



# **UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA**

*Comunidad Educativa al Servicio del Pueblo*

## **UNIDAD ACADÉMICA DE INGENIERÍA, INDUSTRIA Y CONSTRUCCIÓN**

### **CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**«Análisis de impactos de la generación distribuida de una micro-red en la  
estación de transformación 30541 con el uso del simulador OPAL.»**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**AUTORES: VÍCTOR TEODORO ARÉVALO BARROS**

**CARLOS JAVIER ARÉVALO MATUTE**

**DIRECTOR: ING. DIEGO MORALES JADAN PhD**

**CUENCA - ECUADOR**

**2020**

*Yo me gradúe en los  
50 años de La Cato!*

## DECLARACIÓN

Nosotros, Víctor Teodoro Arévalo Barros y Carlos Javier Arévalo Matute, declaramos bajo juramento que: el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría, que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que, hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento, y eximimos expresamente a la Universidad Católica de Cuenca y a sus representantes legales, de posibles reclamos o acciones legales.

La Universidad Católica de Cuenca puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y la normatividad institucional vigente.



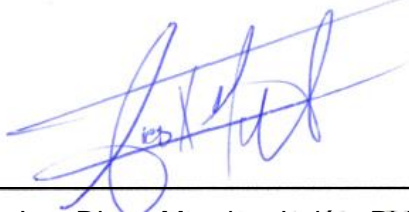
**Víctor Teodoro Arévalo Barros.**



**Carlos Javier Arévalo Matute.**

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Víctor Teodoro Arévalo y Carlos Javier Arévalo, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Diego Morales', is written over a horizontal line.

Ing. Diego Morales Jadán. PhD.

**DIRECTOR**

## AGRADECIMIENTO

Respetuosamente agradecemos: a los docentes y colaboradores que integran la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Católica de Cuenca, por los conocimientos brindados que, supieron hacernos llegar con buena voluntad; lo cual sirvió para la realización de nuestra tesis y en nuestra vida profesional.

En especial, un reconocimiento al Ing. Diego Morales director de tesis, y al Ing. Javier Cabrera por su colaboración con los laboratorios de la facultad.

**DEDICATORIA-AUTOR I.**

El esfuerzo y empeño con el que he realizado este trabajo, lo dedico a mis padres y a mi esposa, personas cuya paciencia y apoyo, me llevaron a la culminación de mi carrera.

**VICTOR TEODORO AREVALO BARROS.**

**DEDICATORIA-AUTOR II.**

Dedico este trabajo a mis padres Luis y Rosa quienes con su esfuerzo y apoyo incondicional me han permitido cumplir una meta más en mi vida, sin ellos nada de esto sería posible, gracias por siempre creer en mí. De la misma manera a mis hermanas, tíos y abuelita, tengo la gran fortuna de siempre contar con ustedes, y para mi novia Cristina, has estado junto a mí en todo momento, eres una parte fundamental en mi vida siempre estaré agradecido de tenerte a mi lado.

**CARLOS JAVIER AREVALO MATUTE.**

## RESUMEN

El presente estudio realiza un análisis del comportamiento de la red, ante la integración de generación distribuida, a partir de paneles fotovoltaicos de 230 W de potencia, en el sector de la Victoria Baja de la parroquia El Valle. Se evaluó la red perteneciente al transformador # 30541 de 25 kVA monofásico.

Para la ejecución del proyecto de investigación se aplicó una metodología basada en mediciones, lo cual permitió obtener datos de radiación y consumo de la energía total de la red; estos datos se integraron en un modelo desarrollado en la plataforma Matlab/Simulink.

Se llevaron adelante varios escenarios de simulación, en los que se pudo observar la cargabilidad del transformador, el factor de potencia, voltaje, pérdidas de potencia y potencia inyectada a la red. A partir de la cantidad de paneles fotovoltaicos conectados a la red, la carga: máxima y mínima; y radiación mínima, promedio y máxima, se realizó la combinación de cada caso, para cubrir todos los escenarios posibles.

Los resultados principales de la investigación demuestran que la utilización de paneles fotovoltaicos resulta beneficiosa para la red, tanto en escenarios con un grado de integración fotovoltaica mínimo (20%), como en escenarios con niveles de integración de hasta el 80%, en todos los casos se respetan los límites impuestos para: factor de potencia, cargabilidad, voltajes y pérdidas. Cabe señalar que el consumidor puede obtener beneficios como el ahorro en el consumo de energía y la venta de la misma, en caso de implementarse medidores bidireccionales.

El modelo fue implementado en un simulador en tiempo real, para recrear la variabilidad en el tiempo de los paneles solares.

**PALABRAS CLAVE:** MICROGRID, GENERACION DISTRIBUIDA, SIMULINK, MATLAB, RT-LAB.

## ABSTRACT

The present study analyzes the behavior of the network before the integration of distributed generation from 230 W photovoltaic panels, in the sector of “La Victoria Baja” of the “Valle” parish. The network belonging to the single phase 25KVA transformer # 30541 was evaluated.

For the execution of the research project, the measurement methodology was applied, which allowed obtaining data on radiation and consumption of the total energy of the network; these data were integrated into a model developed on the Matlab / Simulink platform.

Several simulation scenarios were conducted, in which it was possible to observe the charging process of the transformer, the power factor, voltage, power losses, and power injected into the network. From the number of photovoltaic panels connected to the network, the load: maximum and minimum; and radiation: minimum, average, and maximum, the combination of each case was performed to cover all possible scenarios.

The main results of the research show that use of photovoltaic panels turns out to be beneficial for the network, in scenarios of minimal presence ( in this case 20%), since by working the network together in these cases it avoids abrupt changes in the supplied power, power factor, charging, voltages, and power losses; the opposite occurs when the percentage of photovoltaic panels connected to the network increases (in this case 80%) because it causes a wide variation in the values of power factor, charging of the transformer, an real power delivered by the transformer. It is important to highlight that the consumer can obtain benefits such as savings in energy consumption and the sale of it in case of implementing bidirectional meters.

The model was implemented in real-time simulator to recreate the variability in time of the solar panels.

