental otorgada por la SETENA (Secretaría Técnica Ambiental) y otros permisos requeridos según la fuente de energía utilizada.
- Los sistemas de generación distribuida para autoconsumo que utilicen tecnología fotovoltaica con potencias iguales o inferiores a 500 kVA están exentos de la licencia ambiental otorgada por la SETENA.

- Los sistemas de generación distribuida para autoconsumo que utilicen fuentes hídricas deben contar con la concesión de aprovechamiento de aguas y uso de fuerza hidráulica según lo establecido en la Ley N° 8723, Ley marco de concesión para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica.

Además, se establece la prohibición para el productor-consumidor no interconectado de realizar lo siguiente:

- Interconectarse a la red de distribución.
- Distribuir de alguna forma la energía que produzca.
- Comercializar la energía generada.

Todo esto contribuyó al desarrollo posterior de la Ley 10086, basándose en algunos de los criterios explorados en este decreto.

2.4.2. Situación legislativa actual

Una vez examinados algunos conceptos importantes, es posible citar que la **Ley 10086** fue publicada en Costa Rica el 8 de diciembre de 2021. Esta ley establece las condiciones para regular y promover todo lo relacionado con la interacción y el control de los recursos energéticos distribuidos provenientes de fuentes de energía renovables. Según Presidencia de Costa Rica (2021), esta norma legal permitirá a los abonados de las compañías de distribución eléctrica generar su propia energía en el mismo lugar donde la consumen.

El inciso h del artículo 2 de la referida ley, expresa que la generación distribuida para autoconsumo se trata de “conjunto de tecnologías o equipos necesarios para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable utilizados por el generador distribuido” (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 8 de diciembre de 2021). Mientras que en el inciso “p” del mismo artículo, define los recursos energéticos distribuidos (DER) como sistemas de almacenamiento de energía, vehículos eléctricos y generación distribuida para autoconsumo.

Como se explicó casi al inicio de este documento, lo que esta ley pretende es que una persona física o jurídica pueda autogenerar su energía y sus excedentes e inyectarla a la red eléctrica que se disponga, a cambio de una remuneración en el cobro del recibo eléctrico. Siendo esto de esa manera, los abonados podrán ahorrar un poco en su factura eléctrica a final de cada mes y además, estarían contribuyendo con el medio ambiente y se podría hallar el 100 % de la generación de energía con base en las fuentes renovables del país.

Por su parte, las compañías generadoras y distribuidoras, dependiendo de lo que la ARESEP implemente, podrían verse beneficiadas al comprar energía a los consumidores en lugar de hacerlo a otras compañías, siempre y cuando sea más factible para ellos.

Con base en lo anterior, resulta importante estimar el impacto que puede generar la implementación de energías renovables en sistemas de potencia en Costa Rica. Si bien es cierto, la energía del país es producida casi al 100 % a partir de fuentes renovables, la implementación de manera inversa (del consumidor a la red de distribución), aún es un tema que no se estudia a profundidad. Tanto es así que el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) no ha definido la cantidad máxima de potencia que pueda dar a la red el sistema de generación distribuida a pequeña escala, porque en la ley, en el inciso c del artículo 4 menciona lo siguiente como obligación para el MINAE: “Definir la potencia máxima del sistema de generación distribuida a pequeña escala” (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 8 de diciembre de 2021).

2.5. ETAP[®] 22 y sus funciones

2.5.1. ¿Qué es ETAP[®]?

Fundada en 1986 por Operation Technology, Inc. (OTI), con sus oficinas centrales ubicadas en Irvine, California, ETAP[®] ha evolucionado hasta convertirse en un software extremadamente versátil. Según su portal oficial, ETAP[®] es una plataforma digital especializada en operaciones y diseño eléctrico, y es líder en infraestructura, construcción e industria (ETAP, s.f.).

Su portal menciona que la empresa cuenta con más de 1000 empleados que brindan soporte a cerca de 20,000 empresas asociadas a sus servicios. Estas compañías pueden utilizar el software para modelar y controlar la eficiencia y sostenibilidad en todas las etapas de edificaciones, industrias e infraestructuras, con un enfoque especial en temas eléctricos. Quienes suelen utilizar este software son ingenieros eléctricos, consultores y proveedores de servicios que necesitan analizar sistemas de alta complejidad. Los sectores industriales a los que se dirige este software incluye la generación, distribución y transmisión de energía, así como sectores especializados como la industria minera, pesada y petroquímica.

Por lo tanto, Etap es un programa ingenieril que sirve para modelar sistemas de distintas categorías, yendo desde sistemas de baja tensión, hasta sistemas más robustos de media o alta tensión. También cumple la función de observar y analizar datos referentes a esta tecnología y más. Etap cuenta con múltiples funciones y beneficios que otras empresas no logran brindar, así como una interfaz de usuario más amigable para personas que apenas comienzan en el mundo de la simulación.

2.5.2. Funciones y características

Entre las principales herramientas que presenta el software se pueden considerar:

1. **Análisis de cortocircuito:** Este apartado es vital en torno a la seguridad de las personas. La función permite al usuario encontrar y calcular las corrientes de cortocircuito, así como la duración en el que los dispositivos de protección se interrumpan en cualquier sitio de la red a estudiar.
2. **Análisis de flujo de carga:** Como lo dice su nombre, se encarga de calcular y medir cómo se distribuye la carga de un sistema eléctrico, con el fin de poder distribuir mejor el uso de la energía. Otros problemas que se encuentran en esta función, son los cuellos de botella y sitios en los que se sobrecargan las redes.
3. **Análisis de estabilidad:** El software puede realizar estudios de estabilidad transitoria en modo estacionario, que ayudan a comprender el límite de un sistema de transmisión o distribución cuando ocurran perturbaciones en la red.
4. **Análisis de calidad de energía:** Si se trata de la calidad del servicio, ETAP[®] proporciona la detección de anomalías en los armónicos, intermitencia de voltaje o caídas de tensión presentes, con el objetivo de cumplir con las normas establecidas por las diferentes instituciones ancladas a los sistemas eléctricos, como ANSI, IEC u otras normativas correspondientes al ajuste local e identificar equipos que se encuentren en riesgo por alguno de estos fallos.
5. **Análisis de protecciones:** Etap cuenta con un módulo específico para controlar y verificar las curvas de protección de los equipos eléctricos asociados. Además, el sistema permite realizar una simulación para observar el comportamiento que tendrá en el evento de una falla, conteniendo dispositivos como relés y fusibles.
6. **Análisis de energías renovables:** Resulta de interés para este proyecto, ya que esta aplicación es útil para llevar a cabo el modelado y simulado de energías renovables, tales como los paneles solares y sistemas de generación eólica dentro del mismo sistema eléctrico. Esta característica, facilita evaluar

e integrar la tecnología mencionada con la finalidad de manejar generación con intermitencia y la optimización de esta energía.

7. **Simulación de sistemas de distribución:** Es un conjunto de algunos puntos anteriores, porque en este apartado se modelan los sistemas de distribución completa, en los que se abarca desde la planificación y diseño, hasta la determinación de capacidad con la red o bien los efectos que produce el conjunto de elementos.
8. **Análisis de Arc Flash:** Este módulo es capaz de reconocer el riesgo de explosiones debido a un arco eléctrico, así como encontrar algunas medidas aplicables para la seguridad de las personas y la seguridad de los equipos empleados.
9. **Análisis de confiabilidad:** Uno de los métodos más aplicables para la ingeniería en general, son los sistemas de redundancia, que se pueden hacer en este software; además de hacer los cálculos de confiabilidad del sistema en diversos escenarios operativos, para proteger la red estudiada.
10. **Capacidad de modelado amigable:** A diferencia de muchos otros programas de simulación de redes eléctricas, el aquí descrito posee una forma gráfica de modelar, usando cajas de objetos desplazables en la pantalla, que proveen un entorno fácil de utilizar para personas con poca experiencia en el mundo del modelado. Cabe resaltar, que otros programas, se enfocan en la programación en algún lenguaje, que hace difícil ver errores o puntos de interés a personas no relacionadas con el sistema.
11. **Informes:** Es factible mostrar una vista gráfica del sistema en la que se pueden interpretar los datos a gran escala. También genera informes de datos, incluyendo la opción resaltado de los datos que se consideren necesarios, sin obligación de descargar o visualizar los no sean de su interés. Esta capacidad, si fuese el caso que se solicitan datos exactos, proveerá ese informe personalizado.
12. **Sistema de gráficas:** Si con los datos suministrados por el informe o bien por la interfaz gráfica no es suficiente la interpretación, Etap cuenta con un sistema que “*plotea*” distintos datos como corriente, voltaje, potencia, caída de tensión y frecuencia, ya sea en una, dos o tres fases del sistema, dependiendo de la conveniencia del usuario.
13. **Soporte:** Este programa por no ser de uso libre como los demás, posee un sistema de consultas y soporte online, así como distribuidores autorizados en distintos países para evitar el colapso en un solo lugar.
14. **Capacitaciones y cursos:** Más allá de vender el software, la compañía brinda varios servicios de capacitación y cursos, tanto presenciales como virtuales, con el propósito de enseñar cómo sacarle el máximo provecho a la licencia que proporcionan.

2.5.3. Beneficios

Como parte de la investigación efectuada, se mencionan seguidamente los beneficios más significativos que se lograron recuperar con el uso de esta herramienta:

- Mayor eficiencia que otros programas.
- Mayor seguridad para el sistema eléctrico.
- Mayor confiabilidad de los equipos al hacer análisis.
- Mayor calidad de energía, permitiendo hacer múltiples análisis en la red.
- Mayor capacidad de integración, logrando colocar fuentes no convencionales de generación al sistema
- Sistema amigable con el usuario.

2.6. Definiciones importantes

2.6.1. Flujo de potencia

Ampliamente utilizado en el ámbito de la ingeniería eléctrica, el flujo de potencia facilita el análisis y el cálculo de la distribución de la potencia para identificar posibles sobrecargas en los elementos del sistema. De igual forma, se emplea para optimizar el rendimiento de los generadores y realizar tareas de mantenimiento de manera segura. También ayuda a determinar el funcionamiento de cargas específicas, brindando información crucial para la operación eficiente del sistema eléctrico.

2.6.2. Sobre tensiones

Este término corresponde al aumento de tensión por encima de valores permitidos en una red o instalación eléctrica, haciendo que a medida que avanza la tecnología, se vayan creando dispositivos más sensibles para la protección de los equipos. Existen dos tipos:

- **Permanente:** En Costa Rica son aquellas que superan el 5 % del valor nominal por un tiempo prolongado, causado por corte del neutro o problemas de conexión.
- **Transitorias:** Es el aumento de voltaje por una corta duración, entre los conductores o entre un conductor y la tierra.

2.6.3. Caída de tensión

Este término corresponde al efecto contrario al anterior, es decir, cuando el voltaje de una línea decrece por debajo del 5 % debido a dos causas principalmente, como lo son una sobrecarga de equipos, ya que si la línea no está diseñada para tal magnitud, la tensión cae. La otra razón, es la distancia que existe en la línea por la resistencia eléctrica. Se debe aclarar que entre más distancia exista, mayor será su resistencia.

2.6.4. Irradiancia

Es la potencia que emite la radiación solar por unidad de área, medida en watts por metros cuadrado según el SI (W/m^2). En este punto, se observa que entre más directo le den los rayos del sol a los sistemas PV, mayor irradiancia se obtendrá.

2.6.5. Irradiación

Está relacionada a la irradiancia, porque en esta es posible hallar el área bajo la curva de la irradiancia, o sea, la energía producida por la misma luz solar. Este efecto, por lo tanto, se mide en unidades de energía por área, es decir watts hora por metro cuadrado según el SI (Wh/m^2)

Capítulo 3

Recolección de información

Este capítulo se encarga de mostrar el paso a paso de cómo se obtuvo la información necesaria para el presente informe. Se mostrarán varios programas que se utilizaron y se mencionarán algunas suposiciones que se plantearon para poder completar datos que eran de difícil acceso o bien no se tenían contemplados. Se brindan algunas ventanas que señalan los distintos software, con el objetivo de hacer referencia a los datos que son necesarios para su correcto funcionamiento.

3.1. Delimitación Geográfica

Este proyecto inicialmente pretendía abarcar un circuito completo (circuito 2A); no obstante, debido a la limitante de barras (punto de contacto e dos o más dispositivos eléctricos) que tiene la licencia de ETAP[®] perteneciente a la empresa, fue necesario delimitarlo. La licencia, contiene solamente 500 barras, por lo que la red completa a nivel tan fino que se manejará en el proyecto, resultaba imposible, inclusive un circuito (sección de toda la red) completo, da el mismo problema. Aunque, después de varios análisis, se encontró un punto estratégico en el cual trabajar.

Ese punto con el que se elaboró este informe, se ubica en el límite del cantón de Desamparados y Aserri, más específicamente, en la calle que divide La Fila del Rosario en Desamparados, con La Trinidad de San Gabriel de Aserri, comprendiendo el punto de estudio aproximadamente desde, la plaza de deportes de La Fila, hasta un poco después (1,3 km) de la Escuela de La Trinidad. Todo lo anterior, siempre sobre la ruta nacional 313 y sus ramales correspondientes.

Para efectos de la compañía, se puede encontrar en la Red Eléctrica Coopesantos R.L. »» Circuito 2 »» Sección A »» Calle La Trinidad. El motivo estratégico de este punto, recae en varios factores definitivos explicados a continuación:

- **Menos de 500 barras:** Como se explicó previamente, una de las mayores limitaciones es la cantidad de estos dispositivos que se pueden colocar en el software, por lo que se halló esta zona que requiere menos de esa cantidad.
- **Fácil acceso a los datos:** Como parte de las modificaciones recientes que planea Coopesantos R.L. es colocar medidores inteligentes (AMI) en toda su zona de concesión. Por el momento llevan una fracción del territorio, pero el punto a tomar en cuenta, ya posee esta tecnología en todos los servicios que se consideran.
- **Cantidad de servicios:** Si bien la zona de concesión de la empresa es amplia, no precisamente significa que sea muy poblada. Este aspecto se debe a que, la zona al ser muy rural, las casas y compañías puedan encontrarse más alejadas unas de las otras que en lugares más céntricos. Es por

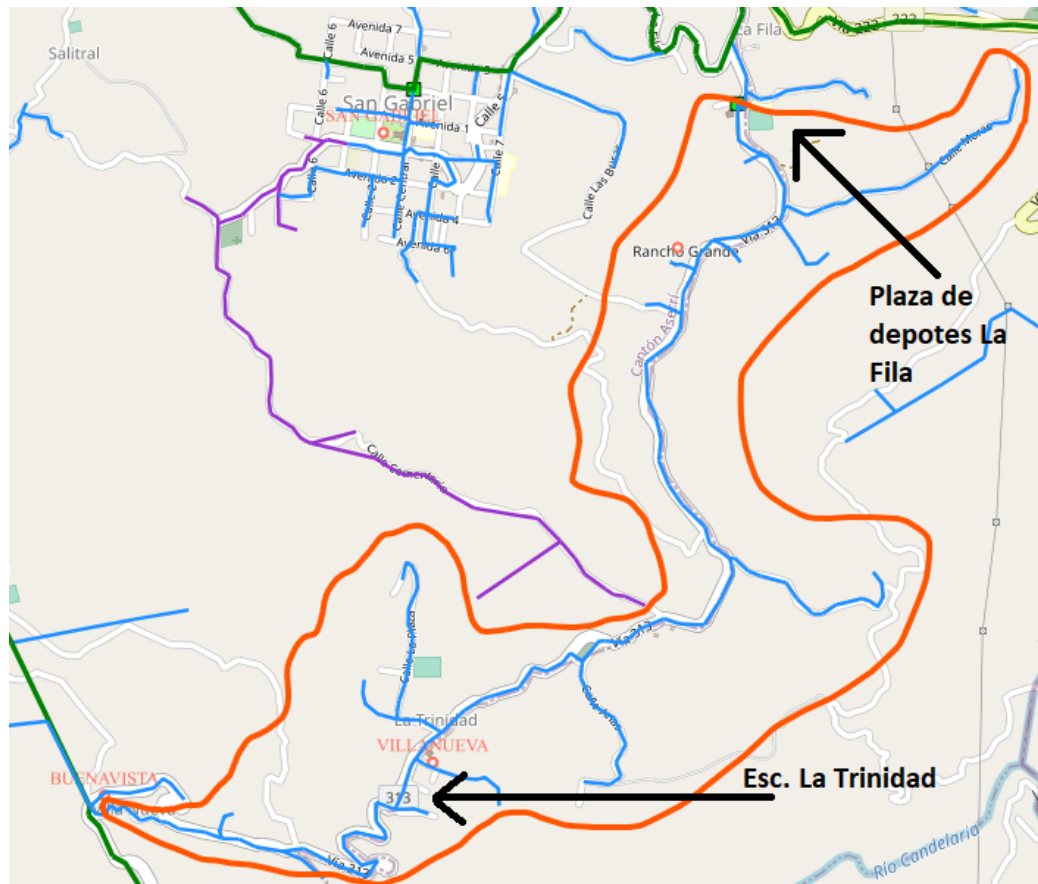


Figura 3.2: Delimitación final para el estudio de penetración de generación distribuida
 Nota: Tomado de Visor geográfico de *Coopesantos R.L.*, 2023

En la Figura 3.2 se observan los límites del lugar en donde se efectuó el estudio de este proyecto. Cabe destacar que toda la red manejada, se encuentra en monofásico a 19.9 kV, el punto verde que se logra ver ahí mismo y que hace referencia al reconector de La Trinidad. La línea azul, es la línea primaria del circuito aunque además se podría ver la línea secundaria, pero esta se encuentra tapada por la línea anterior.

3.2. Servicios asociados a la zona

Una vez se definida la zona geográfica y puntos delimitadores del circuito, se inició la tarea de hallar todos los servicios que se encuentran después del recloser. Para esto, fue necesario involucrar la base de datos de la empresa, para establecer el número de medidores, la distancia de las líneas, la distancia entre transformadores, la distancia de acometida, consumo promedio mensual, tipo de conductor, calibre de conductor, tipo de recinto y ubicación, entre otros.

Gracias a la ayuda de los personeros encargados del SIG (Sistema de Información Geográfico) y las bases de datos citadas antes, se pudo hacer un recuento de más de 630 abonados al sitio, correspondientes a tres tipos de clientes, mayoritariamente de tipo residencial, ya que por lo general la zona posee muchas casas. Luego, en segundo lugar, se ubicaron los de tipo comercial y servicios inferiores a 3000 kWh y, por último, de tipo preferencial, correspondiente a la escuela.

3.3. Recolección de perfiles de carga

Como se ha venido exponiendo, una de las ideas de las porqué se llevó a cabo el estudio en la zona descrita, es por la incorporación de los medidores AMI en el lugar. Estos medidores tienen la facilidad de tomar datos de potencia activa y reactiva entregado y recibido (en caso de tener GD), factor de potencia, voltajes por línea y más datos no relevantes para el estudio, cada 15 minutos.

Para esta investigación, se tuvo que hacer la descarga de cada uno de los perfiles de carga para cada medidor previamente seleccionado. El periodo de tiempo que se consideró para los perfiles, fue de una semana comprendida desde el día 21 de febrero al 27 de febrero del presente año, desde las 00:00:00 horas hasta las 23:45:00 horas.

La base de datos que corresponde a la descarga de esos perfiles, pertenece a Itron, empresa dedicada a ofrecer productos y servicios para el manejo de recursos eléctricos y de agua, últimamente, dedicada también a la medición de gas. Por otra parte, dicha compañía también fue fundada con el objetivo de leer los medidores más eficientemente. Hoy en día, han logrado una de las mejores formas de cumplir su objetivo de fundación y ha sido con incorporando una red inteligente que almacena los datos mencionados antes, en una nube. Se accede a esta nube con un usuario y contraseña brindado por ellos para poder darle un seguimiento de monitoreo a los medidores asociados a dichos credenciales, en este caso a todos los de AMI de Coopesantos R.L.

A continuación en la Figura 3.3, se mostrará la interfaz gráfica del sistema en la que se descargan las curvas de consumo de la semana correspondiente.



Figura 3.3: Perfil de carga de una semana asociado a un abonado de la red de Coopesantos R.L.

Nota: Tomado de Sistema de monitoreo de medidores AMI de Itron, s.f.

En el sistema Itron se pueden apreciar varios tipos de información relacionada a la curva de consumo del asociado en esa semana. Se describe el consumo máximo, consumo mínimo, picos de consumo, eventos (fallas eléctricas, cortes de corriente, sobretensiones, etc.) horas de consumo específico, alarmas programables por alguna incongruencia o dato no común, entre otras funciones.

En esta interfaz, el sistema Itron permite por medio del número de medidor asociado, ver toda esa información en tiempo real o seis meses de respaldo, que es lo que el sistema mantiene. A su vez, permite al usuario descargar la información en formato .csv, que es el mismo paso que se usó para realizar el estudio con cada uno de los medidores, teniendo al final la misma cantidad de medidores que de archivos, teniendo todos la misma fecha de inicio y de finalizado.

3.4. Transformación de perfiles de carga

El programa de Itron no está diseñado para su conjugación con el sistema de ETAP[®], ya que no hay relación alguna entre las empresas. Debido a eso, fue necesario realizar ciertas modificaciones para que ambos sistemas se complementaran. En primera instancia, como los datos descargados del sistema Itron contienen información que no es necesaria, se procedió a filtrarlos. Por su parte, alguna información no tenía las unidades requeridas por el sistema ETAP[®] por lo que se debieron realizar ciertas conversiones que facilitarían que el programa comprendiera los datos suministrados.

El archivo .csv descargado del portal interactivo de Itron, contiene los siguientes datos:

- Fecha y hora del intervalo en formato MM/DD/AAAA - HH:MM:SS en formato 12h.
- Energía activa total (consumida y entregada) en Wh.
- Promedio de corriente del intervalo general en A.
- Corriente mínima del intervalo general en A.
- Corriente máxima del intervalo general en A.
- Promedio de corriente del intervalo por fase en A.
- Corriente mínima del intervalo por fase en A.
- Corriente máxima del intervalo por fase en A.
- Promedio de tensión del intervalo general en V.
- Tensión mínima del intervalo general en V.
- Tensión máxima del intervalo general en V.
- Promedio de tensión del intervalo por fase en V.
- Tensión mínima del intervalo por fase en V.
- Tensión máxima del intervalo por fase en V.
- Energía aparente entregada del intervalo en VAh.
- Energía aparente consumida del intervalo en VAh.
- Energía reactiva entregada del intervalo en VARh.
- Energía reactiva consumida del intervalo en VARh.
- Energía activa entregada del intervalo en Wh.
- Energía activa consumida del intervalo en Wh.
- Estado / alarma / aviso

Par una interpretación más clara de los datos que contiene, se ofrece un ejemplo en el Cuadro 3.1.