**KEYWORDS:** MICROGRID, DISTRIBUTED GENERATION, SIMULINK, MATLAB, RT-LAB

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

|   |    |
|---|----|
| DECLARACIÓN.....  | 1  |
| CERTIFICACIÓN.....  | 2  |
| AGRADECIMIENTO .....  | 3  |
| DEDICATORIA-AUTOR I. ....                                   | 4  |
| DEDICATORIA-AUTOR II. ....                                  | 5  |
| RESUMEN.....  | 6  |
| ABSTRACT.....   | 7  |
| ÍNDICE DE CONTENIDOS .....                                  | 8  |
| LISTA DE FIGURAS.....                                       | 11 |
| LISTA DE TABLAS .....                                       | 14 |
| CAPÍTULO 1 .....  | 15 |
| 1. INTRODUCCIÓN.....  | 15 |
| 1.1.1 Objetivo General.....                                 | 16 |
| 1.1.2 Objetivos Específicos .....                           | 16 |
| 1.2 Alcance.....  | 17 |
| 1.3 Justificación.....                                      | 17 |
| CAPÍTULO 2.....   | 19 |
| 2. MARCO TEÓRICO .....                                      | 19 |
| 2.1 La Red de Distribución de Energía Eléctrica.....        | 19 |
| 2.2 Las Redes Eléctricas Inteligentes.....                  | 20 |
| 2.3 Generación Distribuida.....                             | 21 |
| 2.3.1 Definición de Generación Distribuida .....            | 22 |
| 2.3.2 Aspectos Generales de la Generación Distribuida ..... | 24 |
| 2.3.2.1 Aspectos Técnicos.....                              | 26 |
| 2.3.2.2 Aspectos Económicos .....                           | 28 |

|   |    |
|---|----|
| 2.3.2.3 Aspectos Medioambientales.....            | 28 |
| 2.3.2.4 Aspectos Tecnológicos.....                | 29 |
| 2.4 Parámetros de los Paneles Fotovoltaicos ..... | 30 |
| 2.5 Parámetro de Inversores.....                  | 31 |
| 2.6 Parámetros de Baterías .....                  | 33 |
| 2.7 Cargas Residenciales. ....                    | 33 |
| CAPÍTULO 3.....                                   | 35 |
| 3. MODELADO DE LA MICRO-RED EN SIMULINK. ....     | 35 |
| 3.1 Modelado de la Red de Alimentación.....       | 36 |
| 3.2 Modelado del Transformador.....               | 36 |
| 3.3 Modelado de Cargas.....                       | 37 |
| 3.4 Modelado del Sistema Fotovoltaico.....        | 43 |
| 3.4.1 Modelado de Panel Solar. ....               | 46 |
| 3.5 Modelado de las Líneas de Distribución.....   | 51 |
| 3.6 Modelado de la Red.....                       | 52 |
| 3.7 Simulación en Tiempo Real.....                | 56 |
| 3.7.1 Opal-RT.....                                | 56 |
| 3.7.2 Modelado en RT-LAB. ....                    | 57 |
| 3.7.2.1 Subsistema Consola.....                   | 57 |
| 3.7.3 Subsistema Master .....                     | 58 |
| 3.7.3.1 Modelo Completo.....                      | 61 |
| 3.7.3.2 Desarrollo en Ambiente RT-LAB.....        | 61 |
| 3.7.3.1.1 Preparación y Compilación.....          | 62 |
| 3.7.3.1.2 Ejecución.....                          | 64 |
| 3.7.3.1.3 Interacción.....                        | 65 |
| CAPÍTULO 4.....                                   | 66 |

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 4.  | RESULTADOS.....   | 66 |
| 4.1 | Potencia real. ....   | 66 |
| 4.2 | Factor de potencia. ....  | 68 |
| 4.3 | Voltaje.....  | 70 |
| 4.4 | Cargabilidad del transformador.....                                 | 72 |
| 4.5 | Potencia inyectada a la red.....                                    | 74 |
| 4.6 | Pérdidas de potencia. ....  | 76 |
|     | CAPÍTULO 5.....   | 79 |
| 5.  | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....                                 | 79 |
| 5.1 | Conclusiones.....   | 79 |
| 5.2 | Recomendaciones .....   | 80 |
|     | BIBLIOGRAFÍA.....   | 81 |
|     | ANEXOS .....  | 83 |
|     | Anexo A. Instalación de Equipo de Medición en Transformador. ....   | 83 |
|     | Anexo B. Transformador INATRA monofásico con devanado partido. .... | 84 |
|     | Anexo C . Ficha Técnica de Transformador 25 kVA .....               | 85 |
|     | Anexo D. Instalación equipo de medición en vivienda. ....           | 86 |
|     | Anexo E. Simulador Opal-RT laboratorio Smart Grid UCACUE .....      | 87 |
|     | Anexo F. Datos de Radiación PVsyst. ....                            | 88 |

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Fig. 1. Sistema Eléctrico de Potencia.  | 19 |
| Fig. 2. Generación Distribuida.   | 21 |
| Fig. 3. Generación Distribuida.   | 24 |
| Fig. 4. Energías Limpias.   | 25 |
| Fig. 5. Avelino Corma, químico y académico de la Real Academia de Ingeniería.                       | 26 |
| Fig. 6. Salida de la celda fotovoltaica versus la intensidad de la luz.                             | 31 |
| Fig. 7. Red modelada.   | 35 |
| Fig. 8. Red de Alimentación.  | 36 |
| Fig. 9. Modelado y datos del transformador.   | 36 |
| Fig. 10. Instalación del equipo de calidad.   | 37 |
| Fig. 11 Promedio de potencia diaria consumida.  | 38 |
| Fig. 12. Conmutación de perfiles de carga.  | 39 |
| Fig. 13. Bloque de potencia activa y reactiva.  | 39 |
| Fig. 14. Bloque de carga residencial.   | 40 |
| Fig. 15. Bloque de carga residencial.   | 43 |
| Fig. 16 Radiación mensual año 2019, a) radiación promedio, b) radiación máxima c) radiación mínima, | 44 |
| Fig. 17 Radiación global anual.   | 45 |
| Fig. 18 Bloque de irradiación para Simulink.  | 46 |
| Fig. 19. Bloque de selección de irradiación Simulink.   | 46 |
| Fig. 20. Ecuaciones PV en Simulink.   | 48 |
| Fig. 21. Modelo PV Simulink.  | 49 |
| Fig. 22. Curvas del panel solar I-V vs P-V.   | 49 |
| Fig. 23. Bloque PV modificado   | 50 |
| Fig. 24. Modelado PV fuentes de corriente.  | 50 |

|   |          |
|---|----------|
| Fig. 25. Bloque PV completo.  | 51       |
| Fig. 26. Conductor ASCR.  | 51       |
| Fig. 27. Paneles Solares de Uranio.   | 53       |
| Fig. 28. Control de Cantidad de PV.   | 54       |
| Fig. 29. Red modelada en Simulink.  | 55       |
| Fig. 30 . OP5600 Simulador Digital en Tiempo Real.  | 56       |
| Fig. 31. Bloque OpComm.   | 57       |
| Fig. 32. SC Resultados.   | 58       |
| Fig. 33. SM modelo.   | 60       |
| Fig. 34. Subsistemas SC y SM.   | 61       |
| Fig. 35. Proyecto en RT-LAB.  | 62       |
| Fig. 36. Asignación de Nodo.  | 63       |
| Fig. 37. Compilación del Modelo.  | 63       |
| Fig. 38. Asignación de Nodo.  | 64       |
| Fig. 39. Configuración de ejecución.  | 65       |
| Fig. 40. Resultados generados automáticamente.  | 65       |
| Fig. 41. Potencia real suministrada por el transformador, a radiación mínima: a) carga mínima,<br>b) carga máxima.        | 67       |
| Fig. 42. Potencia real suministrada por el transformador, a radiación promedio:<br>con carga mínima, b) con carga máxima. | a)<br>68 |
| Fig. 43. Potencia real suministrada por el transformador, a radiación máxima:<br>con carga mínima, b) con carga máxima.   | a)<br>68 |
| Fig. 44. Factor de potencia, a radiación mínima: a) con carga mínima, b) con carga máxima.                                | 69       |
| Fig. 45. Factor de potencia, a radiación promedio: a) con carga mínima, b) con carga máxima.                              | 70       |

- Fig. 46. Factor de potencia, a radiación máxima: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 70
- Fig. 47. Voltaje en barra crítica, a radiación mínima: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 71
- Fig. 48. Voltaje en barra crítica, a radiación promedio: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 72
- Fig. 49. Voltaje en barra crítica, a radiación máxima: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 72
- Fig. 50. Cargabilidad del transformador, a radiación mínima: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 73
- Fig. 51. Cargabilidad del transformador, a radiación promedio: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 74
- Fig. 52. Cargabilidad del transformador, a radiación máxima: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 74
- Fig. 53. Potencia inyectada, a radiación mínima: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 75
- Fig. 54. Potencia inyectada, a radiación promedio: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 75
- Fig. 55. Potencia inyectada, a radiación máxima: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 76
- Fig. 56. Pérdidas de potencia en líneas de distribución, a radiación mínima: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 77
- Fig. 57. Pérdidas de potencia en líneas de distribución, a radiación promedio: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 77
- Fig. 58. Pérdidas de potencia en líneas de distribución, a radiación máxima: a) con carga mínima, b) con carga máxima. 78

**LISTA DE TABLAS**

|   |    |
|---|----|
| Tabla 1. Porcentaje de consumo por usuario.                   | 40 |
| Tabla 2. Porcentaje de consumo por poste.                     | 42 |
| Tabla 3. Datos de radiación obtenidos del PV sistema          | 43 |
| Tabla 4. Datos del panel fotovoltaico.                        | 46 |
| Tabla 5. Valores de resistencia y reactancias de conductores. | 52 |
| Tabla 6. Cantidad y porcentaje de paneles fotovoltaicos.      | 53 |

## CAPÍTULO 1

### 1. INTRODUCCIÓN

La *generación distribuida* mundialmente promovida, como solución al incremento de gases de efecto invernadero, constituye hoy en día un desafío tecnológico, para aprovechar todas sus potencialidades. “Llamada también *generación en sitio*, puede constituirse en un aporte económico, no sólo por el ahorro que constituye; sino porque conseguiría ser el soporte para la pequeña producción y las aplicaciones agroindustriales y granjeras” (ENDENSA, Fundación, 2019). Por ello, son precisos estudios investigativos que solventen las dificultades para su desarrollo y promuevan su uso. La *generación descentralizada* se ocupa de la tecnología en progreso que permite utilizar fuentes energéticas alternativas como la fotovoltaica, la eólica, la de biomasa, las pilas de combustible, la cogeneración, la de ciclo combinado y los vehículos eléctricos.

Las nuevas regulaciones de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, favorecen e incentivan el desarrollo y la investigación en el uso de energías limpias y alternativas, así como también, dan paso a la apertura del mercado eléctrico ecuatoriano, donde permite que el consumidor pueda convertirse en vendedor, de sus excedentes de generación. “Concretamente en el caso de la *generación dispersa* de origen fotovoltaica, según la Resolución No. ARCONEL 057/18” ( Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018). Donde, se reforma el límite máximo de capacidad nominal instalada. El punto crítico está en solucionar los problemas que, produciría el uso de la *generación embebida* y las micro-redes, en el sistema de redes de distribución pública, y de aquí proviene el estudio paralelo de las redes inteligentes que, facilitan el proceso; se detalla, por lo tanto, las características tecnológicas de dichas redes.

En el Ecuador, como en la mayoría de países, el sistema de distribución de energía eléctrica está totalmente ligado a la comercialización. “La Regulación de ARCONEL 053/18, pone a su cargo la calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, derogando a la Regulación No. CONELEC 004/01 sobre la calidad del servicio eléctrico de distribución” ( Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018). Dicha Regulación de ARCONEL está en vigencia desde el 21 de diciembre del 2018. En el caso de Azuay, Cañar y Morona Santiago, la Empresa Regional Centro Sur: EERCS, es la encargada de este servicio. Al delimitar el campo de investigación, se optó por la comunidad Victoria Baja de la Parroquia de El Valle, por ser una zona en expansión. El proyecto se desarrolla en la estación de transformación No. 30541 de 25 kVA perteneciente a la EERCS, se lo seleccionó por el tamaño de los lotes con los que cuentan

los usuarios, lo que facilita el montaje de suficientes, paneles solares, que cubra la demanda de la vivienda y cuyo exceso pueda ser vendido a la empresa distribuidora. Por lo tanto, el presente trabajo, observa los lineamientos de la Empresa Regional Centro Sur, que legalmente observa los procedimientos de medición, registro y evaluación que impone la Regulación 053/18 de ARCONEL. Este es, el marco jurídico dentro del cual se ubica esta investigación.

Se entiende como micro-red eléctrica, aquel sistema de generación eléctrica bidireccional que, permite la distribución de electricidad, desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital y favoreciendo la integración de las fuentes de generación de origen renovable, con el objeto de ahorrar energía, reducir los costes e incrementar la fiabilidad. Este trabajo se centra, en establecer el impacto de la generación distribuida en una micro-red, sobre, determinado transformador. Lo cual, requiere de la simulación de la micro-red eléctrica, realizando la simulación en tiempo real. La investigación aporta un modelo de comportamiento de generación distribuida, basada en paneles fotovoltaicos conectados en paralelo al transformador de distribución, y se revisarán los parámetros de calidad del producto.

Se espera como resultado de estas labores, una garantía y motivación para quienes deseen emprender en el uso de energías alternativas. Mejorar los niveles de protección al medio ambiente, con la intensificación de la explotación de fuentes de energía renovable, proporcionando al público y profesionales, mayores detalles y seguridad en la inversión. Facilitar a las nuevas urbanizaciones, la conexión a las redes de distribución pública, utilizando también la generación eléctrica alternativa.

## **Objetivos**

### **1.1.1 Objetivo General**

Evaluar los impactos de la generación distribuida en una micro-red, sobre el transformador N° 30541 de 25 kVA, de la Victoria Baja de la Parroquia de El Valle, mediante simuladores en tiempo real, para incorporar la generación distribuida a la red de distribución.