Interval End Date/Time	Wh uni	Avg A(c)	Min A(c)	Max A(c)	Avg A(a)	Min A(a)	Max A(a)	Curr Avg V(c)	Curr Avg V(a)	Max V(c)	Max V(a)	Min V(c)	Min V(a)	VAh r	VAh d	Wh net	Varh r	Varh d	Wh r	Wh d	Status
2/21/2023 6:40:00 AM		0	0	0	0	0	6	0	241	0	242	0	241								
2/21/2023 6:45:00 AM	11													0	13	11	2	3	0	11	
2/21/2023 6:50:00 AM		0	0	0	0	0	1	0	241	0	241	0	240								
2/21/2023 7:00:00 AM	5	0	0	0	1	0	7	0	245	0	246	0	241	0	8	5	1	1	0	5	P. Failure
2/21/2023 7:10:00 AM		0	0	0	0	0	1	0	242	0	244	0	235								
2/21/2023 7:15:00 AM	7													0	10	7	2	1	0	7	

Cuadro 3.1: Ejemplo de datos suministrados por el sistema de Itron

Nota: Tomado de *Elaboración propia*

A pesar de lo explicado antes, ETAP[®] no necesita de todos los datos, inclusive requiere algunos en otras unidades, formato e inclusive calculados a partir de los anteriores. Los datos necesarios son los siguientes:

- Potencia activa en MW.
- Potencia reactiva en MW.
- Factor de potencia en porcentaje.
- Fecha en formato AAAA/MM/DD.
- Hora descompuesta en:
 - Hora en formato 24h.
 - Minutos.
 - Segundos.

El formato en el que deben quedar los datos es estrictamente el que se aprecia en el Cuadro 3.2:

P (MW)	Q (MW)	PF %	V (p.u.)	Angle	Humidity	Temp C	Wind (m/s)	Irradance (W/m ²)	Hour	Min	Seconds	Date
0.000046	0.000026	87.05628							17	30	0	2023-01-01 00:00:00
0.000119	0.000047	93.0085							17	45	0	2023-01-01 00:00:00
0.000053	0.000027	89.10395							18	0	0	2023-01-01 00:00:00
0.00004	0.000003	99.71993							18	15	0	2023-01-01 00:00:00
0.000159	0.000039	97.12108							18	30	0	2023-01-01 00:00:00
0.000152	0.000011	99.73916							18	45	0	2023-01-01 00:00:00

Cuadro 3.2: Ejemplo de datos a suministrar al sistema ETAP[®]

Nota: *Elaboración propia*

Entre los cambios que se tuvieron que llevar a cabo de un software a otro, están los siguientes:

- Cambiar nombre del archivo.
- Eliminar datos innecesarios del archivo descargado de Itron.
- Convertir energía activa en potencia activa.
- Convertir energía reactiva en potencia reactiva.
- Calcular el porcentaje de factor de potencia.
- Descomponer la fecha en el formato ETAP[®].

- Convertir el formato de fecha al formato ETAP[®].
- Convertir el archivo en formato .xlsx

Es aquí cuando se requirieron herramientas de programación con las que se pudo manejar este tipo de información de manera más eficiente. Al tratarse de una gran cantidad de archivos y cambios a realizar, la mejor aliada en estos casos es el manejo de bases de datos, por lo que en conjunto de la programación, especialmente en Python, se puede hacer con tan solo un clic. El código es material confidencial, pero a continuación se explica el paso a paso y el porqué y para qué se hace.

3.4.1. Cambio de nombre del archivo

Una vez descargado el archivo de la plataforma de Itron, se puede observar que el formato de nombre con el que cuenta dicho archivo es:

intervals_Nºmedidor_fecha y hora de descarga.csv

Mientras que el software ETAP[®] pedía que su nombre sea igual que al que se estipuló en el modelado, que se se indicará más adelante, en este caso el número de medidor.

3.4.2. Filtración de datos necesarios

El archivo descargado por Itron, como se presenta en el Cuadro 3.1, denota algunas celdas que no muestran la medición de la energía, lo que no se debe a un fallo, sino a que en los otros momentos (cada 10 minutos) el sistema inteligente, mide otras variables innecesarias para el proyecto. Es por ello que se hizo una depuración de líneas, dejando únicamente las que contienen energía, en otras palabras, en intervalos de 15 minutos, como en señala el Cuadro 3.3.

Interval End Date/Time	Wh uni	Avg A(c)	Min A(c)	Max A(c)	Avg A(a)	Min A(a)	Max A(a)	Curr Avg V(c)	Curr Avg V(a)	Max V(c)	Max V(a)	Min V(c)	Min V(a)	VAh r	VAh d	Wh net	Varh r	Varh d	Wh r	Wh d	Status
2/21/2023 6:45:00 AM	11													0	13	11	2	3	0	11	
2/21/2023 7:00:00 AM	5	0	0	0	1	0	7	0	245	0	246	0	241	0	8	5	1	1	0	5	P. Failure
2/21/2023 7:15:00 AM	7													0	10	7	2	1	0	7	

Cuadro 3.3: Datos de interés depurados

Nota: *Elaboración propia*

3.4.3. Conversión de energía a potencia

Como se explicó el formato que ETAP[®] solicita es estrictamente el mostrado, incluyendo sus unidades, por lo que se debe hacer la conversión de energía a potencia, tanto activa, como reactiva, que requiere de las Ecuaciones 3.1 y 3.2:

$$E = P \cdot t \cdot 1000000 \quad (3.1)$$

$$E_r = Q \cdot t \cdot 1000000 \quad (3.2)$$

Donde:

- E = Energía activa en Wh.
- P = Potencia activa en MW.

- E_r = Energía reactiva en VARh.
- Q = Potencia reactiva en MVar (MW para ETAP®).
- t = Tiempo en horas.

Al tener el valor de la energía reactiva y activa, el tiempo del intervalo y sabiendo que el 1000000 corresponde a la conversión de unidades, es posible despejar el valor de las potencias, entonces:

$$P = \frac{E}{t \cdot 1000000} \qquad Q = \frac{E_r}{t \cdot 1000000}$$

Tomando como ejemplo la primera fila del Cuadro 3.3, se obtiene lo siguiente:

$$P = \frac{11}{\frac{1}{4} \cdot 1000000} \qquad Q = \frac{3}{\frac{1}{4} \cdot 1000000}$$

$$P = \frac{11 \cdot 4}{1000000} \qquad Q = \frac{3 \cdot 4}{1000000}$$

$$\therefore P = 0,000044 MW$$

$$\therefore Q = 0,000012 MW$$

Cabe indicar que como el tiempo se mide en horas y el intervalo es de 15 minutos, el tiempo en estos casos es de un cuarto de hora ($t = 1/4$ h).

3.4.4. Cálculo de factor de potencia

Para el cálculo del factor de potencia, se necesita conocer las propiedades matemáticas y geométricas con las que se define este término.

El factor de potencia (FP) se explica como la relación que existe entre la potencia activa y la potencia aparente. Para hallar este valor, es importante recordar teoremas tan básicos como el de Pitágoras o bien la geometría, debido a que este valor se puede representar con la estructura de un triángulo rectángulo, uniendo las tres potencias presentes, activa (P), reactiva (Q) y aparente (S) y el ángulo θ que se forma entre P y S, siendo el coseno de este último el valor del factor de potencia en cargas lineales. Lo anterior, se visualiza mejor en la Figura 3.4.

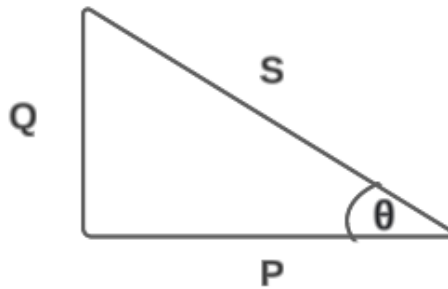


Figura 3.4: Representación ilustrativa de factor de potencia.

Nota: *Elaboración propia*

En la Figura 3.4, se aprecia que el valor de Q es positivo, pero esto puede no ser así en todos los casos, porque también su valor podría verse desplazado hacia abajo, según el eje de referencia (línea por donde pasa P). En la Figura mencionada, la potencia reactiva es positiva, lo que implica que la corriente está retrasada a la tensión, siendo una carga inductiva, nombrándose al efecto “factor de potencia en atraso”. No obstante, la otra cara de la moneda, es el “factor de potencia en adelanto”, que resulta cuando la corriente se adelanta a la tensión por las cargas capacitivas, provocando una potencia reactiva negativa. Sabiendo lo anterior, matemáticamente se expresa con la Ecuación 3.3.

$$FP = \cos \theta = \frac{P}{S} \quad (3.3)$$

Sin embargo, no se tiene ni el dato de S ni el ángulo, por lo que aplicando geometría o Pitágoras, se puede resolver de estas dos maneras:

$$\begin{aligned} \theta &= \tan^{-1} \left(\frac{Q}{P} \right) & S &= \sqrt{P^2 + Q^2} \\ \therefore FP &= \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{Q}{P} \right) \right] & \therefore FP &= \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \end{aligned}$$

Y para dar el dato en factor de potencia en términos de porcentaje, solamente se multiplicó por cien.

$$\%FP = FP \cdot 100$$

3.4.5. Formato de fecha y hora

Debido a que el formato que solicita ETAP® es distinto al que trae el archivo .csv de los perfiles de carga, se opta por hacer la suposición de generar este archivo con una fecha diferente al dato de entrada, con el fin de agilizar el proceso, ya que por defecto ETAP® en su modulo "*Time Dominian Load Flow*" que se verá luego, trae las fechas de 1-1-2023 para la corrida inicial. Es por ello que para evitar cambiar este dato cada vez que se desee correr el programa de simulación, se programó la plantilla de horas, minutos y segundos cada 15 minutos y el dato de fecha en su formato requerido, desde la fecha descrita hasta el 7 del mismo mes, sabiendo que originalmente las fechas corresponden del 21 de febrero al 27 del mismo mes.

3.4.6. Archivo Final

Una vez que el archivo fue procesado por el código de programación y teniendo los datos necesarios en su formato correspondiente para su lectura, se procede en el mismo código a transformar el archivo a formato.xlsx, con el que ya puede ser leído de manera eficiente por el software de simulación de red ETAP®.

Se debe aclarar que el proceso más eficiente para esta tarea es modelar la red, colocándole a las cargas el nombre del medidor, descargar los perfiles de carga de cada uno de los medidores asociados al modelado y correr el código, con lo que como resultado final, se brindarán todos los perfiles de carga de cada medidor en el formato correspondiente.

3.5. Paneles solares

Debido a que el estudio presente analizó la penetración de paneles solares en la red eléctrica, siendo estos colocados hipotéticamente en las cercanías de los recintos, se eligieron como modelo los paneles Canadain Solar CS6U-330P (Anexo B) de la biblioteca de ETAP[®], en los que cada uno de los sistemas cuenta con tres paneles en serie y tres en paralelo, dando un total de nueve paneles, con una potencia aproximada a los 3 kW de potencia pico.

3.5.1. Perfiles de irradiancia solar

La posibilidad de conseguir los datos reales de cómo se comportó la irradiancia solar los días del estudio no fue obtenida, entonces se optó por buscar datos aproximados de la zona en días cercanos a la fecha, alcanzando una curva de irradiancia aproximada con base en dos sitios web. Uno de ellos dedicado a los paneles solares, que mide la cantidad de irradiación kWh/m^2 al día que se produce en un sector y el otro sitio, dedicado a las condiciones climáticas en una región.

Cabe resaltar que estos datos no deben ser totalmente precisos, porque al tratarse de una suposición de cómo se va a comportar la red con la incorporación de estos equipos, se pueden asumir valores cercanos a los de un día en particular, debido a que no siempre el clima se comporta de la misma manera. Dicho lo anterior, se formuló e hizo una prueba en el que las condiciones correspondan aproximadamente al sitio en cuestión.

Un ejemplo de como se obtuvo este dato aproximado, es siguiendo los pasos explicados con las figuras que se aprecian seguidamente.

Inicialmente en el sitio de “Global Solar Atlas”, se buscó una zona cercana a la del estudio con lo que se tiene el dato de energía por unidad de área por día. El punto señalado en la Figura 3.5, se ubica a menos de 10 m de la plaza de deportes de la Fila del Rosario.

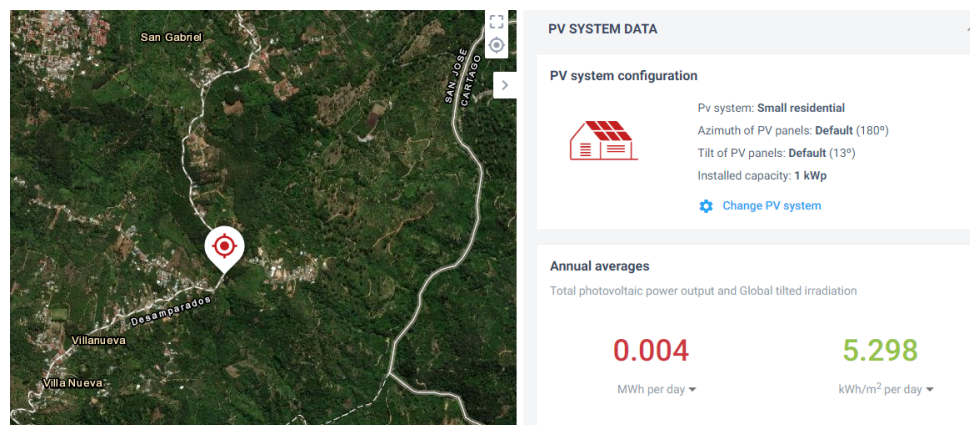


Figura 3.5: Irradiación en la zona de estudio
Nota: Tomado de Global Solar Atlas, *s.f.*

Al determinar el valor de irradiación diario de $5,298 kWh/m^2$ o bien $5298 Wh/m^2$, se hizo traslado al sitio web de “tutiempo.net”, en el cual en un sitio cercano reconocido por el sistema (en este caso Aserrí), se obtiene una curva de irradiancia por horas aproximando el valor a la irradiancia más cercana del otro sitio. Esta curva por horas, se observa en la Figura 3.6.

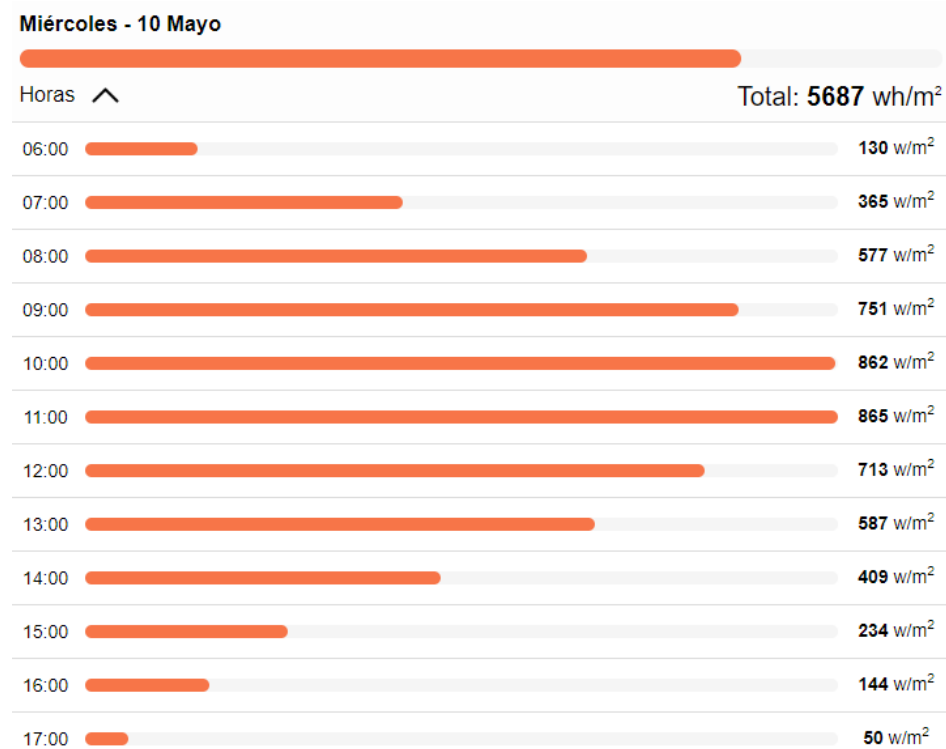


Figura 3.6: Energía por unidad de área en la zona de estudio

Nota: Tomado de *Tutiempo Network*, s.f.

Apunte: Cabe resaltar que esta curva no fue la utilizada para el cálculo de irradiancia del proyecto, es solamente un ejemplo

Una vez conseguida esta curva por horas, se procede a efectuar una regresión lineal de la curva, para obtener los valores cada 15 minutos (Anexo C), para que así concuerden con los datos expresados de los perfiles de carga. Al realizar la tarea anterior, se puede obtener una curva similar a la vista en la Figura 2.7.

3.5.2. Potencia de los paneles solares

Igual que con las potencias de todas las cargas, el sistema de ETAP® para el “Time Dominian Load Flow”, se solicitaban estos datos. Se utilizó el propio sistema de cálculo interno que contiene el programa y así se obtiene el valor de la potencia activa máxima que da en ese momento, de acuerdo con la configuración de paneles descrita al inicio de esta sección.

Los datos a brindar son la irradiancia, la temperatura ambiente y los paneles descritos, como se observa en la Figura 3.7. Siendo todo lo marcado en color rojo, lo que ya se tenía y lo de color verde los datos de salida y los que se requieren. Por su lado, para efectos prácticos el valor de la potencia reactiva generada por los paneles/inversores es despreciable, por lo que en este apartado se coloca 0 MW.

PV Array Editor - PVA182

Info
PV Panel
PV Array
Inverter
Physical
Time Domain
Remarks
Comments

MFR: Canadian Solar Type: Poly-crystalline # of Cells: 72
Model: CS6U-330P Size: 330 Vdc: 1500

PV Panel
Watt / Panel: 330.3
in Series: 3
of Parallel: 3

PV Array (Total)
of Panels: 9
Volts,dc: 111.6
kW,dc: 2.97
Amps,dc: 26.64

Irradiance Calc.

	Generation Category	Irradiance	Ta	Tc	MPP kW
1	Design	1000	25	53.8	2.97
2	Normal	700	32	52.1	1.99
3	Shutdown	800	24	47	2.35
4	Emergency	486	27	41	1.36
5	Standby	958	30	57.5	2.8
6	Startup	500	30	44.4	1.39
7	Accident	400	30	41.5	1.09
8	Summer Load	300	30	38.6	0.8
9	Winter Load	200	30	35.8	0.52
10	Gen Cat 10	100	30	32.9	0.24

PVA182 OK Cancel

Figura 3.7: Potencia a partir de irradiación y temperatura ambiente en los paneles solares descritos
Nota: Tomado de ETAP, 2022

3.5.3. Archivo Final

Como se planteó en la sección 3.4, los datos suministrados para los paneles solares son similares, solamente que en este caso el archivo final queda como se ve según el Cuadro 3.4.

P (MW)	Q (MW)	PF %	V (p.u.)	Angle	Humidity	Temp C	Wind (m/s)	Irradance (W/m ²)	Hour	Min	Seconds	Date
0	0					16		0	5	15	0	01/01/2023
0	0					17		0	5	30	0	01/01/2023
0	0					17		0	5	45	0	01/01/2023
0.00008	0					17		34	6	0	0	01/01/2023
0.00016	0					17		63.75	6	15	0	01/01/2023
0.00024	0					18		93.5	6	30	0	01/01/2023

Cuadro 3.4: Datos para paneles solares
Nota: *Elaboración propia*

Este archivo debe de ir en formato .xlsx, antes acordado y con el nombre del panel descrito en el modelado, para este PVAX , siendo X el número de panel solar. Todos los paneles contienen la misma configuración y la curva diaria para los 7 días de estudio.

3.6. Dispositivos de la red

En este apartado, se menciona la forma en cómo se consiguieron los datos de aquellos equipos conectados a la red en el área de estudio. Es oportuno recordar que el sistema modelado comprende desde un recloser (de La Trinidad), hasta un último poste, donde conecta la última línea, de ese modo ahí finaliza el circuito y no conecta con nada más por ese lado.

En este sector se encuentran:

- **Transformadores:** Sus capacidades en kVA se obtienen del sistema de visor de la red de Coopesantos R.L.
- **Líneas de distribución:** Los datos son extraídos de una base de datos que contiene todas la líneas del circuito, filtrando solamente las que son del interés del estudio. Además, se toma la decisión de asumir que todos los conductores del primario son tipo AAAC de aluminio, calibre #2, debido a que las líneas con diferente calibre eran muy pocas y difíciles en su referencia. No obstante, es necesario considerar que todas las distancias fueron medidas con base en el Visor geográfico de Coopesantos R.L. con una precisión de $\pm 2,5m$, para mayor facilidad.
- **Líneas secundarias:** La información requerida de este apartado, fue recuperada de la misma base de datos anterior, filtrada del mismo modo. Se estableció que más del 95 % de las líneas secundarias de ese tramo corresponden a un cable de calibre #2, por lo tanto, para fines prácticos todos los cables secundarios llevaron la siguiente configuración: Conductor RHH de la tabla 9 del NEC en aluminio con el calibre ya especificado. Igual que en el caso anterior, se miden las distancias con una precisión aproximada de $\pm 5m$ con el objeto de colocar un mayor número de cargas al “bus” siguiente al secundario y así ahorrar barras del software.
- **Acometida eléctrica:** También se dio referencia al modelado y se asumió el mismo tipo de conductor que el utilizado en la línea secundaria, con la salvedad que el calibre es número 4, porque los medidores asociados a una tensión de 240 V, tienen dicha configuración con cable triplex. Su longitud es exacta a la reportada en la base de datos que se tiene en la empresa.
- **Fuente de alimentación:** Para esto se empleó una barra infinita, con el fin de que el sistema pueda consumir la energía que sea necesaria.

Capítulo 4

Modelado y simulación de casos de estudio

En este capítulo, se aborda la manera en que fue creado el sistema según las instrucciones y configuración prevista. Además de ello, se mostrarán cuadros de diálogo que proporciona el ETAP[®] para la correcta configuración del sistema en la eventual réplica de este proyecto en otro momento. Asimismo, se explicará la creación de los distintos casos de penetración de GD con tecnología fotovoltaica, así como también, se analizarán cada uno de los resultados alcanzados al llevar a cabo las distintas simulaciones en el software.

4.1. Modelado de la situación actual en ETAP[®]

4.1.1. Interfaz gráfica y funcionamiento

Para iniciar con el modelado de este ramal de circuito, es necesario plantear que ETAP[®] ofrece una interfaz amigable con el usuario que le permite modelar de una manera más simple un sistema eléctrico. Al comienzo del programa, se encuentra una ventana con diversos símbolos, los cuales pueden variar entre los utilizados en la norma IEC o la norma ANSI. En este proyecto, se usaron los símbolos del estándar IEC por lo que, a continuación se detallará cada uno mediante la Figura 4.1.

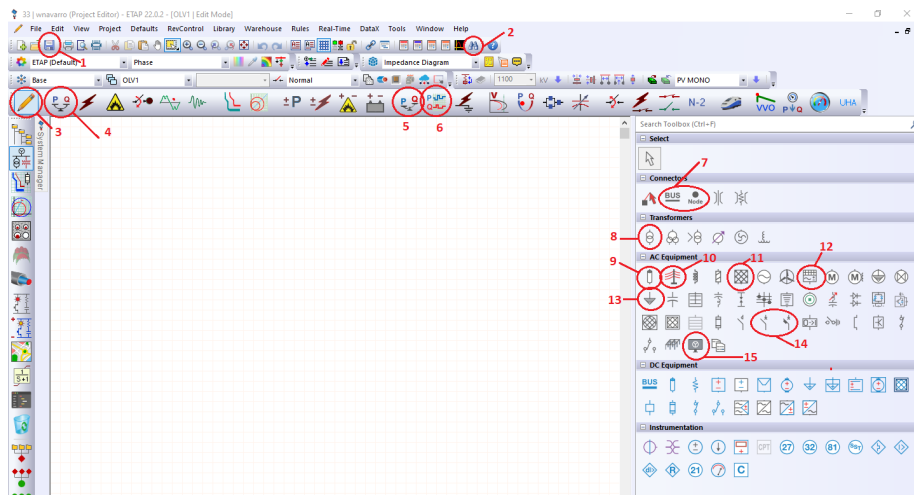


Figura 4.1: Simbología de la interfaz gráfica de ETAP®

Nota: Tomado de ETAP, 2022

1. **Guardado rápido del documento:** Sirve para guardar el progreso. Además, tiene la opción de autoguardado.
2. **Búsqueda de ítem:** Funciona para encontrar por su nombre cualquier elemento que necesite en el modelo.
3. **“Edit Mode”:** En este apartado se modela el circuito y se modifican sus valores.
4. **“Load Flow”:** Permite hacer el análisis de flujo de carga balanceado del circuito.
5. **“Unbalanced Load Flow”:** Posibilita el análisis de flujo de carga desbalanceado del circuito.
6. **“Time Dominion Load Flow”:** Aquí se puede realizar el estudio de flujo de carga a través de un tiempo establecido.
7. **Bus/nodo/barra:** Este dispositivo, hace referencia a la unión de dos o más elementos eléctricos (solo 500 barras dispone esta licencia).
8. **Transformador de tensión:** Con este se puede transformar la tensión a otra de menor o mayor voltaje. En su mayoría son de 19.9 kV a 0.24 kV.
9. **Cable:** Como lo dice su nombre, es el conductor para baja tensión. Para el proyecto se emplearon para acometidas (oculto) y secundarios.
10. **Transmission Line:** La línea de transmisión se usó como de distribución de energía, para una tensión de 19.9 kV
11. **Power Grid:** Este elemento hace alusión a la barra infinita, que anteriormente se comentó, que es la fuente de donde el circuito toma la energía necesaria.
12. **PV array:** Hace referencia al conjunto de paneles solares que desee colocar con su inversor instalado.
13. **Static load:** Indica las cargas a colocar, para el caso, fueron los medidores de los abonados.
14. **Switch:** Un contactor, mejor conocido por su nombre en inglés, el cual se empleó para conectar o no los paneles solares al sistema.
15. **Display options:** Sirve para conocer los datos que se necesitan en pantalla.

4.1.2. Estructura

Con el reconocimiento de todos los elementos que contiene el modelo, se explicará de seguido su estructura básica. Además, se detallará el tipo de conexiones que tiene y como están configurados los distintos aparatos de manera interna al software.

Elementos primordiales

En la Figura 4.2, se muestra como estará distribuida la red modelada y simulada, señalando que acontece cada punto. Esta representación, corresponde a un inicio de circuito, incluso por pequeñas diferencias, así se comporta el arranque del modelado del estudio en cuestión.

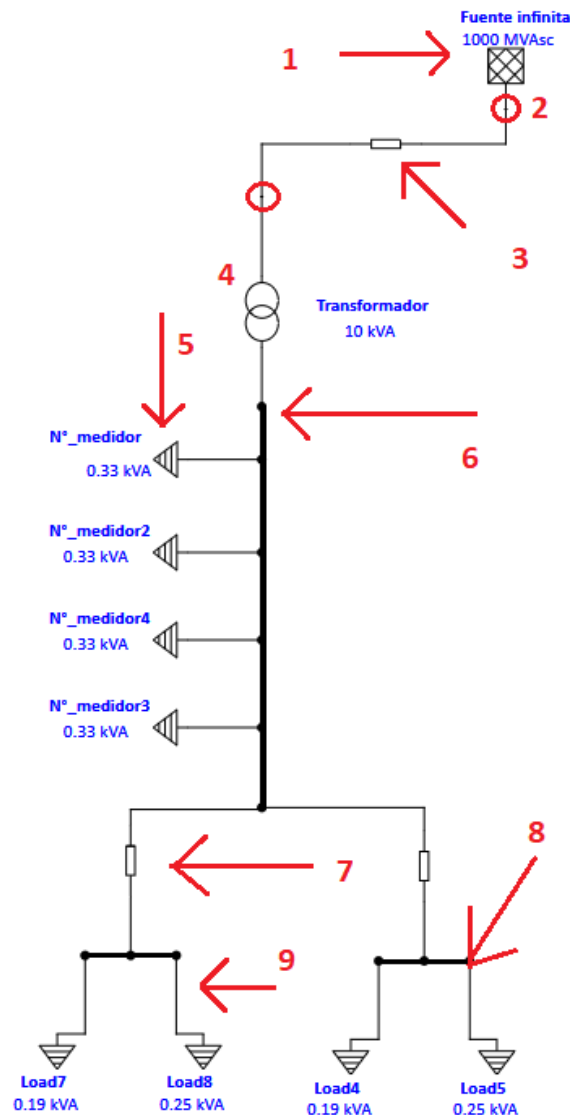


Figura 4.2: Estructura básica del modelado
Nota: Tomado de ETAP, 2022

1. **Fuente de alimentación:** Como la fuente se encuentra alejada del punto de estudio, se inicia

con una barra infinita, haciendo constar que el circuito puede tomar la energía que requiera para funcionar. Es por ello que se le llama barra infinita.

2. **Nodos de unión:** Como se anota en la sección 4.1.1, este elemento se puede considerar como una barra que no es de suma importancia, en esta situación, porque lo que hace es unir dos elementos eléctricos.
3. **Línea de distribución:** Se debe tener cuidado de cómo interpretar este símbolo, ya que este y el 7 tienen la misma simbología al entrar al sitio de modelado. A pesar de que en la interfaz el símbolo a elegir es el de “Transmission Line”, aquí se ve igual que un cable, debido a que lo es, solamente que de otro tipo. Este elemento transporta la energía por la línea primaria a 19,9 kV y es fácil de identificar, en vista que siempre estará antes del transformador.
4. **Transformador:** Es el elemento que permitió bajar la tensión de media (19.9 kV) a baja tensión (240 V).
5. **Carga:** Todos los representados con este distintivo, se refieren a los abonados asociados a ese transformador.
6. **Punto saliente del transformador:** Esta barra hace referencia a que las acometidas están saliendo directamente del transformador o aproximado a él.
7. **Cable secundario:** Como se comenta en el punto 3, hay una diferencia con el citado. En este punto, se considera la longitud que existe del transformador a la salida de acometidas correspondientes a esa distancia aproximadamente.
8. **Punto saliente del secundario:** Esta barra alude a que las acometidas están saliendo aproximadamente de la longitud del cable (secundario) anterior.
9. **Acometida:** Aunque no se observe ningún símbolo que indique la presencia de un cable, esa “línea” se configura dentro de la carga, haciendo referencia a la distancia que existe desde el secundario al medidor del abonado.

Conexión entre transformadores

Para continuar con su elaboración, se ampliará sobre cómo hacer un punto de conexión entre transformadores en un subramal, para que se entienda en el modelo definitivo como se distribuye la red. Entiéndase que bajo los transformadores está configurado de manera similar a la Figura 4.2.

Entonces como se ve al lado derecho de la Figura 4.3, se topa con un transformador que en su primario continua hacia dos sitios diferentes, uno hacia el 1454 y otro hacia el 7388. Por lo tanto, como se aprecia en la misma figura en el punto rojo, encerrado en el círculo celeste es el punto de conexión entre la barra infinita (como entrada) y las líneas de distribución (línea primaria) de conexión con los otros transformadores. Es así como de un punto salen varios transformadores en esta forma.

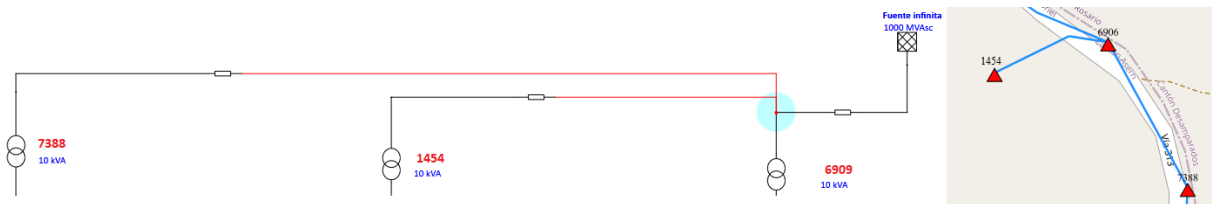


Figura 4.3: Estructura de conexión entre transformadores

Nota: Tomado de ETAP, 2022

Al interpretar los datos anteriores es factible asumir que se sobreentiende la manera en que se conformó el circuito correspondiente. O sea, del mismo modo que está configurado el principio, seguirá siendo configurado hasta llegar al último elemento de este ramal. Es primordial advertir que no todos los puntos serán iguales en cuanto a datos, cantidad de salidas y cantidad de puntos de conexión, pero si llevan la misma estructura. Además en el siguiente apartado, se presentará la forma en que debería ser configurado cada elemento, con el propósito que se entienda todo el proceso y si se desea replicar dicho estudio para otro sector o circuito asociado o no a la empresa.

4.1.3. Configuración de elementos

Para la correcta configuración del sistema, se necesitan suministrar los datos requeridos al tipo de elemento a modelar, por lo que en esta sección se brindarán los datos que fueron modificados para su correcto funcionamiento.

Power Grid (barra infinita)

En otra de las suposiciones que se debieron hacer para el estudio en cuestión, se debe hablar de que, a pesar que el circuito es monofásico, se modeló en trifásico balanceado (cada fase igual) debido a que, si se modela en su forma original, no permite hacer la incorporación de los paneles solares de manera correcta, para luego analizar los casos.

En ese sentido los datos arrojados en temas de voltaje se darán en porcentajes para así evitar malas interpretaciones por la división entre raíz de 3 correspondiente a la fórmula que compara tensión trifásica y la monofásica (Ecuación 4.1). Mientras que al hablar de potencia, los valores se deben multiplicar por tres, porque los resultados que da el sistema se referirán como si esta fuera solo una fase del sistema trifásico (Ecuación 4.2).

$$V_{3\phi} = \sqrt{3} \cdot V_{1\phi} \quad (4.1)$$

$$P_{3\phi} = P_A + P_B + P_C \quad (4.2)$$

Sabiendo lo anterior, se coloca igual que la Figura 4.4, con la conexión en modo trifásico (3-phase) y en el modo de operación en Swing, que ayudará a la red demandar lo que considere necesario para alimentar todo el sistema, sin que se sature la barra infinita.

Seguidamente, se procede a configurar el voltaje real de la línea de distribución primaria. En esta ocasión 19.9 kV y se coloca como flujo balanceado para que las tres fases hipotéticas arrojen los mismos valores, como se observa en la Figura 4.5. Teniendo todos los datos anteriores configurados según indicaciones, se pueden dar por concluidas las modificaciones que se deben de hacer en este apartado.

Power Grid Editor - Fuente infinita

19.9 kV Swing

Info

Rating

Short Circuit

Time Domain

Harmonic

Reliability

Energy Price

Remarks

Comment

ID: Fuente infinita

Bus: Bus201 19.9 kV

Connection

☒ 3 Phase

☐ 1 Phase

Equipment

Tag #

Name

Description

Revision Data

Base

Condition

Service ☒ In ☐ Out

State: As-Built

Configuration

E0 (REAL)

Operation Mode

☒ Swing

☐ Voltage Control

☐ Mvar Control

☐ PF Control

OK Cancel

Figura 4.4: Configuración de barra infinita 1

Nota: Tomado de ETAP, 2022

Power Grid Editor - Fuente infinita

19.9 kV Swing

Rated kV: 19.9 ☒ Balanced ☐ Unbalanced

	Gen. Cat.	%V	Vangle	MW	Mvar	%PF	Qmax	Qmin
1	Design	100	0					
2	Normal	100	0					
3	Shutdown	100	0					
4	Emergency	100	0					
5	Standby	100	0					
6	Startup	100	0					
7	Accident	100	0					
8	Summer Load	100	0					
9	Winter Load	100	0					
10	Gen Cat 10	100	0					

Operating

% V	Vangle	MW	Mvar
100	0	0.146	-0.011

OK Cancel

Figura 4.5: Configuración de barra infinita 2

Nota: Tomado de ETAP, 2022

Transmission Line (Línea primaria)

Para comenzar, se debe establecer en la pestaña de información y como se encuentra rotulado en la Figura 4.6, marcar la longitud de dicho conductor. Es necesario también revisar en la unidades que configure el sistema.

The screenshot shows the 'Transmission Line Editor - Line4' window. On the left is a sidebar with tabs: Info, Parameter, Configuration, Grouping, Earth, Impedance, Protection, Sag & Tension, Ampacity, Compensation, Reliability, Remarks, and Comment. The 'Info' tab is active. The main area contains several sections:

- Header:** EPRI/6201, T1 25 °C, Code 66 kcmil, AAAC, 60 Hz, T2 75 °C, #2, 7 Strands.
- Info:** ID: Line4.
- From/To:** From: Bus201 (19.9 kV), To: Bus202 (19.9 kV).
- Equipment:** Tag #, Name, Description.
- WH/Lib Selection:** Library (selected), Warehouse, Create Warehouse...
- Revision Data:** Base.
- Condition:** Service: In (selected), Out; State: As-Built.
- Connection:** 3 Phase (selected), 1 Phase.
- Length:** Length: 2.25 (highlighted with a red circle), Unit: m, Tolerance: 0 %.

 At the bottom, there are icons for file operations and a list box showing 'Line4'.

Figura 4.6: Configuración de línea primaria 1

Nota: Tomado de ETAP, 2022

A continuación, se pasa a la sección de parámetros y se presiona el botón de librería de conductores (encerrado en rojo en la Figura 4.7), el cual desplegará otro cuadro de diálogo para escoger el conductor. Cabe señalar que si el conductor no se encuentra en la librería, se puede asumir uno similar o bien configurar manualmente los valores que solicita el software en la misma pestaña de parámetros, si es que se tiene.

Transmission Line Editor - Line4

Info
Parameter
Configuration
Grouping
Earth
Impedance
Protection
Sag & Tension
Ampacity
Compensation
Reliability
Remarks
Comment

EPRI/6201 T1 25 °C Code 66 kcmil
AAAC 60 Hz T2 75 °C 7 Strands

Phase Conductor

Conductor Type R-T1 (25 °C) R-T2 (75 °C) Xa
AL 1.6 1.872 0.574 ohms per mile

Outside Diameter GMR Xa'
0.292 in 0.0088 ft 0.1306 megohms per mile

Ground Wire

Conductor Type R-T1 (25 °C) R-T2 (75 °C) Xa
CU 0 0 0 ohms per mile

Outside Diameter GMR Xa'
0 in 0 ft 0 megohms per mile

Conductor Lib...
Ground Wire Lib ...
Cond. Wire Lib...

Line4 OK Cancel

Figura 4.7: Configuración de línea primaria 2

Nota: Tomado de ETAP, 2022

De haber decidido usar un conductor de la librería, es importante conocer el tipo de conductor que se utiliza, la frecuencia en la que se maneja y el calibre o nombre del cable a emplear. De esta manera en la Figura 4.8, se podrá seleccionar el correspondiente a los parámetros establecidos.

Library Quick Pick - Transmission Line (Phase Conductor)

Unit System: English Frequency: 60 Conductor Type: AAAC

Source Name: EPRI/6201

Temperature:

Base T1	Base T2	Ta	Tc
25	75	25	75

Size (kcmil):

Code	Size	Strands
#6	26	7
Akron	31	7
#4	42	7
Alton	49	7
#2	66	7
Ames	77	7
1/0	106	7

Impedance Unit: 1 mile

Buttons: Help, OK, None, Cancel

Figura 4.8: Configuración de línea primaria 3
Nota: Tomado de ETAP, 2022

Por último, se debe suministrar la información de la configuración de los postes, los cuales por estar en 3 fases, se hace de la manera que se visualiza en la Figura 4.9, siendo X la distancia del crucero y Y la distancia al suelo.

Transmission Line Editor - Line4

Info: EPRI/6201 T1 25 °C Code 66 kcmil
Parameter: AAAC 60 Hz T2 75 °C 7 Strands

Configuration Type: General GMD 3.78 ft

Phase:

	X	Y	Spacing
A	1	30	AB 6 ft
B	1	24	BC 3 ft
C	1	27	CA 3 ft

Ground Wires:

	X	Y
G1	0	0 ft
G2	0	0 ft

Layout: Diagram showing conductor arrangement with points A, B, C and ground point G.

Conductors: ☒ Transposed Separation 12 inch Conductors/phase 1

Figura 4.9: Configuración de línea primaria 4
Nota: Tomado de ETAP, 2022

Transformador

Al colocar un transformador, hay que considerar que la parte de información no se debe manipular, debido que se toman los datos necesarios de la línea a la que esté pegada, como si es monofásico o trifásico y el número de cables. Lo más que podrá hacerse en ese lugar es cambiarle el nombre.

A este dispositivo, se le deben de agregar datos importantes tales como de qué tensión a qué tensión se debe convertir. Para este caso, de 19.9 kV a 0.24 kV, correspondiendo a los dos círculos rojos en la Figura 4.10, ya los otros datos, se completan por su propia cuenta. Mientras que para en el círculo de abajo, en la sección de la potencia, se debe colocar lo que soporta ese transformador, teniendo cuidado con las unidades marcadas.

2-Winding Transformer Editor - T4

Info: 10 kVA IEC Liquid-Fill Other 65 C 19.9 0.24 kV

Rating

Impedance

Tap

Grounding

Sizing

Protection

Harmonic

Reliability

Magnetization

Remarks

Comment

Voltage Rating

Prim. 19.9 kV FLA 0.29 Nominal Bus kV 19.9

Sec. 0.24 24.06 0.24

Other 65

Power Rating

Rated 10 kVA Other 65

Derated 10

% Derating 0

Z Base

kVA 10

Alert - Max

kVA 10

☒ Derated MVA

☐ User-Defined

Installation

Altitude 3300 ft

Ambient Temp. 30 °C

Type / Class

Type	Sub Type	Class	Temp. Rise
Liquid-Fill	Other	Other	65

MFR

OK Cancel

Figura 4.10: Configuración de transformador 1

Nota: Tomado de ETAP, 2022

Una vez obtenido el dato anterior, se debe ir a configurar las impedancias del transformador, cuyos datos que se pueden conseguir del fabricante o a través de estudios. De esa forma, se colocan de manera manual en los campos correspondientes. De no tener esta información, se ubican los valores típicos para este tipo de transformadores que contiene la librería de ETAP®. Estos datos, se seleccionan marcando lo encerrado en la Figura 4.11.

2-Winding Transformer Editor - Transformador

Info: 10 kVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C 19.9 0.24 kV

Rating

Impedance

Tap

Grounding

Sizing

Protection

Harmonic

Reliability

Magnetization

Remarks

Comment

Impedance

	%Z	X/R	R/X	%X	%R
Positive	4	1.5	0.667	3.328	2.219
Zero	4	1.5	0.667	3.328	2.219

Typical Z & X/R Typical X/R

Z Variation

	%Z	% Z Variation
@ -5 % Tap	4	0
@ 5 % Tap	4	0

Z Base

kVA: 10 Other 65

Z Tolerance: 0 %

No Load Data (Unbalanced and Transient Stability Analyses)

	% FLA	kW	% G	% B
Positive	0	0	0	0
Zero	0	0	0	0

☐ Buried Delta Winding Zero Seq. Impedance Typical Value

☐ Eddy Current Loss

Transformador OK Cancel

Figura 4.11: Configuración de transformador 2

Nota: Tomado de ETAP, 2022

Cable (Línea secundaria)

En cuanto al secundario, es relevante saber que su configuración es similar a la mostrada en las líneas de distribución. Sin embargo, por ser de baja tensión se configura diferente al mencionado. Es por es motivo que en este solamente se debe entrar a la pestaña de información de la Figura 4.12, colocar la longitud de donde saldrá la acometida, cuidando las unidades de medida que aparecen en ese mismo sitio, dirigiéndose a la librería para seleccionar el cable a utilizar.

Figura 4.12: Configuración de la línea secundaria 1
Nota: Tomado de ETAP, 2022

Al mismo tiempo, en el cuadro de diálogo que se muestra en la Figura 4.13, al hacer clic en la librería, es posible seleccionar el tipo de conductor a utilizar, de acuerdo con el material, frecuencia y protección, entre otras variantes, así como su calibre.

	Unit	Freq	Type	kV	% Class	#/C	Insul	Source	Install
48	English	60	AL	0.6	100	1/C	Rubber 2	NEC	Non-Mag.
49	English	60	AL	0.6	100	1/C	RHH	NEC Tab9 AL	Non-Mag.
50	English	60	AL	0.6	100	1/C	RHH	NEC Tab9 PVC	Non-Mag.
51	English	60	AL	0.6	100	1/C	XLPE	NexUSEIfnTx	Non-Mag.
52	English	60	AL	0.6	100	1/C	XLPE	NexUSEIfnTx	Non-Mag.
53	English	60	AL	1.0	100	3/C	Rubber	ICEA	Non-Mag.
54	English	60	AL	1.0	100	1/C	Rubber 2	ICEA	Non-Mag.
55	English	60	AL	1.0	100	1/C	Rubber 2	ICEA-1994	Non-Mag.
56	English	60	AL	1.0	100	3/C	Rubber	NEC	Non-Mag.
57	English	60	AL	1.0	100	1/C	Rubber 2	NEC	Non-Mag.

Figura 4.13: Configuración de la línea secundaria 2
Nota: Tomado de ETAP, 2022

Static load (Carga)

Para las cargas la configuración es tal vez no tan significativa en su primera etapa, porque como se aprecia en la Figura 4.14 se debe colocar el valor de una carga puntual, dato que no permitirá analizar en el dominio del tiempo. No obstante, sin dicha configuración el sistema no correrá. En este caso, se colocó un consumo promedio del día de un medidor, asumiendo un factor de potencia de 1 o 100 %. Con tan solo poner la potencia, cuidando sus unidades y el factor de potencia, los otros datos se completan automáticamente.