### **1.1.2 Objetivos Específicos**

- Analizar el estado del arte relacionada a la Generación Distribuida.
- Realizar un levantamiento de la situación actual del transformador No. 30541, que pertenece al alimentador 0824, de la zona rural de la Victoria Baja de la parroquia de El Valle.
- Simular una micro-red eléctrica por medio de SIMULINK, y el simulador en tiempo real OPAL RT.

## 1.2 Alcance

El tema de investigación se delimitó en la Parroquia de El Valle, por ser la más grande y poblada del cantón Cuenca. Donde, se presenta de forma latente el fenómeno de la rururbanización, lo que ha ocasionado un alto crecimiento de urbanizaciones y de viviendas unifamiliares, que generan una elevada demanda de servicio eléctrico, la misma que puede ser solventada con distintas formas de generación distribuida, lo que no ocurre en el centro de la ciudad por falta de espacio. Por esta razón, el sector de El Valle se convierte en un lugar propicio para su desarrollo, así como el de las micro-redes que le permitirán, también contribuir a la concepción de energía limpia y sostenible, obteniendo ingresos que colaboren con su acrecentamiento.

La presente investigación recopilar datos, de los efectos que causa la inserción de paneles fotovoltaicos, en la red del transformador de distribución No 30541 ubicado en el barrio de la Victoria Baja, correspondiente al alimentador 0824, que tiene una cargabilidad de 39.97%, y cuyo sistema de distribución "*aguas abajo*", tiene una configuración 1F3C, las cargas en su mayoría residenciales, definidas en el estrato "D" por la EERCS, tienen un promedio de consumo de  $60 < \text{kwh} \leq 110$ . Desde el transformador se inician seis circuitos con vanos de aproximadamente 236, 211, 310, 332, 65, y 100 m abasteciendo a un total de 43 usuarios, según los datos de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. Con el simulador OPAL – RT, se replicara en tiempo real la cargabilidad del transformador, caída de tensión y pérdidas en los conductores, como consecuencia de la conexión de paneles fotovoltaicos, en cada una de las residencias, y si estos efectos son positivos o negativos, para la vida útil del transformador ya que "La adición de generación podría influir en problemas de calidad de energía, problemas de seguridad; entonces, es conveniente modificar el sistema de distribución y protección, para facilitar la integración exitosa de la nueva generación eléctrica" (Universidad de Cuenca, 2017). Así, se solventan las dificultades con las que se pueda encontrar el usuario, y los problemas que estos sistemas de generación puedan provocar en las redes, ya que éstas han sido diseñadas para un flujo unidireccional hacia los consumidores.

## 1.3 Justificación

Como queda expuesto, es más frecuente el uso de energías renovables por razones económicas, estas fuentes energéticas se encuentran cerca de los centros de consumo, evitando los gastos de generación, transporte y distribución.

La generación distribuida de pequeña escala producida por fuentes renovables, tales como paneles fotovoltaicos y aerogeneradores, se conectan a las redes de distribución de bajo voltaje, generalmente están diseñadas de forma radial, es decir: la circulación de corrientes y potencias fluyen en una sola dirección. En el caso de la generación en sitio, introduce flujos de potencia bidireccionales, por este motivo es conveniente un análisis de los efectos que generan en las redes de distribución.

El presente trabajo de titulación, se encuentra enmarcado en el campo de investigación aplicada, y contribuirá en el entendimiento de la gestión de pequeñas centrales de generación, dentro de la integración de redes eléctricas inteligentes en los sistemas de distribución secundarios, para esto se utilizará herramientas informáticas como Matlab-Simulink y OPAL-RT.

Los datos obtenidos de la irradiación solar, del comportamiento de las cargas y las simulaciones en tiempo real, beneficiarán al desarrollo de la automatización de las redes de distribución. Así también, los usuarios del transformador N° 30541 ubicado en el barrio de la Victoria Baja, contarán con las bases de los estudios que les permitirán incorporar nuevas cargas como por ejemplo los vehículos eléctricos, sin recargas en la facturación del consumo y sin perder el subsidio de su tarifa eléctrica.

Es así que, el Ecuador, desde la última década ha incentivado la generación distribuida para el servicio público, estando ésta compuesta por centrales de biomasa, hidroenergía, fotovoltaica y eólica. Tiene como base legal el Mandato N° 15 de la Asamblea Constituyente del 2009, que aborda el tema sobre Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal: FERUM, con recursos del Presupuesto General del Estado. Y, en los últimos años, la Regulación N° ARCONEL 003/18 trata de la generación fotovoltaica, en el autoabastecimiento de consumidores finales; y, la Regulación N° ARCONEL 004/18, de la distribución y comercialización de energía eléctrica.

## CAPÍTULO 2

### 2. MARCO TEÓRICO

#### 2.1 La Red de Distribución de Energía Eléctrica

La Red de Distribución de Energía Eléctrica o Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, es parte de la organización del sistema eléctrico de potencia Fig.1, y su misión es transportar la energía, desde las subestaciones de distribución, a los usuarios finales o hasta el medidor o contador del usuario. Esto, se lleva a cabo mediante los Operadores del Sistema de Distribución: DSO (siglas en inglés) o distribuidores de electricidad.

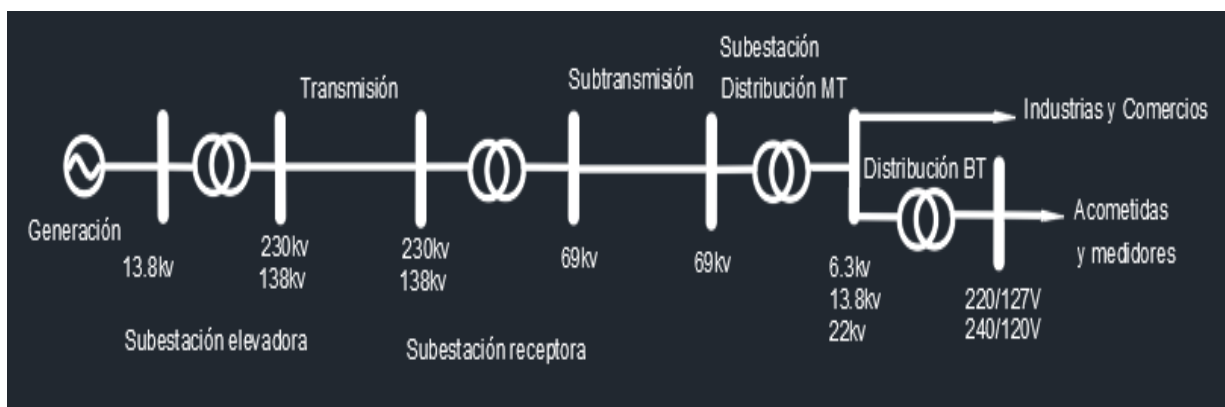


Fig. 1. Sistema Eléctrico de Potencia.

Fuente: Autores.