Static Load Editor - N°_medidor

Info
Loading
Cable/Vd
Cable Amp
Time Domain
Harmonic
Reliability
Remarks
Comment

1 0.33 kW 0 kvar 0.24 kV 3-1/C 4 AWG/kcmil 0.6 kV

Ratings

kV kVA kW kvar % PF Amps

0.24 0.33 0.33 0 100 0.794

Grounding Y

Calculator...

Loading

	Loading		Static Load		Feeder Loss	
	Category	%	kW	kvar	kW	kvar
1	Design	100	0.33	0.00	0.00	0.00
2	Normal	100	0.33	0.00	0.00	0.00
3	Brake	0	0.00	0.00	0.00	0.00
4	Winter Load	0	0.00	0.00	0.00	0.00
5	Summer Load	0	0.00	0.00	0.00	0.00
6	FL Reject	0	0.00	0.00	0.00	0.00
7	Emergency	0	0.00	0.00	0.00	0.00
8	Shutdown	0	0.00	0.00	0.00	0.00
9	Accident	0	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Backup	0	0.00	0.00	0.00	0.00

Operating Load: 0 kW + j 0 kvar

N°_medidor

OK Cancel

Figura 4.14: Configuración de cargas 1

Nota: Tomado de ETAP, 2022

Es el siguiente punto, en donde las cargas toman sentido para el estudio. Es decir, en la pestaña de Time Domain, se deben colocar los datos recolectados y convertidos, que se explican en la sección 3.4. Para efectuar dicho proceso se debe poner la configuración en External Data según se expresa en la Figura 4.15. Luego en la sección de la simulación se explicará como brindar la ruta de acceso a los archivos.

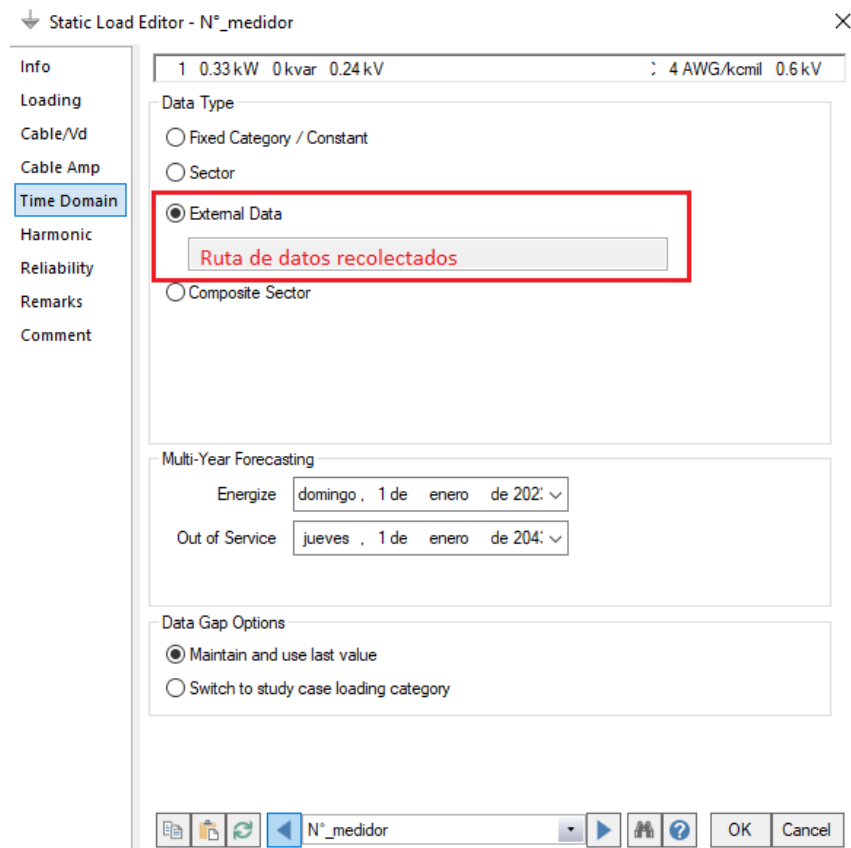


Figura 4.15: Configuración de cargas 2

Nota: Tomado de ETAP, 2022

Acometida

En el caso de modelar acometidas, hay que tener bastante cuidado, ya que no es un elemento físico (no se ve ningún símbolo en pantalla) del modelado, si no más bien es una modificación que se hace en la configuración de las cargas. Para esto, como se ve en la Figura 4.16, hay que ir al apartado de “Cable/Vd”, en el que se especifica la distancia desde el secundario hasta el medidor, o mejor dicho, el tamaño de acometida en sus unidades correspondientes.

Además, como en las ocasiones anteriores, escoger el conductor de este elemento, se hace seleccionando el botón de la librería e indicando el tipo de conductor a utilizar, así como su calibre tal como se visualiza en la Figura 4.17.

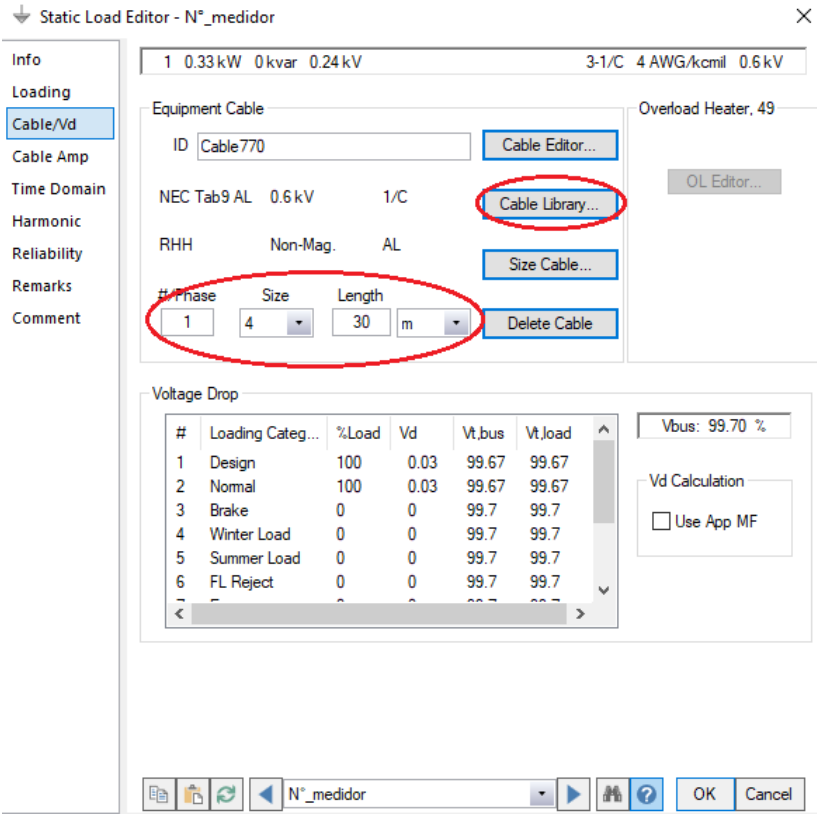


Figura 4.16: Configuración de acometida 1
Nota: Tomado de ETAP, 2022

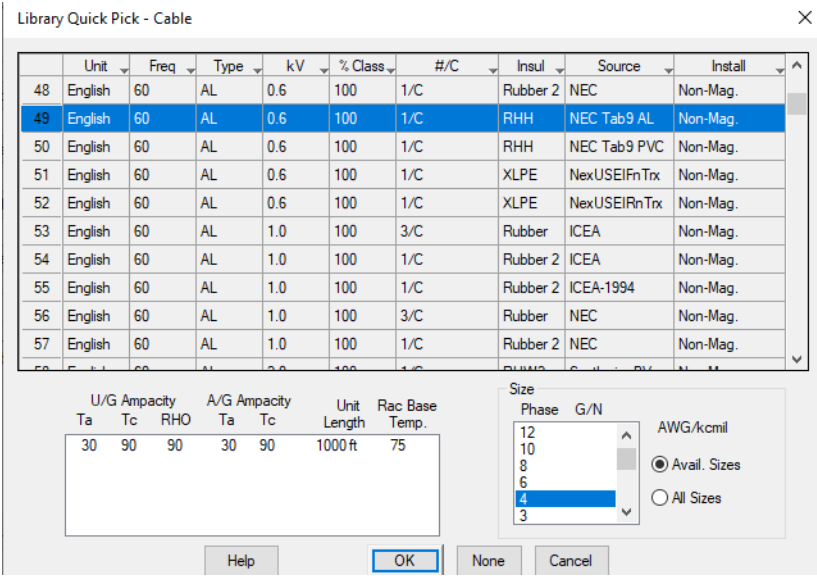


Figura 4.17: Configuración de acometida 2
Nota: Tomado de ETAP, 2022

4.1.4. Distribución de modelado

Una vez teniendo en cuenta como se modeló el circuito, se puede citar que los 635 abonados existentes en esa subsección del circuito 2A de Coopesantos R.L. se dividen en 3 tipos de clientes, ya mencionados de previo. Estos serían los de tipo residencial como en su mayoría, el comercial y preferencial, quedando distribuido según se muestra en el Cuadro 4.1.

Tipo de tarifa	Cantidad de abonados
	609
	24
	2

Cuadro 4.1: Distribución de tipos de cliente en área de estudio

Nota: *Elaboración propia*

Debido a que su modelado es sumamente grande y consume una cantidad absurda de páginas, se optó por no incluirlo en este documento. Pero se puede dirigir al Anexo A y observar el circuito de manera completa.

Al hacer un recuento de los equipos que se conectaron en la red, se obtiene lo expresado en el Cuadro 4.2.

Dispositivo Eléctrico	Cantidad	Identificación
Fuente de alimentación (Barra infinita)	1	U2
Líneas Primarias	62	LineX
Transformadores	51	N° de transformador
Cargas	635	N° de medidor
Líneas Secundarias	125	CableX
Acometidas	635	CableX (No se observan)
Barras/nodos (Bus)	297	BusX o PX
Total de elementos	1806	

Cuadro 4.2: Distribución de elementos en el circuito

Nota: *Elaboración propia*

Apunte: X corresponde a un número

Como es posible apreciar en el Cuadro 4.2, solo para modelar la situación actual, se necesitaron de 1806 elementos. De igual manera, para este punto, todos los perfiles de carga debían de estar listos y ordenados en una carpeta para cuando se fuese a realizar la primera simulación.

4.2. Modelado de la casos hipotéticos en ETAP®

En este paso se comenzó del modelo original que existe, es decir, de lo presentado en el capítulo 4.1, cuando ya el archivo fue terminado. Entonces, para poner en contexto lo que se presentará a continuación, se debe comentar que se realizó una especulación teórica en la que los abonados del servicio de electricidad coloquen paneles solares, con el tope posible de generación a partir de fuentes fotovoltaicas y fuese del múltiplo de tres (3), igual o más cercano por debajo a la capacidad máxima del transformador en kVA. En consecuencia, en el circuito que se maneja, hay transformadores de 3 capacidades. A raíz de esto en el Cuadro 4.3 se expresa la cantidad del conjunto de paneles que suman 3 kWp que fueron instalados por cada transformador.

Capacidad de transformador (kVA)	Cantidad de conjunto de paneles que entreguen 3 kWp	Capacidad instalada (kWp)
10	3	9
15	5	15
25	8	24

Cuadro 4.3: Sistemas de paneles solares y potencia instalada por transformador

Nota: *Elaboración propia*

Del mismo modo, para colocar en funcionamiento estos paneles solares, se utilizaron los dispositivos "switch", con la finalidad de conectar o desconectar los paneles del sistema y así no hacer un caso para cada uno de los escenarios. Cada escenario que se modeló corresponde al aumento del 5%, pero eso se menciona luego.

Con el mismo enfoque que en el caso anterior, se analiza la estructura de los componentes que faltan, cómo se conectan a la red, su configuración y distribución final en el modelado.

4.2.1. Estructura

En la Figura 4.18, se presenta la estructura final que tiene el modelado para comenzar las simulaciones. En esta sección, se comentarán los elementos que antes, en la sección 4.1.2 no se habían establecido.

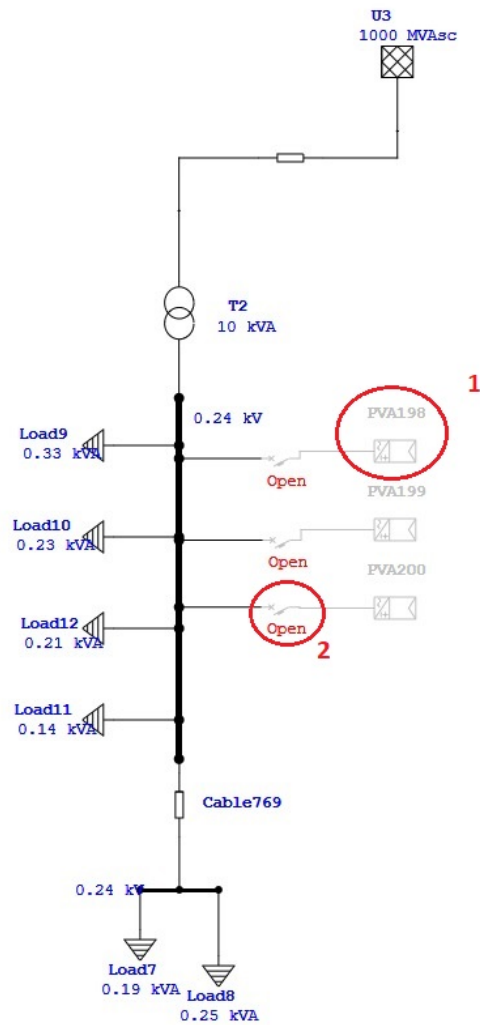


Figura 4.18: Estructura del modelado con paneles

Nota: *Elaboración propia con ETAP, 2022*

Es posible observar que es la misma estructura mostrada en la Figura 4.2, con una ligera modificación, ya que a la barra que está directamente conectada al transformador, se le colocaron los elementos que se exponen a continuación:

1. **Sistema de paneles solares:** Como se ha tratado anteriormente, este representa el sistema de tres paneles en serie y tres en paralelo, que modelan una carga de entrega a la red de 3 kWp, junto con el inversor necesario.
2. **Switch:** Este dispositivo va a ser aquel que permita hacer una interconexión de GD con la red eléctrica de Coopesantos R.L. en el modelado, porque mantiene los dos estados básicos de un contactor, abierto y cerrado.

4.2.2. Configuración de elementos

Paneles solares

Una vez ingresado a las propiedades del “PV Array”, lo primero que se hizo, fue indicarle al software qué tipo de panel se va a utilizar, desplazándose al menú de PV panel y buscando en la librería aquel panel que se desee colocar, según la Figura 4.19. Si este no se encuentra aquí, también se puede configurar manualmente, ingresando los datos que el sistema requiere. Dichos datos se pueden hallar en la ficha técnica del panel.

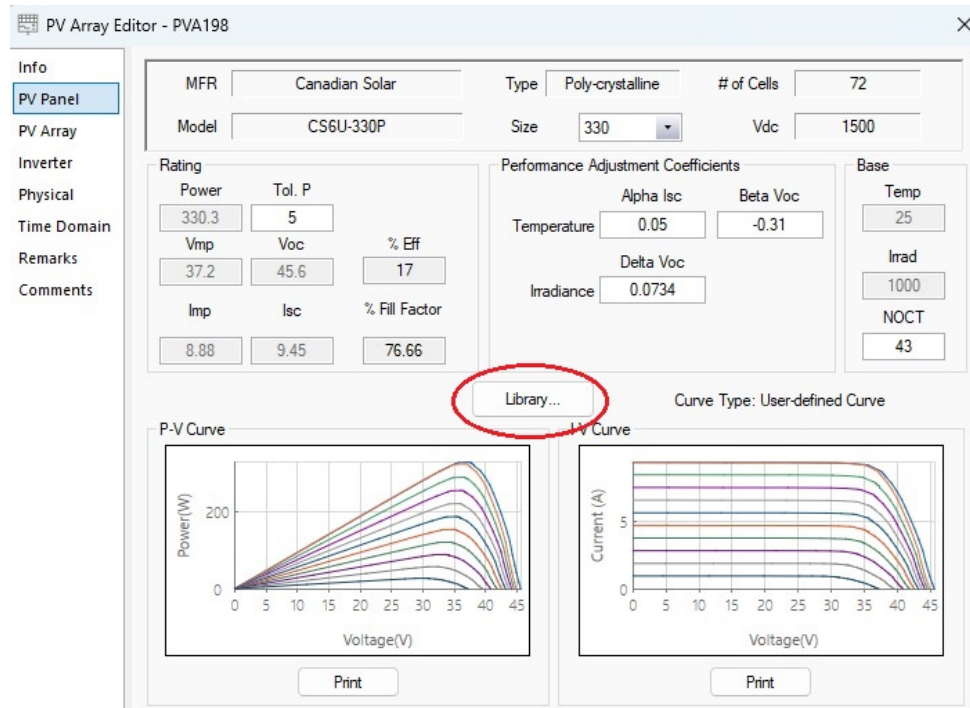


Figura 4.19: Configuración de paneles solares 1

Nota: *Elaboración propia*

De existir el modelo en la librería, se debe seleccionar el fabricante, el modelo y el tamaño como se ve en la Figura 4.20. En todos los casos, puede o no haber más de una opción, por ende, es importante conocer todos los detalles del panel solar que se instala.

Library Quick Pick - PV Array

Manufacturer

- Boviet Solar Technology Co
- Boviet Solar Technology Co.
- Brightwatts
- BYD (Huizhou) Battery
- BYD Company Limited
- CA Solar
- Canadian Solar**
- Canadian Solar Inc.

Reference

Link: www.canadiansolar.com/na

Model

Model Name	Max Vdc
CS6U-330P	1500

Type

Poly-crystalline

Brand Name

Canadian Solar

Reference

V5.552_E3_EDF

Size (W)	Imp (A)	Isc (A)
330	8.88	9.45

Figura 4.20: Configuración de paneles solares 2
Nota: Tomado de ETAP, 2022

Con las características del equipo claras, se requiere colocar la cantidad de paneles en serie y en paralelo para lograr la potencia deseada. En esta ocasión se ubicaron conjuntos de 3 en serie y 3 en paralelo (Figura 4.21), para un total de 9 paneles, que ETAP® por sus fórmulas internas calcula con una potencia de 3 kW, aproximadamente.

PV Array Editor - PVA199

Info

PV Panel

Inverter

Physical

Time Domain

Remarks

Comments

MFR: Canadian Solar **Type**: Poly-crystalline **# of Cells**: 72

Model: CS6U-330P **Size**: 330 **Vdc**: 1500

PV Panel

Watt / Panel: 330

in Series: 3

of Parallel: 3

PV Array (Total)

of Panels: 9

Volts,dc: 111.6

kW,dc: 2.97

Amps,dc: 26.64

Irradiance Calc.

	Generation Category	Irradiance	Ta	Tc	MPP kW
1	Design	1000	30	58.8	2.93
2	Normal	900	30	55.9	2.62
3	Shutdown	800	30	53	2.31
4	Emergency	700	30	50.1	2
5	Standby	600	30	47.3	1.69
6	Startup	500	30	44.4	1.39
7	Accident	400	30	41.5	1.09
8	Summer Load	300	30	38.6	0.8
9	Winter Load	200	30	35.8	0.52
10	Gen Cat 10	100	30	32.9	0.24

Figura 4.21: Configuración de paneles solares 3
Nota: Tomado de ETAP, 2022

Y, para finalizar solo se necesita ir al apartado de Time Domain Load Flow con el fin de luego poder simular la curva de irradiancia de este dispositivo. Para lograrlo, se debe colocar en External Data al igual

que en la Figura 4.22.

PV Array Editor - PVA199

Info
PV Panel
PV Array
Inverter
Physical
Time Domain
Remarks
Comments

MFR Canadian Solar Type Poly-crystalline # of Cells 72
Model CS6U-330P Size 330 Vdc 1500

Data Type
☐ Fixed Category / Constant
☐ Sector
☒ External Data
Ruta de datos

Multi-Year Forecasting
Energize domingo , 1 de enero de 2010
Out of Service jueves , 1 de enero de 2010

Data Gap Options
☒ Maintain and use last value
☐ Switch to study case loading category

Figura 4.22: Configuración de paneles solares 4
Nota: Tomado de ETAP, 2022

Inversor

Una vez aplicada la configuración de los paneles, en el mismo cuadro de diálogo, se va a encontrar un apartado de inversor, que permite configurarlo, por lo que se debe seleccionar lo encerrado en la Figura 4.23

PV Array Editor - PVA199

Info
PV Panel
PV Array
Inverter
Physical
Time Domain
Remarks
Comments

MFR Canadian Solar Type Poly-crystalline # of Cells 72
Model CS6U-330P Size 330 Vdc 1500

PV Array - Total Rated
Volts.dc 111.6
kW.dc 2.97
Amps.dc 26.64

Inverter
ID Inv199
kW 3.6 V 240 FLA 15 %EFF 90
kVA 3.24 I_LV 0.24 FLA 7.794 %PF 100
Inverter Editor...
Maximum Power Point Tracker (MPPT)

Figura 4.23: Configuración del inversor 1
Nota: Tomado de ETAP, 2022

Una vez en el nuevo cuadro de diálogo de la Figura 4.24, es primordial colocar el modo de operación en “MVar control”, que hace que el panel solar entregue la potencia correspondiente a las condiciones físicas y climatológicas pactadas.

Inverter Editor - Inv192

DC 3.6 kW 240 V AC 0.24 kV 3.24 kVA

Info

ID: Inv192

DC Bus: [Dropdown]

AC Bus: [Dropdown]

Equipment

Tag #: [Text]

Name: [Text]

Description: [Text]

Data Type: Estimated [Dropdown]

Priority: Critical [Dropdown]

Demand Factor

Continuous: 100 Intermittent: 50 Spare: 0 %

UDM Model: [Text]

Revision Data

Base [Dropdown]

Condition

Service: [Radio In] [Radio Out]

State: As-Built [Dropdown]

Configuration

E0 (REAL) [Dropdown]

AC Operation Mode

Mvar Control [Dropdown]

Connection

AC

[Radio 3 Phase] [Radio 1 Phase]

OK Cancel

Figura 4.24: Configuración del inversor 2

Nota: Tomado de ETAP, 2022

Por último, se debe configurar la potencia que soportará por el inversor, que para el caso se estima con un factor de 1,2 de la capacidad de entrega máxima del panel solar. Por lo tanto, según se expresa en la Figura 4.25, se debe colocar en el espacio encerrado y los otros datos se completarán de manera automática.

Inverter Editor - Inv194

DC 3.6 kW 240 V AC 0.24 kV 3.24 kVA

Rating

DC Rating

kW: 3.6 V: 240

Vmax: 110 % Vmin: 0 %

FLA: 15

Efficiency

%Load: 100 75 50 25

%Eff: 90 90 90 90

Imax: 105 %

AC Rating

kVA: 3.24 kV: 0.24 FLA: 7.794

Normal Operating Voltage

Vmin: 90 % Vmax: 110 %

%PF: 100

AC Grounding

Grounded [Checkbox] Earthing Type: IT - Individual [Dropdown] Distributed [Checkbox] Neutral [Checkbox]

OK Cancel

Figura 4.25: Configuración del inversor 3

Nota: Tomado de ETAP, 2022

Contactores

Con respecto a los contactores o switch, resulta lo más sencillo de todos, ya que con solo dar doble clic o bien con el botón derecho del mouse, está la opción de cerrar o abrir el dispositivo para conectar o no el panel como se observa en la Figura 4.18 en el punto 2. El cuadro que se despliega para realizar el cambio, es el que se aprecia en la Figura 4.26.

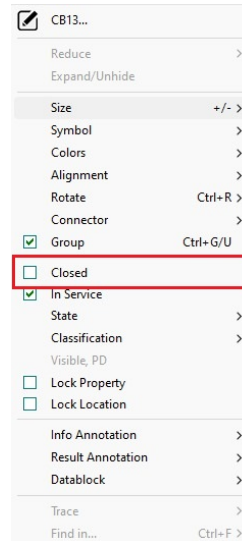


Figura 4.26: Estado del contactor

Nota: Tomado de ETAP, 2022

4.2.3. Creación de casos de estudio

Como se logra visualizar en la Figura 4.27, se debe acceder en este menú, para crear los casos de estudio, el cual funciona alterando los valores de los dispositivos (el abierto/cerrado de los contactores) que se desee.



Figura 4.27: Configuración para casos de estudio

Nota: Tomado de ETAP, 2022

Una vez dentro solo hace falta crearlos y para eso existen dos modos de realizarlo, sea creando una nueva configuración o bien copiando la base (o alguna adicional ya hecha). Con respecto a este modelo, solamente se cambió el estado de los contactores entre abierto y cerrado como se muestra en la Figura 4.28, ya que si esta abierto, se asume que los paneles solares no están conectados al circuito y, por ende, no existen, mientras que si está en cerrado, los equipos fotovoltaicos entran en funcionamiento con la red eléctrica

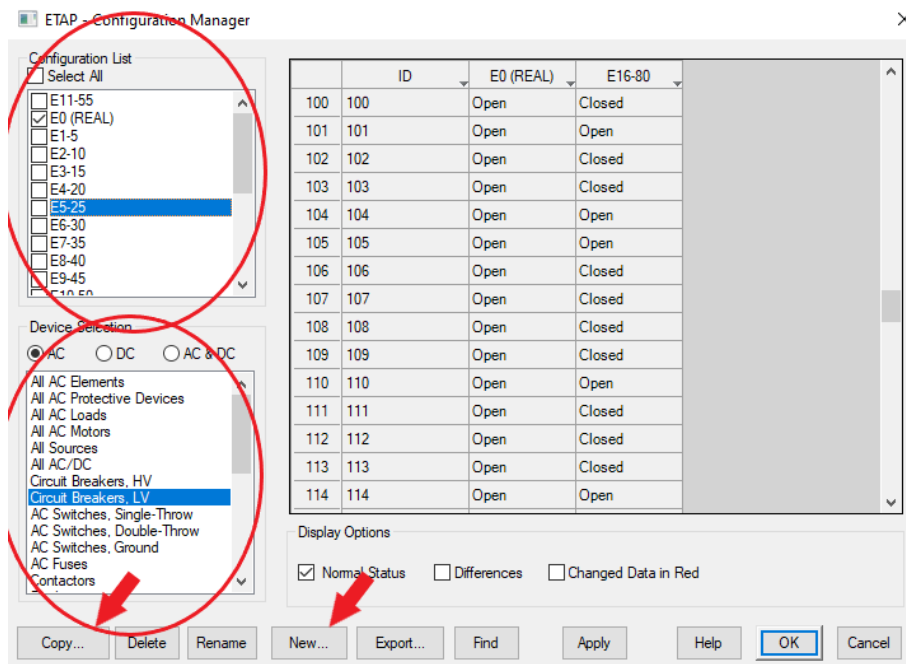


Figura 4.28: Configuración para casos de estudio

Nota: Tomado de ETAP, 2022

4.2.4. Vista general de la red

Resulta de utilidad recalcar que el modelo es sumamente grande como para mostrar el detalle de cada uno de sus componentes en este documento. Por eso se hace referencia con una vista general del circuito completo en la Figura 4.29, con el propósito de evidenciar el trabajo. De igual manera, como se comentó antes, en el Anexo A se encuentran todos esos detalles.



Figura 4.29: Vista general del circuito de estudio

Nota: Tomado de *Elaboración propia*

4.2.5. Distribución de modelado

En adición a lo visto en la sección 4.1 y los elementos estipulados en el cuadro 4.2, se agregan los nuevos equipos que tiene el sistema. Estos equipos como se menciona en una de las secciones anteriores, son dispositivos meramente hipotéticos en la red actual, pero su fin es realizar los estudios de penetración para encontrar su nivel tope.

En este caso, con tan solo saber el número de paneles solares que se van a instalar en la red especulativamente, se sabrá la cantidad de contactores e inversores que aparecerán en el modelo. A continuación, en el cuadro 4.4, se muestra la cantidad de equipos nuevos y la suma con todos los anteriores.

Dispositivo Eléctrico	Cantidad	Identificación
Dispositivos anteriores	1806	
Sistema de panel solar (3 serie 3 paralelo)	194	PVAX
Contactor (Switch)	194	N°_X_de_PVA
Inversor	194	InvX
Total elementos nuevos	582	
Total de elementos	2388	

Cuadro 4.4: Distribución de elementos en el circuito

Nota: *Elaboración propia*

4.3. Simulación de casos

A partir del conocimiento del circuito altamente modelado en el software, con la cantidad de información suficiente que permita su simulación de manera acertada, se procede a utilizar el módulo de flujo de carga en el dominio del tiempo, que como se explicó antes, facilita el análisis de las cargas y paneles, con intervalos de 15 minutos. En este apartado, se describirá el proceso para configurar las simulaciones y cuáles partes se analizaron del circuito. Además, se busca responder a la inquietud de cuánto será la capacidad máxima de penetración de GD en la red interconectada de Coopesantos R.L.

Se destaca que la red eléctrica modelada contiene todos los elementos (2388), tanto para el caso real, sin generación distribuida aun, como para los casos más extremos como el 100 %. Es decir, ETAP[®] permite al usuario crear varios escenarios a base de una sola plantilla, por lo que se colocan todos los dispositivos y a partir de lo explicado en la sección 4.2.3, se hacen simulaciones para lo que se necesite. Se tiene en cuenta que cada simulación va en pasos de 5 %, explicado aun mejor, en cada simulación se enciende el 5 % de todos los paneles de manera aleatoria (creado en Python), luego con 10 % y así sucesivamente.

Para su simulación se debió utilizar el “Time Dominian Load Flow”, así que a continuación se explica su uso:

4.3.1. Configuración

Primeramente, se requiere que el módulo se encuentra en la barra principal del software, siendo en la Figura 4.30 el ícono marcado de color celeste. Al entrar en este apartado, se puede hacer uso del estudio de flujo de carga.



Figura 4.30: Configuración para realizar simulación 1

Nota: Tomado de *Elaboración propia*

Al igual que en los elementos previos, el módulo también debe configurarse. Por ejemplo, para empezar a realizar las simulaciones, hay que dirigir al símbolo similar a una maleta que se marca en la Figura 4.31, en donde lo primero es determinar y escoger la magnitud del estudio. Y entre más numero de iteraciones, el software intentará llegar a un valor más exacto. A su vez, la precisión es la cantidad de decimales que se le desea proporcionar al sistema para llegar a ese resultado. Si bien este sistema es muy exacto, la

precisión dada es baja; sin embargo, los valores finales son altamente fiables ya que, si difiere en algo, cambia por muy poco en relación con los datos suministrados.

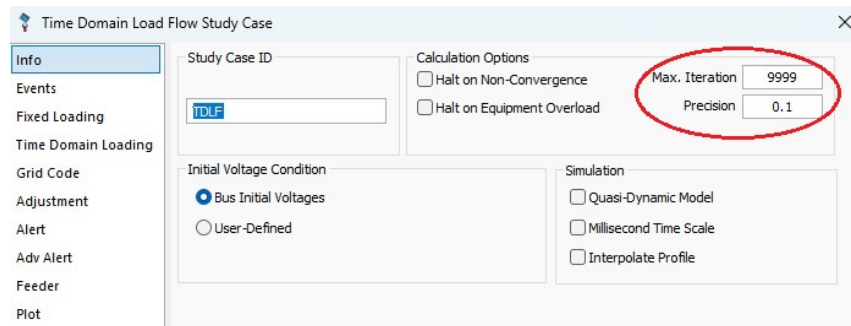


Figura 4.31: Configuración para realizar simulación 2
Nota: Tomado de ETAP, 2022

Ya configurada esa parte se le debe indicar al sistema de dónde se quiere que extraiga los datos. Los datos para este proyecto, son los archivos finales que se vieron en las secciones 3.4.5 y 3.5.3 acomodados en una carpeta específica. Entonces en la pestaña de “Time Dominion Loading”, se fijan las fechas que tienen estos archivos, recordando que en este caso es del 1 de enero del 2023 (por consenso) al 7 de enero del 2023 (datos reales corresponden del 21 de febrero al 27 del mismo mes), y también se deben escoger los datos que debe tomar de esos archivos, o sea P-Q. Para importar los datos, se selecciona el cuadro más pequeño encerrado en rojo de la Figura 4.32 y se busca la ruta en la que estén **todos** los datos analizados en el dominio del tiempo.

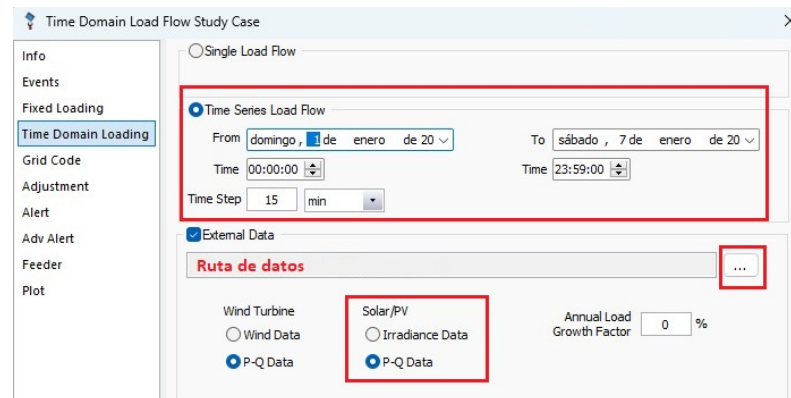


Figura 4.32: Configuración para realizar simulación 3
Nota: Elaboración propia

Por ultimo, para iniciar con la simulación se debe seleccionar que datos se desean analizar. Para esto se seleccionan las tensiones de todas las barras asociadas a las cargas y la potencia de la barra infinita, con el propósito de analizar sus comportamientos. Para ello, hay que dirigirse a la pestaña de “plot”, de la Figura 4.33.

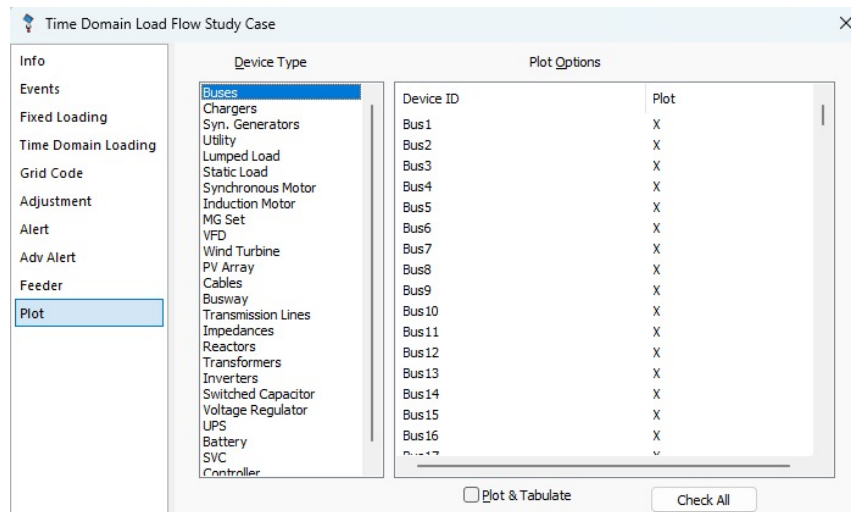


Figura 4.33: Configuración para realizar simulación 3

Nota: Tomado de ETAP, 2022

4.3.2. Resultados de la simulación

Con todos los pasos previos cumplidos, se llevaron a cabo las simulaciones correspondientes. Para el caso en cuestión, se habilitaron entre 9 y 10 sistemas de paneles por cada uno, el correspondiente 5 % del que tanto se ha hablado debido a que son casi 200 sistemas. Conforme se vayan habilitando los casos, se extraen 2 tipos de datos.

El primero referente a la tensión que se presenta en todas la barras del sistema, midiendo su tensión en p.u o porcentaje a través de 24 horas durante 7 días de la semana, considerando que la regulación a nivel país solicita y recomienda que las niveles de tensión deben de estar entre un 95 % y 105 % ,según se explica en la resolución N°070 de Costa Rica (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2015). Los resultados de estas simulaciones encuentran referencia en la Figura 4.34 (de 0 % a 20 %) y Figura 4.35 (de 25 % a 40 %), las cuales se tratarán en el análisis de resultados (Sección 4.4).

El segundo conjunto de datos que se analizaron, fueron los niveles de potencia que entrega o recibe el circuito de/a la barra infinita. En este aspecto se va a conocer si existe un excedente de energía o no en esa zona, conforme los casos aumenten. Igual que en el caso anterior, las simulaciones estarán representadas en dos figuras, siendo el caso de 0 % al 20 % en la Figura 4.36 y de 25 % a 40 % en la Figura 4.37. También se explicarán sus comportamientos en la sección 4.4.

Relación de tensiones a través del tiempo, según la penetración con fuentes fotovoltaicas

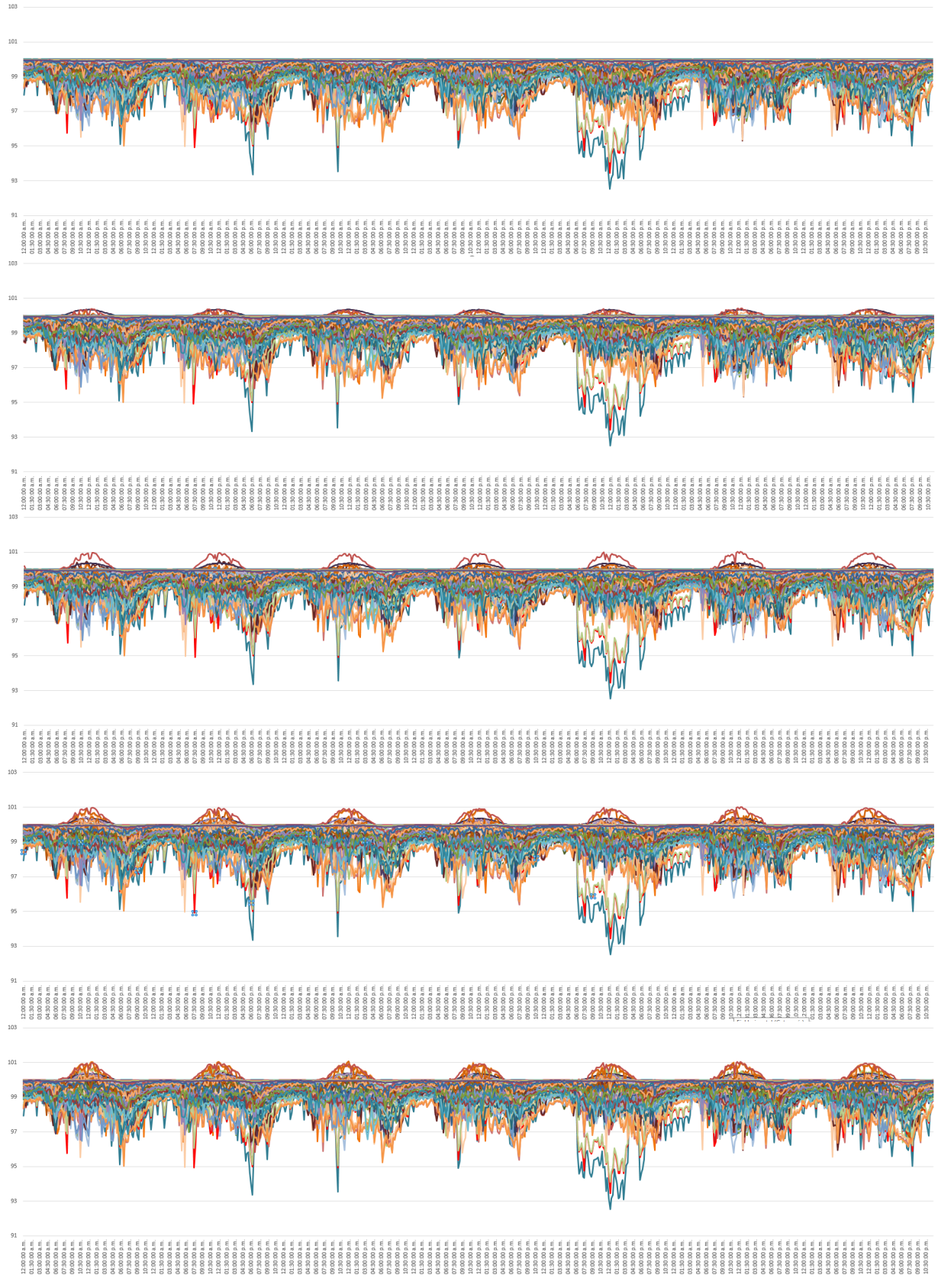
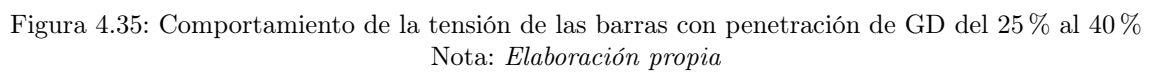


Figura 4.34: Comportamiento de la tensión de las barras con penetración de GD del 0 % al 20 %

Nota: *Elaboración propia*



Relación entre potencia entregada y recibida según Power Grid modelada

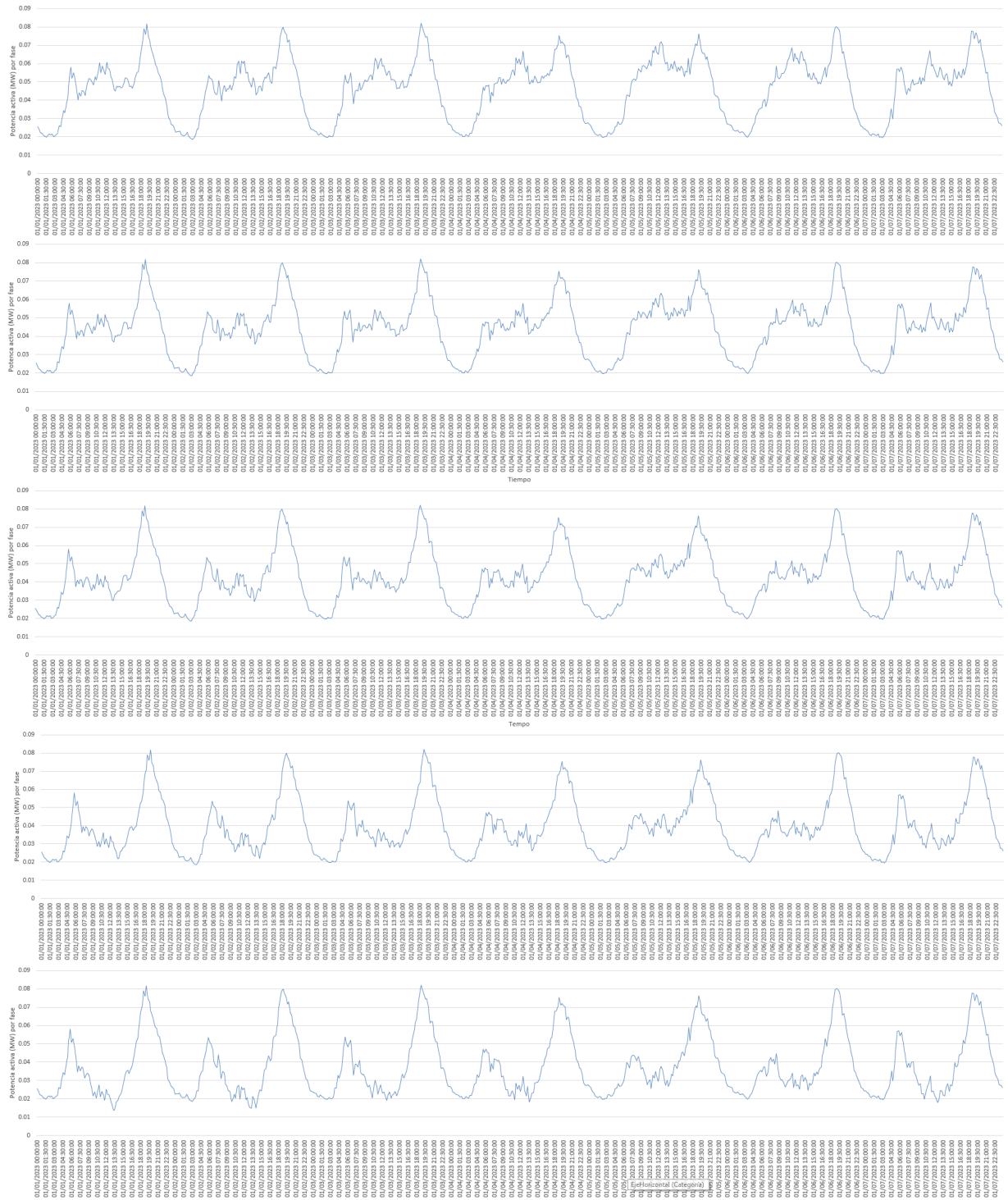


Figura 4.36: Comportamiento de potencia en el punto de entrega con penetración de GD del 0% al 20%