La Red de Distribución de Energía Eléctrica está conformada por:

- Subestaciones de Distribución: conocidos también como sistemas primarios, son los encargados de disminuir el voltaje de 69 kV a 22 / 6.3 kV. En Cuenca se encuentran ocho subestaciones ubicadas en las calles: Luis Cordero, El Centenario, Monay, Parque Industrial, El Arenal, Ricaurte, Turi y El Descanso.
- Circuitos Primarios o Alimentadores: estos pueden ser de dos tipos: aéreos o subterráneos, están diseñados de tal manera que, por daño o mantenimiento de la línea, cuenten con respaldo ya sea de la misma subestación u otra diferente, son las encargadas de alimentar a los transformadores de distribución con tensiones de 22 / 12.7 / 6.3 kV.
- Transformadores de Distribución: estos pueden ser monofásicos o trifásicos, manejan capacidades nominales de 10 a 125 kVA, pasado de este rango son emplazados en el suelo o en cabinas subterráneas, son alimentados por los circuitos primarios con

tensiones de 22 / 12.7 / 6.3 kV, entregando a través del devanado secundario, tensiones de 220 / 127 V o 240 / 120 V

- Circuitos Secundarios: son las líneas alimentadas por los transformadores de distribución, pudiendo ser estos aéreos o subterráneos, generalmente cuando son trifásicas se las construye de cuatro hilos, es decir tres fases un neutro, cuando son monofásicas son construidas de tres hilos, es decir, dos fases un neutro y es aquí en donde se conectan las acometidas, medidores, sistema de alumbrado y control.

En cuanto a los alimentadores primarios son trifásicos cuatro hilos y sus derivaciones conocidas como ramales, se las construye en la mayoría de los casos con conductores de menor calibre que el alimentador principal, su topología depende de la carga que vaya a alimentar manteniendo siempre el equilibrio entre fases para evitar las corrientes altas por el neutro, minimizar pérdidas, caídas de tensión y facilitar las protecciones, pudiendo ser estas trifásicas cuatro hilos o monofásicas dos hilos.

## 2.2 Las Redes Eléctricas Inteligentes

La Red Eléctrica Inteligente: REI, conocida también como Smart Grid en inglés: es la unión de nuevas funcionalidades tecnológicas que, trabajan en tiempo real para medir, monitorizar, controlar sistemas inteligentes, dando solución a las necesidades actuales del Sistema Eléctrico de Potencia: generación, transmisión, distribución y comercialización. Esta nueva tecnología incorpora sensores, sistemas de medición avanzada, redes de comunicación, procesamiento de datos, sistemas de actuación y control, a las redes eléctricas tradicionales.

En la estructura de la matriz energética del Ecuador, se toma al sector eléctrico como una forma de energía secundaria de alta demanda que puede ser generada con fuentes renovables mediante el concepto de generación distribuida. Con esta visión, se han venido desarrollando programas de modernización de la red, entre ellos: el “Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica”: SIGDE, que busca optimizar la gestión de demanda y la calidad de servicio. En la actualidad, este programa ha logrado avances como.

- Elaboración de un manual único a nivel nacional de Unidades Constructivas.
- Sistema de Información Geográfico: SIG, para el sector eléctrico. Donde, todas las Empresas Distribuidoras cuentan con sus redes georreferenciadas actualizadas.

- Implementación e integración a los sistemas SCADA Y ADM.
- Enlaces de las Empresas Distribuidoras a través de un anillo de fibra óptica.
- Implementación de sistemas como ADMS, CIS/CRM, Gis. Aplicaciones móviles en las ciudades de Quito y Guayaquil, donde se consolidarán dos Centros de Datos Nacionales.
- Sistema Comercial Único que se encuentra en fase de implantación.

### 2.3 Generación Distribuida.

A diferencia de las Redes Inteligentes donde se integra el Sistema Eléctrico de Potencia, con las nuevas tecnologías y sistemas de comunicación; la Generación Distribuida se encarga de convertir a las energías primarias no convencionales, que se encuentran abundantes en la naturaleza, en energía eléctrica como se aprecia en la Figura 2. Convirtiéndose en pequeños generadores cercanos a la carga, evitando de esta forma las pérdidas de energía producidas por el transporte a largas distancias. Además, la Generación en sitio puede integrarse poco a poco a los circuitos secundarios de distribución, o funcionar de forma paralela sin conexión a la red, como se observa en la instalación de paneles fotovoltaicos en edificios de entidades públicas, en el uso de alumbrado ornamental, o para el calentamiento de agua en viviendas.

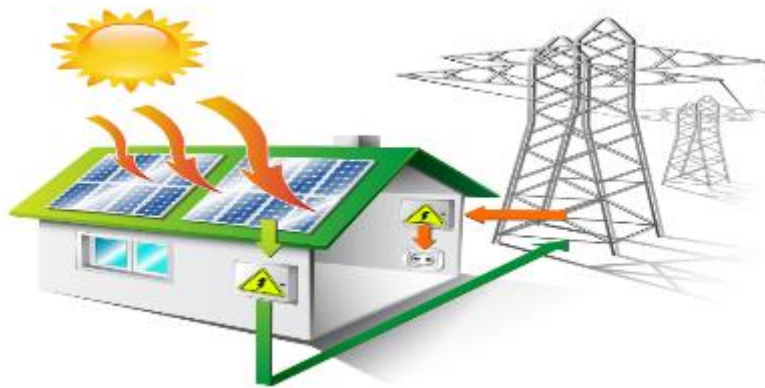


Fig. 2. Generación distribuida.

Fuente: (Mendoza, 2017)

Para el presente estudio, se utilizan los paneles solares en el diseño de un Sistema de Generación Distribuida, debido principalmente a que los nuevos avances tecnológicos, han abaratado los costos en la construcción y elaboración de los sistemas de micro generación fotovoltaica ( $\mu$ SFV). Los nuevos tamaños y formas de los paneles solares los hacen más versátiles en su uso, pudiendo ser utilizados inclusive para la elaboración de ropa, que incorpora funciones como recarga de baterías para celulares.

La tendencia a utilizar cada vez más las energías renovables, en remplazo de las energías convencionales, cuyo consumo ha provocado un aumento del calentamiento global; es debido, principalmente, a una concienciación de vivir en un medio ambiente sano y ecológico.

Es así que países como China, Estados Unidos, Alemania, Brasil, se han convertido en líderes en el empleo de energías renovables, fomentando cada vez más en su población la utilización de Sistemas de Generación Distribuida, como una forma de reducir el pago en las facturas de energía eléctrica, y para evitar futuros problemas de sobrecarga o de pérdida de calidad en la energía, en los sistemas de distribución actuales.