Nota: *Elaboración propia*

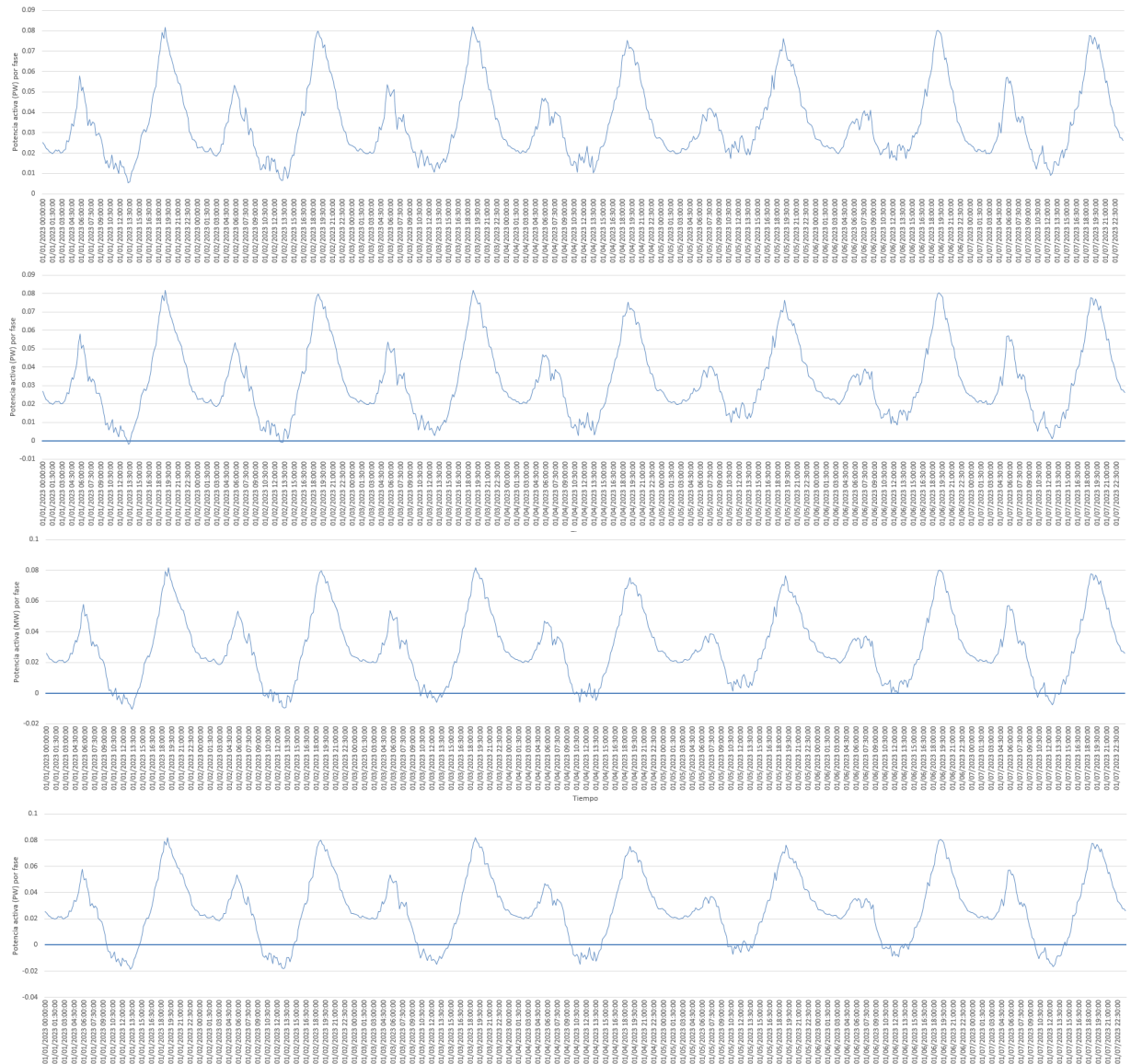


Figura 4.37: Comportamiento de potencia en el punto de entrega con penetración de GD del 25 % al 40 %

Nota: *Elaboración propia*

4.4. Análisis de resultados

Una vez examinados los gráficos correspondientes en la sección anterior, asociados a uno de los objetivos de la investigación que es analizar el flujo de potencia en el dominio del tiempo, se plantea lo que expresan y a dónde se lleva este proyecto. Además de lo citado, se hace una explicación del porqué no se logró graficar al 100 % los casos y qué implica eso en relación con la información teórica existente. Se abordan temas referentes a la carga y descarga del sistema, con respecto al porqué existen puntos en los que la potencia entregada por la Power Grid está por debajo de los 0 MW. Inclusive, se hacen estudios adicionales con la finalidad de hacer otras conclusiones interesantes para este trabajo.

Al analizar las primeras gráficas, en las que compararon las tensiones de las barras en el tiempo, durante una semana con intervalos de 15 minutos, hay que tener en cuenta que, leyendo cada gráfica hacia abajo, representan el aumento de entre 9 y 10 paneles de manera aleatoria, o sea, un aproximado de 5 % de la carga total instalada en el sistema o bien, entre 27 y 30 kWp. Cabe resaltar que para este caso nunca se llega a ese valor por el sistema de paneles activados, debido a varios factores, principalmente el climático ya que, tanto la temperatura como irradiancia afectan en este valor, siendo su valor máximo, teóricamente cuando el panel se encuentra a nivel de irradiancia de $1000W/m^2$ y una temperatura de $25^{\circ}C$, pero aún así, hay condiciones físicas del panel que pueden influir, por lo que no es realista la opción de sí generan esa potencia.

También se analiza a partir de las gráficas, que tres barras se ven con una subtensión, trabajando por debajo de los márgenes recomendados por ARESEP (95 %). Sin embargo, al no tratarse de tiempos muy prolongados, se logra mantener estable. Más adelante se hace una comparación de, modificando el valor de la generación distribuida asociada a ellas, ya que si se observa que, conforme más generación distribuida se coloque, estas se acercan a la barrera del 95 %. Esto al menos en los momentos en los que claramente existe generación de potencia por las celdas fotovoltaicas, porque en otros momentos del día se pueden ver estos picos sin modificación alguna, conforme la variable cambia.

Por otra parte, es posible ver como las curvas de tensión que se mantenían muy estables, por encima del 95 %, pero por debajo del 100 %, comienzan a producir una sobretensión permitida. En ese sentido, se mantiene en los márgenes de la ARESEP. Esto último, se puede apreciar en las Figuras 4.34 y 4.35, en las que hay movimiento por encima del 100 % a partir del primer banco de paneles colocado; inclusive se llega a un 40 % de penetración, teniendo todas las barras considerablemente por debajo del 103 %, diciendo que no existen sobretensiones en ningún momento, según el marco regulatorio nacional.

De igual manera es necesario tener en presente que al trasladar el sistema a una simulación de forma trifásica, la potencia que se observa en los gráficos se debe multiplicar por tres, debido a que en ella se toman solo la potencia de una de las tres fases y, al estar balanceado el circuito por consenso, va a ser el mismo valor en todas ellas. Por lo tanto, si se observan las gráficas de las Figuras 4.36 y 4.37, en el tercer día a las 18:45, la potencia entregada por la distribuidora es máxima conforme el estudio realizado, alrededor de 0,081902 MW, aunque en la realidad corresponde a 0,245706 MW entregada en ese momento. Este punto no cambia en relación con el nivel de generación distribuida porque según el estudio realizado, los paneles no reciben luz solar a partir de las 6 de la tarde, por lo que no producen potencia.

Otro tema interesante que se observa en las curvas de potencia, es que llega un momento en el que la generación distribuida es tanta, que entrega potencia al sistema a tal punto que en vez de barra infinita y hacer su flujo de potencia aguas abajo, lo hace aguas arriba; es decir, es ella quien más bien recibe energía. Hay que considerar que al tratarse de una cola de ramal, significa que esa energía se utilizará para lo que haya antes del recloser que se tomó como punto de partida. Específicamente, la Figura 4.37, expresa que, antes del 25 % de GD, el sistema se comporta como receptor de potencia únicamente y que, a partir del 30 % de la misma, el sistema empieza a “devolver” potencia, muy poca, pero lo hace.

Lo anterior sucede en dos de los siete días analizados. En el primero lo hace en dos momentos, a las 13:15 y a las 13:30, entregando poco más de 6 kW (2 kW por fase) y 3 kW (1 kW por fase), respectivamente y el segundo día lo hace en tres ocasiones, a las 12:45, 13:00 y 13:15, con un exceso aproximado de 0,3

kW (0,1 kW por fase), 3 kW (1 kW por fase), 2,5 kW (0,83 kW por fase). Mientras tanto en su punto más cargado (40 %), llegó a valores de 55 kW (18 kW por fase) al ser la 13:15 del primer día del estudio. Lo que se quiere indicar con “devolver” es que, es tanta la cantidad de energía producida por los paneles, que con solo su generación, se podría abastecer el sistema en esos momentos.

No obstante, a pesar de tener la simulación efectuada con datos aparentemente certeros, no se puede tomar esto al pie de la letra, ya que como se menciona según Smets, Jager, Isabella, Van Swaaij, y Zeman (2016), a pesar de que la curva de irradiancia es un método común para medir los sistemas de energía solar, debe tenerse en cuenta que puede variar de manera drástica por condiciones climáticas, factores ajenos al sistema o hasta la estación del año. Un ejemplo, puede ser tan simple como una nube pasajera tapando el sol por 15 minutos, lo que haría que el sistema fotovoltaico, no produzca con certeza lo que la curva típica calcula.

4.4.1. Barras críticas y su comportamiento

Al analizar las tensiones de las barras, es posible entrever que existen tres de ellas que no se comportan dentro de los márgenes establecidos por la ARESEP, por encima del 95 % como se explicó antes. Estas barras corresponden a un ramal en donde se especula por el nivel de consumo que posee el asociado, que es un sector que contiene un comercio del sector turístico, en el que en uno de los días de la semana (no siempre corresponde al mismo día, pero si una vez a la semana), su consumo de energía se eleva bastante, provocando que el comportamiento de las tensiones en la barra a la que está asociada y las colocadas bajo el mismo transformador, bajen mucho su valor nominal, incluso una de ellas al 93 % por unos instantes. Esto quiere decir, que desde su estado real o inicial con el 0 % de GD, sucede un caso de subtensión en la red por escasos minutos y que el transformador asociado lo soporta.

En el caso más crítico simulado (40 %), ya existen dos sistemas de paneles solares de 3 kWp cada uno, y aún así, es posible apreciar que las tensiones de estas barras siguen estando por debajo del umbral recomendado, por lo que para el análisis de este comportamiento de las barras, se hace un estudio aislado en el que se conectarán sistemas PV de la capacidad mencionada, solamente en ese sector, con el fin de encontrar el punto de estabilización de la red en todo el dominio del tiempo, en donde sea permitido por la generación solar.

A continuación, se mostrarán tres gráficas, correspondientes a la Figura 4.38, Figura 4.39 y Figura 4.40. Cada una referente a una de las barras en estudio, en las que se aplicarán diversos casos de generación, es decir, cada vez se le agregarán más. Para especificar, se cuenta con un transformador de 10 kVA, e inicialmente en el estudio del documento lo máximo que se permitiría utilizar es la capacidad máxima del transformador. Pero al tratarse de un caso particular, se hará una penetración de GD un poco más elevada para buscar el balance descrito. Para eso se analizarán los escenarios de 3 kWp, 6 kWp, 9 kWp, 12 kWp, 15kWp y 18kWp, en los que se estará sobrepasando la capacidad del transformador en un 80 %.

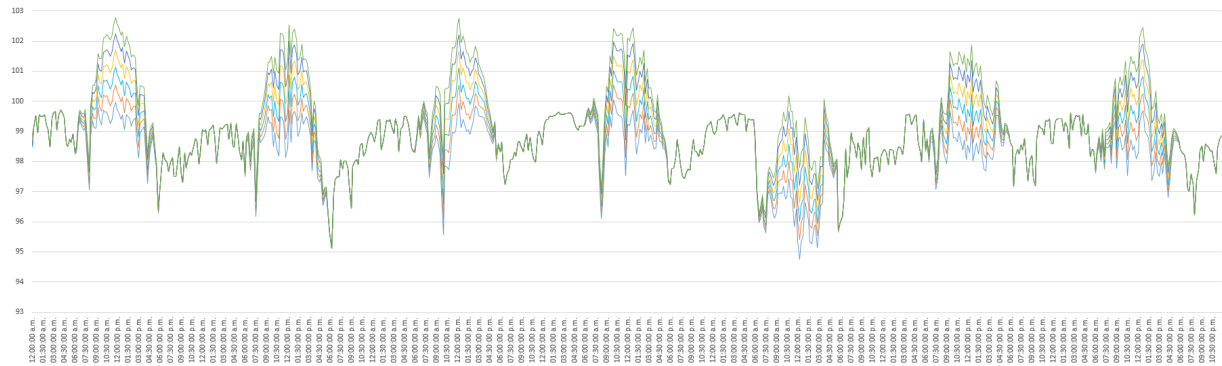


Figura 4.38: Comportamiento de tensión de la barra crítica 1 con GD de 3 kWp a 18 kWp

Nota: *Elaboración propia*

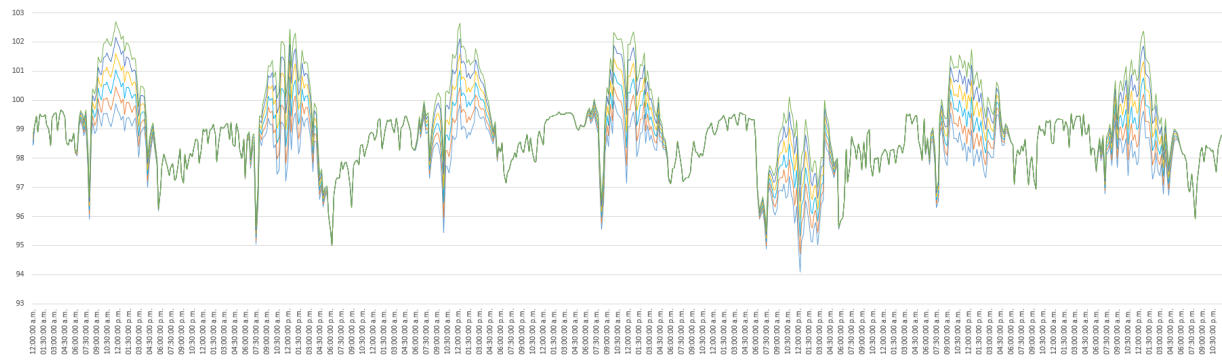


Figura 4.39: Comportamiento de tensión de la barra crítica 2 con GD de 3 kWp a 18 kWp

Nota: *Elaboración propia*

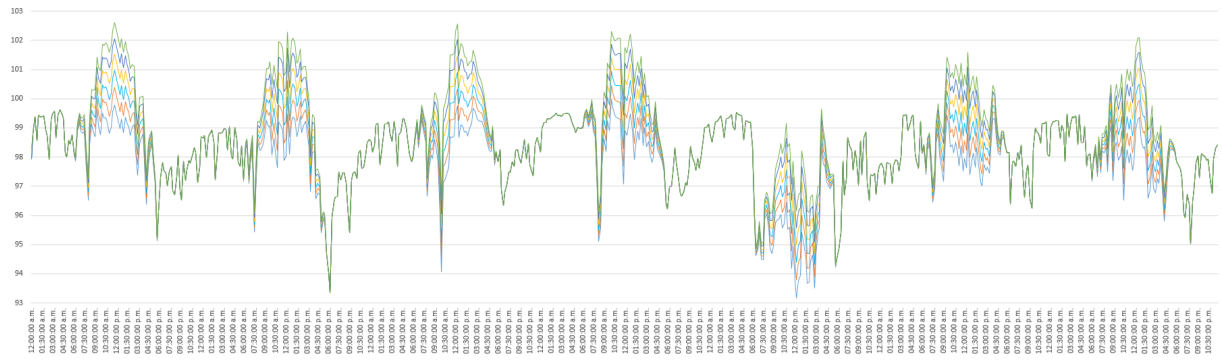


Figura 4.40: Comportamiento de tensión de la barra crítica 3 con GD de 3 kWp a 18 kWp

Nota: *Elaboración propia*

Cada una de las barras previas, presenta los seis escenarios en una sola gráfica, observándose que en la barra 1 (Figura 4.38) de este estudio, se logra estabilizar con tan solo el 30 % de la capacidad máxima del transformador. No obstante, la segunda barra (Figura 4.39) estudiada, necesita de de al menos 9 kWp, pero si se visualiza la última (Figura 4.40) en cuestión, se encuentra que ni con un 180 % de PV inyectado, logra equilibrar muchos de los puntos. Eso indica que a ciertas horas y momentos del día, la barra está en

una subtensión. Se destaca que para ninguno de los tres casos, a pesar de que se inyectó más de lo que el transformador tiene de capacidad, no se dan sobretensiones, ni siquiera en los puntos con generación que se encuentran cercanos al valor nominal en el valor real, cuando se inyecta ese 180 % de GD.

Con base en lo comentando, en que se observan subtensiones en varios momentos de la semana, debido a que la carga es suficientemente grande y la generación de potencia a partir de fuentes fotovoltaicas no es suficiente para alzar esas tensiones principalmente en la hora en las que se dan estos “picos”, se hará otro estudio en el que lo que cambiará será la capacidad del transformador a la que están ligadas las tres barras, de 10 kVA a 15 kVA.

En la Figura 4.41, se visualiza esa parte del circuito, haciendo el cambio de transformador de tensión sin agregar generación distribuida, recordando que solamente se analizan las barras críticas del sistema (Todas asociadas al mismo transformador). Mientras que en la Figura 4.42, se hará lo mismo que en la anterior, pero agregando 9 kWp de fuentes fotovoltaicas.

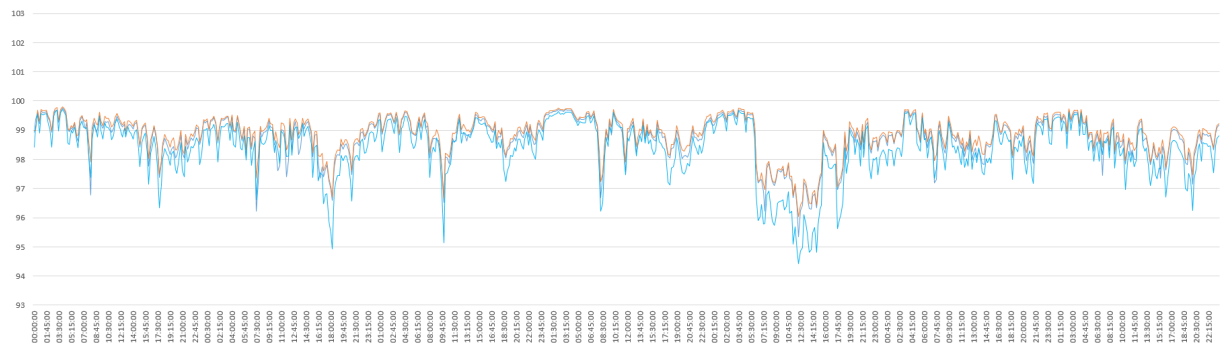


Figura 4.41: Comportamiento de tensión de barras críticas con un transformador de 15 kVA sin GD

Nota: *Elaboración propia*

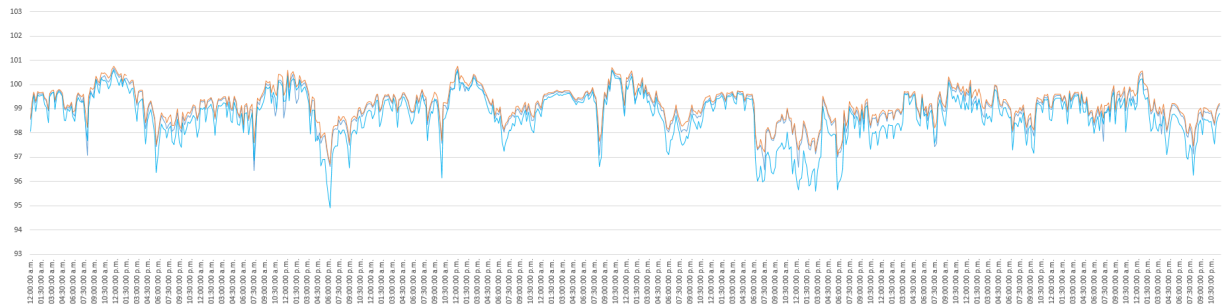


Figura 4.42: Comportamiento de tensión de barras críticas con transformador de 15 kVA y 9 kWp de GD

Nota: *Elaboración propia*

Inicialmente, se interpreta a simple vista que, el cambio de transformador por uno de más capacidad puede producir un cambio significativo a nivel de tensiones, ya que como se observa en la Figura 4.41, dos de las tres barras se regulan sin necesidad de colocar generación distribuida en el lado del secundario del transformador. Todavía así, para hacer el análisis más contundente, se colocan tres sistemas de paneles solares de acuerdo con lo estipulado con anterioridad, haciendo ver que el sistema logra estabilizarse siempre, dentro de los márgenes recomendados por la ARESEP. De este estudio ajeno a la investigación, se corrobora que para toda la red, incluido si en este caso se hace el cambio, no van a ocurrir sobretensiones del 1,05 p.u. en ningún momento, escalando a un máximo de 40 % de generación distribuida por medio de energía fotoeléctrica.

4.4.2. Nivel máximo de penetración en la red

Como se ha demostrado a lo largo del proyecto, la simulación de la cola de red de Coopesantos R.L. ha sido modelada para la simulación del 0 % hasta un 100 % de la carga total de los transformadores, en otros términos, ese 100 % equivale a la potencia que los transformadores de tensión pueden soportar en MVA. Sin embargo, no es congruente con la cantidad de simulaciones en la práctica. Esto se debe a que el sistema de modelado matemático contenido internamente en ETAP[®], así como los cálculos que realiza, han determinado que entre el 40 % y el 45 % de la penetración de paneles solares en la red simulada deja de converger. Esto indica que el sistema presenta una falla en ese punto y no permite la conexión de más sistemas fotovoltaicos asociados. La explicación detallada de este problema se proporcionará más adelante. Con respecto a lo mencionado, a grandes rasgos, se puede indicar que la red sufre un desbalance entre las potencias y las tensiones, lo que provoca una desconexión del sistema.

Para un contexto de lo que se presenta en este apartado, es necesario destacar que el nivel máximo de penetración en la red, según varios estudios, se refiere a la cantidad máxima de energía generada por la tecnología solar que puede integrarse de manera confiable y eficiente en los sistemas de distribución eléctrica existentes, sin causar fluctuaciones de tensión o inestabilidad en el sistema interconectado.

Se pueden citar diversos estudios que tratan el límite de la penetración de paneles solares en la red eléctrica, pero en todos los casos este valor varía. Por ejemplo, al comienzo se tiene que delimitar la manera de analizar los datos, es decir, en qué nivel de tensión está siendo simulado la incorporación de energía y el tipo de generación distribuida que se utiliza. En este caso se basó en sistemas PV. y como se planteó en los apartados anteriores, los paneles fotovoltaicos irán del lado del secundario del transformador. Por lo tanto, se incorpora energía o potencia a baja tensión, a 240 V por lo que en las referencias a otros casos que se analizarán, se especificará en qué nivel de tensión se encuentra para evitar confusiones y evaluar algunas diferencias luego entre los sistemas.

En primera instancia, se encuentra el caso de Vera Silva (2020), que señala que en un estudio realizado en la ciudad de Bogotá, Colombia, en una simulación de mil días, con la utilización de generación distribuida en media tensión de la red del sistema eléctrico de la ciudad, se concluyó que el límite de la penetración de la red con GD es este 30 %. Un valor bastante acertado para la comunidad de ingeniería eléctrica, porque sus asociados, generalmente proponen un número entre el 10 % y el 30 % para sistemas de alta tensión (transmisión) o media tensión (distribución).