En Ecuador desde la elaboración de la Constitución del 2008, el gobierno nacional asumió el reto de un cambio de la matriz energética. En la actualidad, el ARCONEL en su resolución 042/18 dispone que, los sistemas  $\mu$ SFV, no sobrepasen la capacidad instalada de 100kW. También, establece los requisitos para el funcionamiento e instalación de los  $\mu$ SFV, como los lineamientos para el tratamiento comercial de la energía producida; e indica que, el consumidor que ha producido excedentes de energía, podrá inyectarla a la red de baja o media tensión de la Empresa Distribuidora, y su liquidación se la hará mensualmente, considerándola como crédito de energía a favor del consumidor.

### **2.3.1 Definición de Generación Distribuida**

No existe una definición única que enmarque todos los aspectos referentes a la Generación Distribuida, por lo que se puede encontrar varias instituciones y autores que brindan la siguiente definición

La generación distribuida incluye la aplicación de pequeños generadores, con capacidades de 15 a 10.000 KW, distribuidos en el sistema de energía eléctrica; estos pueden estar ubicados en sistemas de servicios públicos, en el sitio de un cliente o sitios lejanos que no estén conectados a la red (Willis & Scott, 2000).

Los autores antes mencionados también señalan, que dentro de la generación distribuida existe un subconjunto al que denominan generación dispersa, que son generaciones pequeñas que, solo satisfacen las necesidades de servicio eléctrico a hogares individuales, siendo su capacidad de 10 a 250 KW, y éstas pueden ubicarse en las instalaciones del cliente o en la red de servicio público.

Para la IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos por sus siglas en inglés), la Generación Distribuida es la producción de electricidad, con instalaciones que son suficientemente pequeñas, en relación con las grandes centrales de generación; de forma que se

puedan conectar en casi cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto de recursos distribuidos (Heras, 2005).

A diferencia del anterior concepto, este no da un dimensionamiento de la potencia de los generadores para su clasificación.

Actualmente la tecnología de la Generación Distribuida, se divide en convencionales y no convencionales. Las convencionales incluyen turbinas a gas, motores de combustión interna y las microturbinas. Las no convencionales, hacen referencia a las energías renovables, como la minihidráulica, geotérmica, biomasa, energía eólica, celdas de combustibles y celdas fotovoltaicas (Vignolo & Zeballos, 2000).

La Generación Distribuida o Descentralizada, es una parte fundamental en una Ciudad Inteligente. Consiste en la generación de energía eléctrica mediante muchas pequeñas fuentes de generación que, se instalan cerca de los puntos de consumo. La generación distribuida se basa en la cooperación, entre esta micro generación y la generación de las centrales convencionales (ENDENSA, Fundación, 2019).

Esta distribución hace que la generación sea más equilibrada, y que la Ciudad Inteligente no dependa tanto de las grandes centrales. Además, la micro generación implica el uso de las energías renovables, lo que contribuye a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Las características principales de la generación distribuida son:

- Reduce las pérdidas en la red eléctrica: Estar más cerca del consumidor supone que las redes de transporte sean más cortas. Por tanto, la generación distribuida supone menos pérdidas de energía en el transporte de la electricidad, desde la generación hasta el consumidor. Esto también influye en el ahorro, a la hora de elevar la tensión eléctrica para su transporte.
- Mejora la fiabilidad y la calidad del sistema eléctrico: Al encontrarse pequeñas fuentes de generación o micro generación, repartidas por el territorio, el fallo de una de las fuentes no supone un grave problema para el sistema eléctrico.
- Potencias reducidas: las unidades de micro generación suelen tener potencias inferiores a 3 kW, aunque en general se suele decir que no sobrepasan los 10 kW de potencia instalada.

- Energías Renovables: en la generación distribuida de hoy, están presentes las energías renovables, ya que son las más adecuadas para ubicarse cerca de los puntos de consumo y preservar el ecosistema.

En conclusión, se puede afirmar que la definición de Generación Distribuida ha evolucionado con el tiempo. Ahora la Generación Distribuida, la Generación Dispersa, la Generación Descentralizada, la Generación Embebida y la Generación en Sitio, son sinónimas; y ya no se hace referencia a las Generaciones Distribuidas Convencionales o No Convencionales, porque la vía de reducir el calentamiento global, sólo deja en pie a las No Convencionales. Si se quiere construir Ciudades Inteligentes, con Redes Eléctricas Inteligentes; solo se pueden desarrollar energías renovables, que puedan ajustarse a los nuevos sistemas como se puede apreciar en la Figura 3.



Fig. 3. Generación distribuida.

Fuente: ( La Nueva Crónica Diario Leonés, 2018).

### 2.3.2 Aspectos Generales de la Generación Distribuida

La Generación Distribuida no es un concepto nuevo, tiene sus orígenes en aquellos tiempos en los cuales se utilizaba el gas, el carbón, la hidromecánica, el calor, el vapor como fuente de energía emplazada en los lugares donde era necesario el funcionamiento de la maquinaria industrial, la iluminación y calefacción de hogares. Es entonces, se ve la necesidad de buscar una alternativa limpia, que no produzca ambientes humeantes, calientes, con altas concentraciones de hidrógeno y monóxido de carbono que, son perjudiciales para la salud.

Fue entonces que los generadores de corriente continua, se convirtieron en la solución para la generación de energía eléctrica a pequeña escala, ya que, al encontrarse próximos al consumidor, satisfacían la necesidad de la carga; esto significó progreso y superación. El

crecimiento económico y de producción a gran medida, junto con la movilización de enormes masas de mano de obra hacia la urbe, provocaron que el modelo de generación distribuida se volviera ineficaz, frente a la falta de una energía eficiente, de calidad, económica y segura, que pudiera abastecer una creciente demanda eléctrica. En esta época la invención de la corriente alterna, suple las falencias que tenía la generación de corriente continua; por lo que se empezó a construir grandes centrales de generación, cerca de las fuentes primarias de energía, como las de carbón y las hidroeléctricas.

El nuevo patrón de generación, superaba en gran medida la eficiencia y el margen de reserva de las generadoras pequeñas, cuya topología ha prevalecido hasta estos días. El modelo consta de grandes generadores y de redes de transmisión que transportan la energía que se produce.

Temas de la protección del medio ambiente y la conservación de recursos naturales, han llamado la atención del mundo sobre la generación de energía, ya que es el área donde más problemas ambientales se produce. Es así que, se ha impulsado el uso racional de energía, y políticas que fomentan el uso de energías “verdes o limpias”, tales como la solar, la hidráulica y la de biomasa. El Ecuador no ha sido la excepción, tanto en su Constitución y en su normativa, promueven el desarrollo y la utilización de tecnologías de generación a pequeña escala, cuya fuente de energía primaria sea renovable o sostenible. Es aquí, que reaparece el concepto de generación distribuida; pero en esta ocasión, utilizando a las energías renovables como fuentes primarias de generación, dando de esta manera solución a la escasez de recursos energéticos y a la contaminación ambiental ver Figura 4.



Fig. 4. Energías limpias.

Fuente: (Adriana, 2020)

Las energías renovables se difunden, cada vez más, en el mundo moderno; que trata de imitar las ciudades inteligentes, que se están produciendo en los países desarrollados. Cuenta con la inversión de las grandes corporaciones mundiales, para desarrollar técnicas innovadoras de energías renovables, con el fin de hacerlas eficientes y competitivas.

Avelino Corma Fig. 5 asegura: “El funcionamiento de un mundo basado sólo en energías renovables, es posible, siempre y cuando tengamos agua y fuentes de energía limpias” Corma es un químico y académico de la Real Academia de Ingeniería, que ha recibido el Premio Príncipe de Asturias de Investigación Científica y Técnica en el año 2014, y es también miembro de la Real Sociedad de Londres para el Avance de la Ciencia Natural. Corma ha explicado que, mientras se disponga de energía solar y eólica suficiente, se tendrá hidrógeno barato que podrá ser empleado como combustible (El periódico de la energía, 2016).



Fig. 5. Avelino Corma, químico y académico de la Real Academia de Ingeniería.

Fuente: (El periódico de la energía, 2016)

La Ingeniería Eléctrica tiene el compromiso de desarrollar nuevas tecnologías que hagan frente al cambio climático que se origina por el crecimiento de la población mundial. Pero, este desarrollo debe ir de la mano de leyes y políticas que promuevan el uso de energías limpias en los sectores económicos como por ejemplo el del transporte promoviendo autos eléctricos cuyas cargas provengan de fuentes de energía renovables y junto a esto modificar la red de energía eléctrica confiriéndoles mayor capacidad y conexión.

### 2.3.2.1 Aspectos Técnicos

La Generación Distribuida de pequeñas potencias, tiene un gran éxito a nivel mundial. Debido especialmente, a la reducción de pérdidas en las redes de baja y media tensión. Rebaja en las posibilidades de sobrecarga, en redes de baja tensión durante el pico diurno. Disminuye del pico diurno, almacenamiento y reducción del pico nocturno. Ayuda en la fiabilidad y continuidad en el suministro de energía, ya que, en caso de producirse algún corte, pueden trabajar en forma aislada. Promueve, el uso diversificado de fuentes de energía. Todo esto se lo consigue gracias a la utilización de tecnología de punta, que les permite generar energía de forma eficiente, confiable, y de calidad.

A la Generación Distribuida se la puede dividir en dos tipos de tecnologías las de generación y las de almacenamiento.

Las de generación utilizan como materia prima, a las energías renovables y en cuanto a las tecnologías de almacenamiento, éstas comprenden: baterías, acumuladores, volantes de inercia, las bobinas superconductoras, imanes y almacenamiento de base de hidrógeno.

En lo referente a Ecuador, ha venido trabajando en un marco jurídico que motive el desarrollo de la Generación Distribuida, tal como lo establece la Constitución. Pero, a pesar de ello, desde el punto de vista técnico, se encuentran algunas falencias en el Reglamento General de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) que da una definición de la generación distribuida estableciendo que son: "Pequeñas centrales de generación instaladas cerca del consumo, y conectadas a la red de la distribuidora" Pero, no indica las características técnicas que debe tener la central de generación.

En el mismo Reglamento General de la LOSPEE, se observa que deja de lado algunos aspectos como requisitos para la conexión a la red de distribución, condiciones de despacho y operación, en centrales de Generación Distribuidas menores a 1 MW.

Otro problema a superar es que, a las redes de distribución se las ha venido planificando, diseñando y construyendo, en un solo sentido, es decir desde las centrales de generación hasta el consumidor. Por lo que, en la actualidad, la incorporación de las centrales de Generación Distribuida, debe considerar algunos aspectos como la calidad de energía, la operación de los sistemas de protecciones, las pérdidas de energía, la expansión y el reforzamiento de las redes.

Como ventaja técnica se puede mencionar: el incremento de la seguridad y fiabilidad para las cargas críticas: este beneficio está directamente relacionado con el aumento de la calidad de la onda eléctrica.

Además, mejora la fiabilidad y calidad del sistema eléctrico. Porque como hay pequeñas fuentes de generación o micro generación, repartidas por el territorio, el fallo de una de las fuentes, no supone un grave problema al sistema eléctrico en general.

### **2.3.2.2 Aspectos Económicos**

Un aspecto importante de la Generación Distribuida, es la reducción de costo de la electricidad a los usuarios. Ya que, mediante la generación de electricidad, utilizando los recursos naturales locales; se evita que los usuarios sumen a los gastos de consumo, el de las líneas de transporte y distribución, y los costos de su generación, como lo hacen las centrales generadoras.

Se busca que la energía eléctrica sea lo más barata posible, y eso define cuál es el tamaño del generador más eficiente. Economía y tecnología se dan la mano en la Generación Distribuida, frente a otros recursos más peligrosos como las plantas nucleares, o más costosos como las grandes centrales hidráulicas.

“La Generación Distribuida aumenta la vida útil de los transformadores, y de los equipos del sistema de transporte y distribución, y procura el ahorro de otros combustibles. De manera que reduce los costos de operación y mantenimiento” (Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2015) Además, fomenta el empleo para la instalación y mantenimiento de más fuentes de generación, e incrementa la demanda de mano de obra para las pequeñas empresas a las que da origen.

El tiempo y la inversión en la instalación de un sistema de Generación Distribuida, son menores a los que se requieren en la construcción de grandes plantas eléctricas. Incluso hace posibles pequeños sistemas instalados en los hogares. Y esa electricidad es utilizada de manera más eficiente, como en el caso de la cogeneración. La cogeneración es el proceso mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica, lo cual no puede hacerse al utilizar la energía de una central eléctrica convencional.

La Generación Distribuida diversifica el uso de tecnología, de acuerdo a la fuente de energía primaria; permitiéndonos acceder, de esta forma, a la que más se acomode al presupuesto. En el país la Generación Distribuida puede ser realizada por empresas privadas, de economía mixta y de economía popular y solidaria. Los títulos habilitantes dependerán del tratamiento comercial de cada caso, es decir: dependerán del tipo de empresa y de la tecnología que se utilice.

### **2.3.2.3 Aspectos Medioambientales.**

El uso de la Generación Distribuida disminuye las emisiones de dióxido de carbono hacia la atmósfera, ya que reduce el uso de combustibles fósiles en los países que son dependientes de este combustible. Al mismo tiempo, promueve en la industria la cooperación en la disminución de gases de efecto invernadero.

En el momento en el que se instala un sistema de Generación Distribuida junto a la carga, reducimos el impacto visual que implican, la construcción de redes de transporte y los centros de transformación.

Los países que incorporan la Generación Distribuida, desarrollan una marca verde que promueve tanto sus productos internos, como destinos turísticos sostenibles.

Contribuye al desarrollo de una nueva industria verde, porque promueve la fabricación, la instalación y mantenimiento, de equipos de energía renovable.