No obstante, al enfocarse en un caso similar al sistema estudiado, o sea en baja tensión, se puede encontrar un sinfín de resultados, ya que todo depende de la constitución de la red, los equipos y las cargas asociadas. Un caso interesante es el que menciona Cobben, Gaiddon, y Laukamp (2008), el cual, en su artículo de un estudio que hace de una red de Alemania y Países Bajos, en donde con su incorporación de paneles solares supera por mucho el umbral de los 30 % del ejemplo anterior, pero con la diferencia de que este sí se genera en nivel de baja tensión, teniendo en cada una de ellas, una penetración de más del 80 % de fuente fotovoltaicas, con relación a la potencia máxima de los transformadores, siendo entonces similar al estudiado en este trabajo.

Adicionalmente, se pueden hallar estudios como el de Thomson y Infield (2007), el cual también hace su análisis determinando su nivel máximo de GD con respecto a la potencia máxima de los transformadores, dando un valor bastante bajo en comparación a la anterior, que también es de baja tensión. El nivel de penetración en la red estudiada en ese estudio, fue de tan solo el 33 %. Como se ha logrado observar, se están brindando datos puntuales, sin un rango. Sin embargo, el estudio promovido por Pukhrem, Basu, Conlon, y Sunderland (2017) habla de un rango en el que la red se desbalancea con respecto a la tensión, produciendo sobretensiones que según el autor, llegan a superar hasta el 10 % de su valor nominal, asegurando que este efecto podría ser perjudicial para la red eléctrica y verse afectada también la seguridad de sus usuarios.

Hay que tener en consideración que los datos analizados por los diferentes autores, se realizaron haciendo el estudio de penetración de GD con respecto a la capacidad máxima de los transformadores, igual que en esta investigación. Pero si se compara con la diversa información que relaciona a las redes

de media o alta tensión en las que el 30 % de la penetración que ya hace que el sistema falle (se sature), suele ser más variable e incluso más alta. Esta última idea hace pensar que, en sistemas de baja tensión el valor de esta penetración de fuentes de generación distribuida, depende más de la composición de la red, señálese cables, calibres de conductor y otros, que los de un estudio realizado por otros entes. Dicho eso, lo más adecuado para analizar el límite óptimo de penetración de GD de una red de distribución de baja tensión, es estudiar el caso particular y no hacer especulaciones de un valor posible, por lo antes mencionado.

Otros estudios, como el caso de Kabiri, Holmes, y McGrath (2014), efectúan las mismas simulaciones tratando de encontrar el nivel máximo, pero el porcentaje de penetración lo obtuvieron con respecto a la carga que demanda el sistema de la red completa, siendo el primero el que lleva a cabo un estudio de 4 casos distintos, en donde el límite de uno de ellos es de 40 %; en otro del 20 %; el tercero de 30 % y, el último, entre el 12 % y 14 %. Así como en los anteriores casos, se deja ver que existen múltiples formas de encontrar el límite de penetración máxima en la red.

Al tomar en cuenta los estudios realizados por otros autores, se deja claro que el límite de los circuitos en baja tensión con penetración de GD, es realmente relativo, en vista que no depende tanto de la cantidad de paneles colocados, sino de distintos factores como menciona Aziz y Ketjoy (2017). Entre los aspectos que describe, pueden estar los perfiles de carga, perfiles de generación, configuración de la red, temperatura y otros factores. De hecho, en sus artículos, relata que entre más caluroso sea el clima, podría verse más beneficiado, debido a la irradiancia y alta efectividad del sistema de paneles solares. En consecuencia, de todo lo analizado en los casos de los otros autores y el del presente, se puede establecer que el rango de penetración de GD, específicamente con sistemas PV, del 40 % al 45 % está entre lo normal, tomando en cuenta los supuestos del caso de estudio.

4.4.3. Causa de falla

De acuerdo con el tema del modelo propuesto, se hizo su diseño con el objetivo de permitir una capacidad de transformación de hasta el 100 % mediante paneles solares, pero no se logró alcanzar ese parámetro. Esto indica la presencia de algún fallo en la red de estudio, ya que la simulación no converge cuando se alcanza el 45 % de la capacidad total. Este escenario sugiere un desequilibrio en la potencia y las tensiones del sistema, lo que genera inestabilidad y problemas que impiden su correcto funcionamiento en condiciones adecuadas.

Para poner en contexto de que trata el término, el balance de la potencia se refiere a que la potencia que se genera o se entrega, es consumida de la misma manera por elementos con alguna resistencia. Por ejemplo, si un elemento necesita $3W$ para funcionar y la fuente proporciona $3V$, el sistema se equilibra haciendo que la corriente sea $1A$. Esto según cursos básicos de electricidad y electrónica, en los que se aplica la siguiente fórmula $V = I * R$. Por ende, si esto no se cumple, el sistema llegará a contar con fluctuaciones de tensión, frecuencia, corrientes u otros factores nocivos para la red.

En ese orden de ideas, el sistema de simulación al no converger, incluso cambiando los nuevos paneles a colocar (comprobación de que no es un problema de modelado) del 40 % al 45 %, se puede tomar como base de que el sistema de la red presenta un desequilibrio de potencia por tensión, siendo que para el análisis de flujo de potencia el conjunto de generación a partir de PV, más las cargas asociadas al sistema y las pérdidas de tensión ocurridas en ese nivel de GD, hacen que el sistema no pueda converger y falle.

Si esta es la situación, es necesario considerar algunas de las posibles razones por las cuales el sistema presenta un desequilibrio que impide el funcionamiento adecuado de la red de distribución. Una de estas razones podría ser el desequilibrio en la estabilidad del ángulo, es decir, la incapacidad de mantener un equilibrio adecuado con las máquinas síncronas. Otro factor sería la inestabilidad de la frecuencia, que se refiere a la dificultad de mantener un equilibrio en la potencia activa del sistema en relación con la generación y las cargas. Por último, la estabilidad del voltaje también puede verse afectada, lo cual implica la dificultad de mantener los niveles de tensión dentro de los umbrales correctos (Arenas,

Mediavilla, Garcia, y Garces, 2013). Considerando lo descrito por el autor, lo más razonable es analizar que el problema está derivado de un desbalance de frecuencia, pero esto último se sale de los objetivos de la investigación realizada.

Entre las opciones para que el sistema se desestabilice, existen causas que se muestran a continuación:

- Potencia reactiva muy alta.
- Muchas pérdidas de tensión.
- Baja o alta frecuencia.

Capítulo 5

Análisis económico

Este apartado se hace énfasis en cumplir con el tercer objetivo de este informe, que trata acerca del poder adquisitivo lo que podrá impactar de manera positiva o negativa en la empresa distribuidora de energía. Para concretarlo de manera eficiente, se utilizaron las tarifas reguladas por la ARESEP del mes de mayo del 2023, considerando que Coopesantos R.L. compra aproximadamente el 30 % del total de la energía al ICE, ya que el otro 70 % se lo distribuyen entre el PELS (Parque Eólico Los Santos) y la parte correspondiente de Coneléctricas (Consortio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L.), por lo que en torno a la compra de puntas de potencia, se asumirá solamente el 30 % de su valor pico.

5.1. Situación actual

Se requiere asumir en este análisis que toda la energía que se consume en la cola del ramal, es potencia que se ahorrará Coopesantos R.L. de la compra directa hacia el ICE. Por lo tanto, los costos de potencia pico y el total de la energía suministrada mensualmente, tendrán un significado de dinero que ya no se pagará a la empresa generadora. Debido a que el caso de simulación es alusivo a una semana y se quieren mostrar datos al menos de manera mensual, se plantea el supuesto que el comportamiento de las siguientes semanas es una copia exacta de la semana estudiada, siendo se multiplican los valores diarios por 30 días o los semanales por 4,3 semanas.

Para iniciar con este estudio, se presenta el Cuadro 5.1 con los precios con los que el ICE hace la venta de los puntos mencionados.

Tarifas ICE	
Monto de potencia, por kW	
Punta	₡ 2 499,90
Valle	₡ 2 499,90
Nocturno	No se cobra
Monto de energía, por kW	
Punta	₡ 46,52
Valle	₡ 38,11
Nocturno	₡ 32,60

Cuadro 5.1: Tarifas ICE para la venta de energía y potencia a las compañías distribuidoras
Nota: *Elaboración propia*

Una vez que se conocen los precios que el ente generador pone a disposición para la venta de su energía

a las demás empresas que la distribuyen, se procede a calcular la energía consumida en el caso real, visto en la primera ilustración de la Figura 4.36. Acá al ser un valor semanal, se multiplica por el valor antes citado y se obtiene la proyección mensual. Además, para hacer el estudio correctamente, se hizo el desglose correspondiente de las horas en que la potencia es consumida, separándolo entre valle, punta y noche, pero recordando que estos periodos se distribuyen de la siguiente manera:

- **Punta:** 10:01 a 12:30, 17:31 a 20:00.
- **Valle:** 6:01 a 10:00, 12:31 a 17:30.
- **Nocturno:** 20:01 a 6:00 día siguiente.

Con las aseveraciones previas, y haciendo un calculo mensual, se pueden establecer cuáles son los gastos que tiene la empresa por la compra de esa electricidad, tanto por temas de potencia máxima, como por energía que se le vende. Esta información referente a costos por energía se encuentran en el Cuadro 5.2, mientras que por temas de potencia, se encuentran en el Cuadro 5.3.

	Energía semanal kWh	Energía Mensual kWh	Costo por kWh	Costo mensual	
				₡	\$
Punta	6908	29703	₡ 46.52	₡ 1,381,764.31	\$ 2,512.30
Valle	9685	41646	₡ 38.11	₡ 1,587,140.30	\$ 2,885.71
Nocturno	6900	29670	₡ 32.60	₡ 967,240.72	\$ 1,758.62
Total	23493	101019	-	₡ 3,936,145.34	\$ 7,156.63

Cuadro 5.2: Costos del caso real por temas de energía comprada al ICE en el circuito estudiado.

Nota: *Elaboración propia*

	Potencia pico (kW)	Costo por kW	Costo mensual al 30 %
Punta	246	₡ 2 499,90	₡ 184 272,35
Valle	209	₡ 2 499,90	₡ 156 956,87
Nocturno	204	₡ -	₡ -
Total			₡ 341 229,23

Cuadro 5.3: Costos del caso real por temas de potencia comprada al ICE en el circuito estudiado.

Nota: *Elaboración propia*

Sin perder de vista la manera en la que hace la facturación del servicio en costos por compra de energía, también se debe hacer un desglose para conocer cuál es el ingreso a Coopesantos R.L. por parte de los abonados. Derivado de que no se puede saber a ciencia cierta cuál es el consumo en términos monetarios de una semana en una sección del circuito, se efectúa un promedio de la potencia total del sistema mensual, por la tarifa intermedia de venta de energía por parte de Coopesantos R.L., siendo esta de 80,71 colones. Así se puede expresar cómo se hace el calculo de cuánto recibe esta entidad por medio de los abonados de ese circuito en su versión real a continuación:

$$\text{Consumo promedio por abonado} = \frac{101019 kWh}{635}$$

$$\text{Consumo promedio por abonado} = 159,1 \frac{kWh}{abonado}$$

$$\text{Ingresos aproximados del circuito} = 159,1 \cdot 80,71$$

$$\text{Ingresos aproximados del circuito} = 8153230 \text{ colones}$$

5.2. Panorama ante la implementación de paneles solares

Al igual que en el caso real, a excepción del paso de ver los ingresos monetarios del circuito, se hacen cálculos para cada uno de los casos, desde el 5 % al 40 %, obteniendo los costos de energía y potencia asociados a cada uno, que en el horario punta nunca baja, debido a que ese máximo se produce fuera de la zona de irradiancia solar.

De seguido, se asumió que la generación por medio de paneles solares está siendo utilizada para cubrir la energía consumida de los abonados al 100 %, es decir, que la potencia generada por la tecnología de GD rebajará la cuota como si este fuera un cliente. Esto implica que será energía que tampoco se le pagará al ICE, por lo que este es otro margen de ganancia para Coopesantos R.L. Luego, en el Cuadro 5.4, se aprecia un resumen de lo que aproximadamente la compañía dejaría de percibir por cada sistema de paneles solares de 3 kWp instalado, considerando que produce una cantidad de energía diaria de 18,08 kWh y eso multiplicado por 30 días, que da un total de 542,53 kWh.

Tarifa residencial			
Bloque	Tarifa	Energía PVA	Precio
Bloque 0-40 kWh	₡ 3027	40,0	₡ 3 027,00
Bloque 41-200 kWh	₡ 80,71	160,0	₡ 12 913,60
Bloque +200 kWh	₡ 130,62	342,5	₡ 44 741,78
	Total	542,5	₡ 60 682,38

Cuadro 5.4: Perdidas que tendría Coopesantos R.L. por cada sistema de paneles solares 3 kWp

Nota: *Elaboración propia*

Ahora bien, se pierde toda esta energía que no está siendo consumida por los abonados, pero se pueden ahorrar unos cuantos colones si esta se comprara al ICE. En consecuencia, se hace un desglose en el Cuadro 5.5, asumiendo que toda esta energía de cada panel no se paga en costo de energía ni tampoco el costo por su transmisión:

	Energía Mensual (kWh)	Costo por kWh	Costo mensual
Punta	198,5	₡ 49,48	₡ 9 819,32
Valle	342,9	₡ 40,54	₡ 13 900,49
Nocturno	1,2	₡ 34,67	₡ 41,62
Transmisión	592.53	₡ 11,46	₡ 6054,68
	Total		₡ 29 816,10

Cuadro 5.5: Ganancias por no comprar la energía al ICE que produce cada sistema de 3 kWp

Nota: *Elaboración propia*

Así las cosas es primordial que los costos de este análisis queden expresados en una moneda cuyo entendimiento sea muy general, de modo que todo lo anterior se mostrará en términos de dólares estadounidenses (\$). El tipo de cambio a utilizar es referente al miércoles 15 de marzo de 2023 (550 colones) en condición de venta del Banco Nacional de Costa Rica, porque Coopesantos R.L. mantiene relaciones comerciales con dicho banco. Por consiguiente, se mostrará en el Cuadro 5.6, la conversión de moneda de lo recolectado anteriormente, tanto en dólares como en colones.

Moneda	Ingreso que se dejaría de captar por sistema PVA de 3 kWp	Costos por energía que se dejarían de pagar al ICE por venta de energía	Costo de potencia de caso real
Colones	₡ 60 682,38	₡ 29 816,10	₡ 341 229,23
USD	\$ 110,33	\$ 54,21	\$ 620,42

Cuadro 5.6: Tabla resumen con el tipo de cambio en dólares.

Nota: *Elaboración propia*

En relación con lo previamente visto, se observa en el Cuadro 5.7 con todos las disminuciones de costos e ingresos que se reflejan tanto en el caso real, como en las posibles casos de simulación, con el fin de poder percibir el coste de oportunidad (dinero que deja de percibir la empresa o por defecto recibe) que existe.

Escenario	Cantidad de PV en la red	Energía (kWh)	Disminución en Ingresos	Disminución en Costos de Energía		Costos de oportunidad
E. 0 %	0	0	-	-	-	-
E.5 %	10	5425	\$ 1,103.32	\$ 542.11	\$ 32.53	\$ -528.68
E. 10 %	20	10851	\$ 2,206.63	\$ 1,084.22	\$ 36.08	\$ -1,086.33
E. 15 %	29	15733	\$ 3,199.62	\$ 1,572.12	\$ 40.03	\$ -1,587.46
E. 20 %	39	21159	\$ 4,302.93	\$ 2,114.23	\$ 43.98	\$ -2,144.72
E. 25 %	49	26584	\$ 5,406.25	\$ 2,656.34	\$ 47.93	\$ -2,701.97
E. 30 %	59	32010	\$ 6,509.56	\$ 3,198.45	\$ 51.48	\$ -3,259.63
E. 35 %	69	37435	\$ 7,612.88	\$ 3,740.57	\$ 55.43	\$ -3,816.89
E. 40 %	78	42318	\$ 8,605.86	\$ 4,228.47	\$ 59.38	\$ -4,318.02
E. 45 %	Fallo de sistema					

Cuadro 5.7: Comportamiento financiero por penetración de paneles PV

Nota: *Elaboración propia*

Como se planteó en el Cuadro 5.7, la introducción de estos sistemas a la red, implica para la cooperativa un problema financiero, ya que conforme vaya creciendo su penetración, va a dejar de percibir grandes sumas de dinero. En el caso se puede citar que hay una pérdida 529 USD con tan solo el primer escenario, es decir del 5 % de la capacidad completa de los transformadores. Aunque llega a tener un balance negativo de inclusive más de 4000 USD, en su escenario más extremo. Para poner estos números en contexto, sobre si es significativo para la empresa o no, se ofrece el Cuadro 5.8 que compara los ingresos que recibe la empresa en cada uno de los casos, y se le restan los costos de energía y de potencia que provienen del ICE, para obtener el margen de operación con el que las empresas se sustentan.

	Ingreso	Costo de Energía	Costo de Potencia	Margen de Operación	Porcentaje en pérdidas
E. 0 %	\$14 824,06	\$7 156,63	\$620,42	\$7 047,01	0,00 %
E. 5 %	\$13 720,74	\$6 614,52	\$587,89	\$6 518,33	7,50 %
E. 10 %	\$12 617,42	\$6 072,41	\$584,33	\$5 960,68	15,42 %
E. 15 %	\$11 624,44	\$5 584,51	\$580,38	\$5 459,55	22,53 %
E. 20 %	\$10 521,12	\$5 042,40	\$576,43	\$4 902,29	30,43 %
E. 25 %	\$9 417,81	\$4 500,28	\$572,49	\$4 345,04	38,34 %
E. 30 %	\$8 314,49	\$3 958,17	\$568,93	\$3 787,39	46,26 %
E. 35 %	\$7 211,18	\$3 416,06	\$564,99	\$3 230,13	54,16 %
E. 40 %	\$6 218,19	\$2 928,16	\$561,04	\$2 728,99	61,27 %
E. 45 %	Fallo del sistema				

Cuadro 5.8: Margen de operación con relación a la penetración de GD

Nota: *Elaboración propia*

Visto el Cuadro 5.8, se puede percibir que las pérdidas financieras para Coopesantos R.L., conforme avanza la penetración de la red en este ramal, se vuelven muy elevadas. Tanto así que, los ingresos a la cooperativa por cada 5 % en paneles solares que se coloquen, se pierde entre un 7,1 % y un 7,9 % de los ingresos netos actuales.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

En este trabajo de investigación se planteó como principal objetivo estudiar el comportamiento de una red de distribución en 19.9 kV, para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en Coopesantos, R.L., mediante la aplicación de la Ley 10086. Como primer paso en su cumplimiento se desarrolló un modelo de una red de distribución de 19.9 kV que contempló todos los elementos, tanto del primario como el secundario, para la simulación de la penetración de recursos distribuidos utilizando el software ETAP 22.0.2.

En la realización del modelo, empleando el software ETAP, se encontraron una serie de ventajas. En primera instancia, el software tiene una interfaz amigable con el usuario lo que permite que el uso sea muy intuitivo. Esto se debe a que, para implementar los análisis requeridos, basta configurar los distintos módulos de trabajo e ir armando el modelo gráficamente. Lo anterior, resulta conveniente, ya que al no tener que utilizar código, el planteamiento del modelo se vuelve más rápido y eficiente. Además, el software cuenta con todos los elementos de un circuito de distribución eléctrica convencional tales como barra infinita o generador, línea primaria, transformadores, líneas secundarias, cargas y acometidas. Posee además elementos de generación distribuida, como por ejemplo, las celdas fotovoltaicas empleadas en este modelo.

Ahora bien, una vez planteada la estructura del modelo con los elementos correspondientes, se procedió a establecer escenarios de integración de recursos distribuidos, a partir de generación solar para la determinación de las capacidades y límites en la red de distribución, mediante un análisis de flujo de potencia y tensión. En este punto, es importante recalcar la flexibilidad que tiene ETAP para modificar el modelo inicial e ir generando los distintos escenarios de simulación. Dicho aspecto resultó bastante apropiado, porque se establecieron 21 escenarios distintos, en los que fue posible detectar que la generación distribuida fue admitida en nueve de ellos.

En esta misma línea, se alcanzaron hallazgos relevantes a partir de las simulaciones. Entre ellos, se puede destacar que antes del 25 % de generación distribuida en el sistema, no hay excedentes de potencia; mientras que a partir del 30 % de la penetración, en ciertos puntos del sistema, se empieza a producir más potencia de la que se consume. Sin embargo, esos excedentes podrían ser utilizados para otros ramales, provocando una disminución de los costos de energía como se señala en el capítulo de análisis financiero.

Además, otro aspecto a ponderar es que se encontró que hay tres barras críticas que poseen subtensiones por debajo de los límites establecidos por la ARESEP, desde su caso real (0 %) hasta el valor máximo de penetración simulado (40 %). Una de las hipótesis que se puede plasmar, es que en la zona donde está el transformador que alimenta estas tres barras, existe un hotel que en uno de sus días consume mucha energía y genera subtensiones en la red. Haciendo un análisis aislado, se intenta compensar la subtensión

con generación distribuida, pero ni sobrecargando un 180 % la capacidad del transformador se logra. No obstante, si se cambiara el transformador por uno de mayor capacidad (15 kVA), este lograría regular las tensiones en el margen permitido.

Aunado a lo descrito y respondiendo al objetivo principal de la investigación, se halla el punto crítico del sistema, el cual consiste en el momento cuando la red no soporta más la integración de tecnología fotovoltaica y genera un punto de desequilibrio en la red. Este punto ocurre en el rango de 40 % a 45 % de la integración, debido a que la simulación deja de converger, sabiendo que ETAP[®] comprueba que el sistema ha fallado. No obstante, el motivo de falla no es concluyente en esta investigación, gracias a que por flujo de potencia, en cual se encuentra enfocado, no parece haber un problema real con las tensiones. Pero una posible causa puede ser a partir de un desequilibrio de frecuencia, aunque este tema está fuera de los objetivos del estudio.

Una vez llevados a cabo los estudios correspondientes y habiendo determinado el punto crítico del ramal de la red eléctrica, es relevante exponer de los términos económicos que pueden presentarse en el ente distribuidor de energía. Para esos fines es relevante acotar que se comienza con un valor aproximado de venta de electricidad a los clientes de más de 14 500 USD, que a su vez dejan un margen de operación de casi el 50 % para mantener el servicio en pie. En esto hay que recordar que la electricidad es un servicio con el cual no se debe lucrar y, por tanto, los ingresos percibidos solo se deben destinar al pago de planilla y mantenimiento de la red. Aunque al agregar esta tecnología a la red, se empiezan a percibir pérdidas importantes, siendo tal el caso que con un 40 % de penetración fotovoltaica, se pasa a tener menos de 3000 dólares en los ingresos.

En síntesis, este estudio evidenció que algunas de las repercusiones de la implementación de paneles solares pueden llegar a ser negativas. En este punto es importante establecer que uno de los propósitos de la Ley 10086 es incentivar a la ciudadanía a colocar generadores de fuentes renovables con el propósito que se reduzcan sus costos en el recibo de electricidad, obtener un incentivo por lo que no consume y contribuir con la disminución de la huella de carbono. No obstante, si la empresa no logra mantener el margen de operación, requerirá realizar ajustes que a la larga se pueden traducir en una disminución de la calidad del servicio. Por esos motivos, resulta de vital importancia que la ARESEP logre regular los precios, de tal forma que las empresas distribuidoras puedan mantener el margen de operación y los usuarios perciban los beneficios de contar con paneles solares en sus residencias.

6.2. Recomendaciones

Como primer recomendación, dado que no se ha logrado determinar con certeza la causa exacta del porqué el sistema eléctrico colapsa, ya que no parece estar relacionada con problemas de tensión, es imprescindible llevar a cabo estudios adicionales que permitan identificarla. Una sugerencia válida sería realizar un estudio de análisis de frecuencias, que podría eventualmente descubrir la causa de este desequilibrio en el sistema. Eso sí, debe manejarse bajo las mismas circunstancias de este análisis, debido a que cada sistema es diferente.

Es una prioridad que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) maneje adecuadamente el costo de la regulación que implicará la compra de los excedentes de energía a los abonados por parte de la compañía. En este sentido, se recomienda a esta entidad, un ajuste crucial estableciendo el valor en el que se realizará dicho trámite, ya que fuera muy alto, podría no resultar rentable para la compañía. El equilibrio entre abonado/cooperativa, debe ser tal que, ninguna de las dos partes se vea en condiciones de invertir más dinero que el requerido.

Si se quisiera en un futuro saber cuál es la capacidad en algún otro ramal o circuito, es necesario llevar a cabo estudios en la zona a considerar, ya que no es seguro tomar este como referencia, debido a que, tal como han mencionado varios expertos, hay diversos factores que pueden influir en la capacidad máxima de penetración en la red. Estos estudios permitirían identificar y comprender mejor estos factores, ya sea aquellos que incrementan o disminuyen la capacidad de la red.

A Coopesantos R.L., se le recomienda realizar un análisis específico del transformador asociado a las barras críticas. Es posible que dicho transformador esté experimentando altos niveles de pérdida de energía o que las tensiones estén fuera del margen permitido. Para mayor precisión, se sugiere considerar un cambio en la capacidad del transformador con el objetivo de evitar caídas inoportunas de voltaje y asegurar un funcionamiento más eficiente del sistema. La recomendación se brinda ya que en el estudio aislado efectuado, parece tener un mejor resultado.

Hay que recordar que para cumplir con la metodología que plantea la Ley 10086, es necesario de más investigaciones, para mencionar algunas, las de análisis de corto circuito, coordinación de protecciones, armónicos y el ya citado de frecuencias, entre otros. Es por lo anterior, que se invita a la empresa a realizar estos estudios como una continuación del proyecto realizado, o bien hacerlo en una región con más trascendencia. De cualquier manera, llevarlos a cabo va a promover un nivel más alto de confiabilidad en el sistema de la red.

Es rescatable lo que ha venido haciendo Coopesantos R.L. entorno a la depuración y actualización de los datos, en vista de que al mantener la información de todos los dispositivos de la red en una base de datos y la incorporación de medidores inteligentes, que permiten tener acceso a los consumos y otros datos al alcance de la mano, aumenta a gran escala la fiabilidad de que el sistema sea bastante certero. En resumen, se recomienda para futuros proyectos utilizar los datos más cercanos a la realidad, para alcanzar un resultado con ese nivel de significancia.

En este caso en específico, el que la generación distribuida genere más de lo que consume en ciertos momentos del estudio, no afecta tanto porque se considera que la energía es aprovechada, por lo que está antes de la barra infinita, con suposiciones de que en esa parte del circuito no afecta. Más sin embargo, si ese no es el caso y las líneas en perspectiva están también saturadas, se podrían hallar problemas. Por esa razón, se requieren informes que garanticen que no existan fallas por trasiego de potencia entre dos o más circuitos, o bien entre un ramal y la subestación.

Es de utilidad considerar que el circuito estudiado es monofásico, pero por temas de licencia y no poder integrar paneles solares en la configuración descrita, el modelo tuvo que hacerse como si fuese trifásico balanceado. Ese mismo detalle implica que los resultados de potencia y de tensión, sufran ciertas modificaciones, conforme se analiza en la sección 4.1.3. Entre esas modificaciones destaca que en los resultados de potencia, se refleja una sola fase (del supuesto sistema trifásico), lo que significa que para ver su resultado real, se deba multiplicar por tres el resultado de una fase. Es importante recapitular esos aspectos, para estar consientes de los resultados.

Por último, incorporar generación distribuida distinta a los paneles solares, es fundamental para conocer tanto su funcionamiento como su comportamiento. La ventaja que se presenta acá, es que el software utilizado, proporciona la opción de modelar otras fuentes. De hecho, en el modelo completo que se observa en el anexo A, se dejó una prevista para incorporar sistemas de carga para vehículos eléctricos, para así en un futuro, cuando la tecnología se difunda más en la zona, ver el comportamiento de la red descrita.

Referencias

- APPA Renovables. (2021). *Renovables en el mundo y en europa*. <https://www.appa.es/energias-renovables/renovables-en-el-mundo-y-en-europa/>. ([Accedido el 26 de abril de 2023])
- Arafa, M., y Said, E.-S. S. (2019, 03). A different visions for uninterruptible load using hybrid solar-grid energy. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)*, 10, 381. doi: 10.11591/ijpeds.v10.i1.pp381-387
- Arenas, A., Mediavilla, P., Garcia, F., y Garces, P. (2013). Estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia con generación renovable. *Organ. Latinoam. Energía*, 1–28.
- Argentaria, B. B. V. (2022). *Energía minieólica: Una alternativa para el pequeño consumidor*. Descargado de <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/energia-minieolica-una-alternativa-para-el-pequeno-consumidor/>
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (14 de setiembre de 2015). *Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla (decreto no. 39220-minae)*. La Gaceta. Descargado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=80310&nValor3=134428¶m2=1&strTipM=TC&lResultado=2&strSim=simp
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (8 de diciembre de 2021). *Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables (ley no. 10086)*. La Gaceta. Descargado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96064
- Asensio Gómez, P. (2020). *Combinación de energía solar fotovoltaica y energía minieólica como alternativas limpias para el parcial abastecimiento de una vivienda* (Proyecto Fin de Máster Ingeniería Industrial). Universidad de Sevilla.
- Asociación Costarricense de Energía Solar [ACESOLAR]. (2018). *¿qué es generación distribuida?* <http://www.acesolar.org/que-es-generacion-distribuida/>.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. (2015, 23 de 4). *Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión (norma técnica regulatoria ar-nt-sucal)*. Resolución 070 de 2015.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). (2023). *Of-0050-sjd-2023*. San José.
- Aziz, T., y Ketjoy, N. (2017). Pv penetration limits in low voltage networks and voltage variations. *IEEE Access*, 5, 16784–16792. doi: 10.1109/access.2017.2747086
- Canadian Solar Inc. (2016). *Maxpower cs6u-315 / 320/ 325/ 330p*. Ficha técnica. Descargado de <https://www.canadiansolar.com/na>
- Castellanos-Bustamante, R. (2014). Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia. *Ingeniería, investigación y tecnología*, 15(2), 271–286. Descargado de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-77432014000200010&lng=es&tlng=es
- Centro Nacional de Control de Electricidad [CENCE]. (2023). *Gráficos de energías del resumen de operación del SEN*. <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/paginas/PosdespachosDiarios.html?fecha=23/03/2023>. ([Consultado el 25 de abril de 2023])
- Chercca, J. (2014). *Aprovechamiento del recurso eólico y solar en la generación de energía eléctrica y la reducción de emisiones de co2 en el poblado rural la gramita de camsa*. Universidad Nacional De Ingeniería de Perú.
- Cobben, S., Gaidon, B., y Laukamp, H. (2008). Impact of photovoltaic generation on power quality in urban areas with high pv population. *Intelligent Energy Europe*.
- Colmenar Santos, A., Borge Diez, D., Collado Fernández, E., y Castro Gil, M. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*. Universidad Nacional de Educación a Distancia.
- Coopesantos R.L. (2023). *Coopesantos*. <https://www.coopesantos.com/>. (Accessed: 2022-10-23)
- EcoInventos. (2022). *Células solares fotovoltaicas: qué son y cómo funcionan*. <https://ecoinventos.com/celulas-solares-fotovoltaicas/>. (Accessed: 2023-04-25)
- ETAP. (s.f.). <https://etap.com/>.
- Etap. (2022). Windows. Irvine, California. Descargado de <https://etap.com/> (Versión de software)
- Fallas, C. (2018, 31 de enero). Más empresas generan su propia energía mediante paneles solares. *El*

- Financiero*. Descargado de <https://www.elfinancieroocr.com/negocios/mas-empresas-generan-su-propia-energia-mediante/UNAAROVEKNF3LMNHWHWS2Y7JHE/story/>
- Fundación Endesa. (s.f.). *El transformador eléctrico*. <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico>. (Recuperado el 20 de abril de 2023)
- Generatuluz. (2023). *Aerogeneradores*. <https://www.generatuluz.com/generar-electricidad/aerogeneradores/>. ([Consultado el 25 de abril de 2023])
- Global solar atlas*. (s.f.). <https://globalsolaratlas.info/>.
- Gobierno de España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *Preguntas frecuentes sobre autoconsumo*. <https://energia.gob.es/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/preguntas-frecuentes-autoconsumo.aspx?Faq=R%C3%A9gimen+econ%C3%B3mico:+venta+de+excedentes+y+mecanismo+de+compensaci%C3%B3n+simplificado>. (Recuperado 22 de octubre de 2022)
- Gómez Ramírez, G. A. (2016). Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. *Revista Tecnología en Marcha*, 29(2), 3–13.
- Grupo ICE. (2015). *Costa rica: Matriz energética un modelo sostenible, único en el mundo*. https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/8823524c-7cc7-4cef-abde-a1f06e14da0e/matriz_folleto_web2.pdf?MOD=AJPERES&CVID=18SK4gG.
- ICE. (2020, 19 febrero). *Cobertura eléctrica*. <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/electricidad/proyectos-energeticos/cobertura-electrica#:~:text=Con%20la%20informaci%C3%B3n%20disponible%20a,parte%20de%20las%20zonas%20rurales>.
- Industria Nuclear Española. (2020). *¿cómo funciona una central nuclear?* Foro Nuclear. Descargado de <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/como-funciona-una-central-nuclear/>
- Itron. (s.f.). *www.itron.com*. Descargado de <https://itron.com/>
- Kabiri, R., Holmes, D. G., y McGrath, B. (2014). Voltage regulation of lv feeders with high penetration of pv distributed generation using electronic tap changing transformers. En *2014 australasian universities power engineering conference (aupec)* (pp. 1–6). doi: 10.1109/AUPEC.2014.6966635
- Matulic, I. (2003). Introducción a los sistemas eléctricos de potencia. *Acta Nova*, 2(2), 208–215. http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1683-07892003000100005&lng=es&tlng=es. (Recuperado en 26 de octubre de 2022)
- Presidencia de Costa Rica. (2021, 8 de 12). *Firmada ley que regula la generación de energía distribuida en el país*. <https://www.presidencia.go.cr/comunicados/2021/12/firmada-ley-que-regula-la-generacion-de-energia-distribuida-en-el-pais/>.
- Pukhrem, S., Basu, M., Conlon, M., y Sunderland, K. (2017). Enhanced network voltage management techniques under the proliferation of rooftop solar pv installation in low-voltage distribution network. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 5(2), 681–694. doi: 10.1109/jestpe.2016.2614986
- Romero, E. M. G., y Hernández, V. R. (2010). *Energía nuclear*. Editorial CSIC - CSIC Press.
- Salazar, A., Pichardo, A., y Pichardo, U. (2016). La energía solar, una alternativa para la generación de energía renovable. *Revista de Investigación y Desarrollo*, 2(5), No.511–20. Descargado de https://www.ecorfan.org/spain/researchjournals/Investigacion_y_Desarrollo/vol2num5/Revista_de_Investigaci%C3%B3n_y_Desarrollo_V2_N5_2.pdf
- Smets, A., Jager, K., Isabella, O., Van Swaaij, R., y Zeman, M. (2016). *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. Cambridge, UK: UIT Cambridge.
- Soliclima. (s.f.). *Minihidráulica*. Soliclima, energía solar. Descargado de <https://www.soliclima.es/minihidraulica> (Accessed on April 26, 2023)
- Tama, A. (2018). *Las pérdidas de energía eléctrica*. <https://www.sectorelectricidad.com/20860/las-perdidas-de-energia-electrica/>. ([Consultado el 25 de abril de 2023])
- Thomson, M., y Infield, D. G. (2007, March). Impact of widespread photovoltaic generation on distribution systems. *IET Renewable Power Generation*, 1(1), 33–40. doi: 10.1049/iet-rpg:20060009
- Trashorras Montecelos, J. (2015). *Subestaciones eléctricas*. Paraninfo.

- Tut tiempo Network, S. (s.f.). *Radiación solar en aserri (costa rica) - energía solar*. <https://www.tut tiempo.net/radiacion-solar/aserrri.html>.
- Valencia Quintero, J. P. (2008). Generación distribuida: democratización de la energía eléctrica. *Criterio Libre*, 6(8), 105-112. Descargado de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4547088>
- Vera Silva, C. D. (2020). *Análisis de la penetración de la energía fotovoltaica en la red de distribución de energía eléctrica*. Descargado de <https://repositorio.escuelaing.edu.co/bitstream/handle/001/1195/Vers+Silva%2C+Carlos+Daniel-2020.pdf?sequence=1>

Anexo A

Circuito completo

Puedes encontrar el circuito modelado dando click [aquí](#)

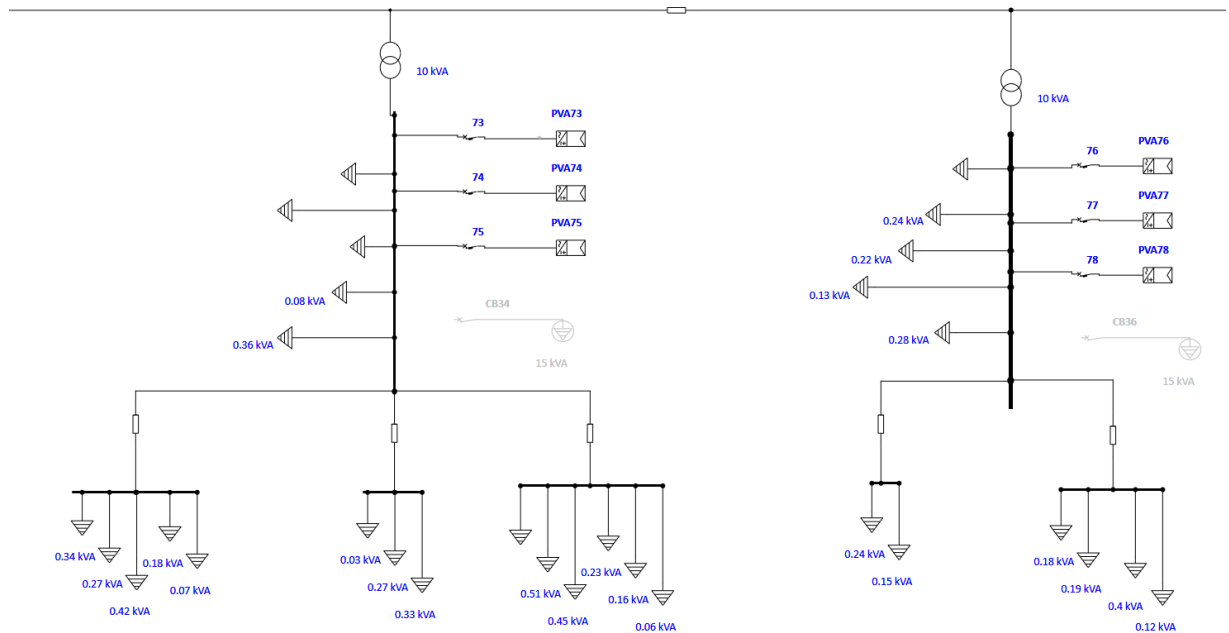
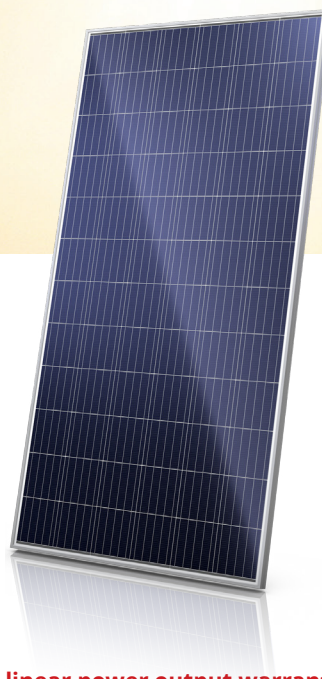


Figura A.1: Ilustración de parte del circuito
Tomado de ETAP, 2022

Anexo B

Paneles solares Canadian Solar CS6U 330P



MAXPOWER

CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.97 %



Cell efficiency of up to 18.8 %



Outstanding low irradiance performance: 96.0 %



High PTC rating of up to 91.55 %



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

25
years

linear power output warranty

10
years

product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system

ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)

UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / Take-e-way

UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1



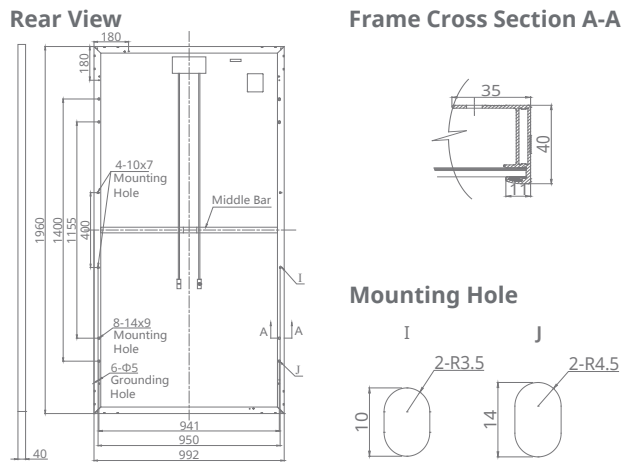
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

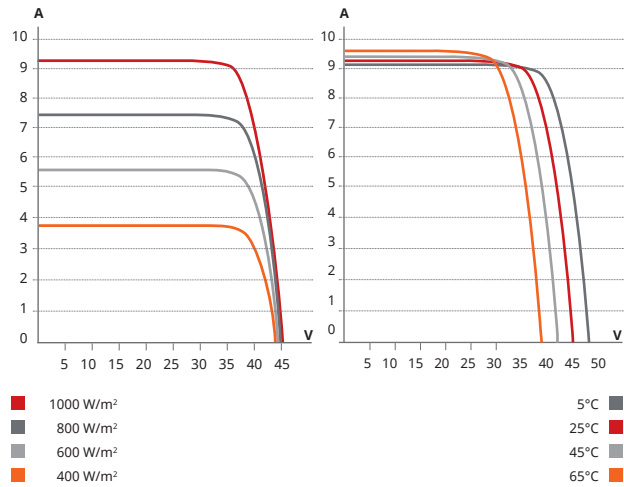
CANADIAN SOLAR INC.

2430 Camino Ramon, Suite 240 San Ramon, CA, USA 94583-4385 | www.canadiansolar.com/na | sales.us@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA / STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (P _{max})	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (I _{sc})	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960×992×40 mm (77.2×39.1×1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 (IEC/UL)
Per Pallet	26 pieces, 635kg (1400lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

ELECTRICAL DATA / NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (P _{max})	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (I _{sc})	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

PARTNER SECTION



Tomado de *Canadian Solar Inc.*, 2016

Anexo C

Datos utilizados para los paneles solares

P(MW)	Q(Mvar)	PF %	V(p.u.)	Angle	Humidity	Temp C	Wind(m/s)	Irradiance(W/m ²)	Hour	Min	Seconds	Date
0.00008	0					17		34	6	0	0	01/01/2023
0.00016	0					17		63.75	6	15	0	01/01/2023
0.00024	0					17		93.5	6	30	0	01/01/2023
0.00032	0					18		123.25	6	45	0	01/01/2023
0.0004	0					18		153	7	0	0	01/01/2023
0.00047	0					18		176	7	15	0	01/01/2023
0.00053	0					19		199	7	30	0	01/01/2023
0.0006	0					20		222	7	45	0	01/01/2023
0.00066	0					20		245	8	0	0	01/01/2023
0.00087	0					21		314.75	8	15	0	01/01/2023
0.00108	0					22		384.5	8	30	0	01/01/2023
0.00128	0					23		454.25	8	45	0	01/01/2023
0.00149	0					24		524	9	0	0	01/01/2023
0.00168	0					24		587.5	9	15	0	01/01/2023
0.00188	0					24		651	9	30	0	01/01/2023
0.00207	0					25		714.5	9	45	0	01/01/2023
0.00226	0					26		778	10	0	0	01/01/2023
0.00236	0					26		809	10	15	0	01/01/2023
0.00245	0					27		840	10	30	0	01/01/2023
0.00255	0					27		871	10	45	0	01/01/2023
0.00265	0					27		902	11	0	0	01/01/2023
0.00268	0					27		910.75	11	15	0	01/01/2023
0.0027	0					27		919.5	11	30	0	01/01/2023
0.00273	0					27		928.25	11	45	0	01/01/2023
0.00275	0					28		937	12	0	0	01/01/2023
0.00272	0					28		925.5	12	15	0	01/01/2023
0.00268	0					28		914	12	30	0	01/01/2023
0.00265	0					27		902.5	12	45	0	01/01/2023
0.00261	0					27		891	13	0	0	01/01/2023
0.0025	0					27		855.5	13	15	0	01/01/2023
0.00239	0					27		820	13	30	0	01/01/2023
0.00228	0					27		784.5	13	45	0	01/01/2023
0.00217	0					27		749	14	0	0	01/01/2023
0.00203	0					27		703.5	14	15	0	01/01/2023
0.00189	0					27		658	14	30	0	01/01/2023
0.00175	0					26		612.5	14	45	0	01/01/2023
0.00161	0					26		567	15	0	0	01/01/2023
0.00147	0					26		520.75	15	15	0	01/01/2023
0.00133	0					26		474.5	15	30	0	01/01/2023
0.00119	0					27		428.25	15	45	0	01/01/2023
0.00105	0					27		382	16	0	0	01/01/2023
0.00089	0					26		325.5	16	15	0	01/01/2023
0.00072	0					26		269	16	30	0	01/01/2023
0.00056	0					25		212.5	16	45	0	01/01/2023
0.0004	0					25		156	17	0	0	01/01/2023
0.00029	0					24		117	17	15	0	01/01/2023
0.00019	0					24		78	17	30	0	01/01/2023
0.00009	0					23		39	17	45	0	01/01/2023

Cuadro C.1: Datos utilizados para los paneles solares en ETAP®

Tomado de *Elaboración propia*