#### **2.3.2.4 Aspectos Tecnológicos**

La integración de la Generación Distribuida de pequeña escala, a la infraestructura de las redes de distribución tradicional, plantea grandes desafíos, porque no se conecta de la manera clásica a las redes de transmisión; sino que, lo hace directamente a las redes de distribución. Especialmente las generadas por fuentes de energías renovables como la solar y la eólica, que se encuentran en auge en la actualidad. Pero, no tienen una generación constante de energía, en comparación con otros sistemas de Generación Distribuida, como las pilas de combustible o de almacenamiento; sino que fluctúan por las condiciones climáticas. Entonces, el problema radica en que, si se los integra, no van a mantener la confiabilidad del sistema, dentro de los límites establecidos por la norma.

Esto conlleva un cambio en la forma de planificar las redes de distribución, las funciones y objetivos. Si antes se tomaba en cuenta los límites de desempeño operacional y de capacidad, como las restricciones de flujo de carga, niveles de voltaje, pérdidas técnicas, capacidad térmica en las líneas, estándares de transformadores y conductores; ahora se deberá considerar, cuando exista una conexión de Generación Distribuida: los límites de generación, niveles de penetración, capacidad de reserva, límites en las corrientes de corto circuito, etc.

Es decir, se tienen que modernizar las redes de distribución, con tecnologías de vanguardia como la Smart Grid, que permite: “Manejar de manera bidireccional tanto la energía como la comunicación” (Jiang, Liu, & Yin, 2016). De manera que, con los parámetros de medición, detección, almacenamiento y automatización que maneja este sistema, se solucionen de manera

automática los problemas que, puedan plantear la integración de distintos sistemas de Generación Distribuida, a las líneas de distribución.

Ahora bien, el peso de toda esta modernización recae en las empresas distribuidoras, motivo por el cual, empresas como “CENTROSUR se encuentran en esta fase de transición. Donde, ya se ha incorporado un nivel significativo de automatización, a nivel de subestaciones y alimentadores. La arquitectura de la red es más dinámica, para reconfiguraciones ante eventos de interrupciones” (CENTROSUR, 2018). Toda esta modernización está encaminada a responder a los retos, que plantea la integración de la Generación Distribuida. Asimismo, pese a que no se maneja todavía un procedimiento de conexión y operación, de los sistemas de Generación Distribuida a niveles de media y baja tensión, la modernización que se realiza está encaminada a su incorporación.

#### **2.4 Parámetros de los Paneles Fotovoltaicos**

Los paneles fotovoltaicos están estructurados por células fotovoltaicas, éstas captan la luz del sol y la transforman en energía eléctrica. A las células fotovoltaicas generalmente se las construye con silicio, y sus parámetros se los determina por factores como variaciones de luz, de temperatura, por la carga conectada y el tamaño.

Las variaciones por la luz son factores dependientes de las condiciones climáticas. Si bien en la actualidad se cuenta con sistemas seguidores de luz, para poder modificar la posición del panel, y así, aprovechar al máximo la radiación solar; ésta es una variable que no se puede controlar, y que se debe tener presente en el momento de realizar el diseño del sistema. La variación de luz en las células fotovoltaicas durante el día, provoca que en ciertos instantes se comporte como “una resistencia salida infinita o como una resistencia de salida cero o cortocircuito” (Baciu, Cutan, & Gabor, 2016). Fig. 6, provocando una variación de voltaje y corriente en la salida de las células solares.

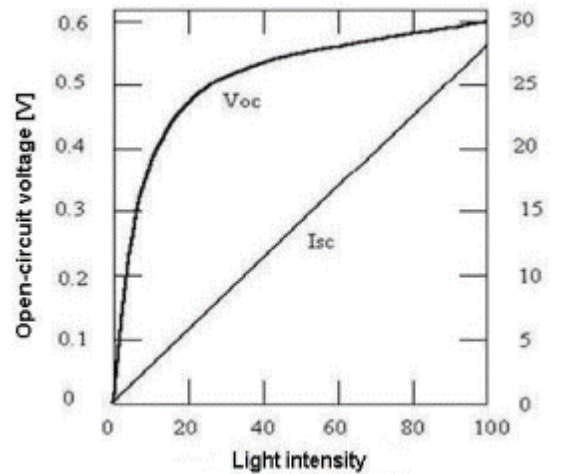


Fig. 6. Salida de la celda fotovoltaica versus la intensidad de la luz.

Fuente: (Baciu, Cutan, & Gabor, 2016)

La temperatura es un factor que afecta a las células solares, su variación modifica los valores de voltaje; pero no los de corriente, y como “el voltaje de la celda solar es inversamente proporcional a la temperatura, un incremento en la temperatura causa una proporcional disminución en el voltaje” (Baciu, Cutan, & Gabor, 2016), ocasionando que la potencia también tenga variaciones.

En cuanto al área de la celda, se puede decir que “La corriente de la celda es directamente proporcional a su área, y al calcular el producto de la corriente y el voltaje, resulta que la energía entregada por la celda, es directamente proporcional a su área” (Baciu, Cutan, & Gabor, 2016).

Mientras se vaya aumentando el valor de la carga, se disminuirá el voltaje y mantendrá una corriente constante, hasta alcanzar un punto de inflexión; una vez alcanzado éste, la corriente caerá a cero.

Todos los parámetros aquí descritos, son fundamentales en el análisis del rendimiento y envejecimiento de las células solares, y por ende, de los paneles fotovoltaicos. Para ello, se utilizan algunos procedimientos como ecuaciones de aproximación, que hacen referencia a los modelos matemáticos aplicados a circuitos equivalentes; y, los métodos metaheurísticos como algoritmo genético, algoritmo de optimización, de enjambre de abejas artificiales, etc.

## 2.5 Parámetro de Inversores

A los inversores se los instala en la parte posterior del panel solar, su función es transformar la corriente continua que se genera en los paneles; en una corriente alterna. Su entrada de

alimentación es de potencia variable, para poder aprovechar la potencia máxima generada, a pesar de las variaciones.

Entre las funciones principales del inversor, se encuentran:

- Conversión de energía: convierte la corriente continua recibida del panel, a corriente alterna.
- Optimización de energía: al encontrarse instalados en cada uno de los paneles, se logra la máxima captación de energía, ya que se puede aislar los paneles de forma individual, para lograr la mayor producción de energía y rendimiento
- Seguimiento y protección: los inversores pueden recabar información sobre las actividades eléctricas, que se realizan tanto en los paneles como en las cargas; y, brinda protección, en casos de cortocircuitos en alterna, tensión de la red fuera de rango, perturbaciones de la red.
- Operación constante: la carcasa de los inversores está construida, de forma que puedan disipar el calor de manera eficiente, y brindar un servicio constante.

De acuerdo a su tecnología, los inversores se pueden clasificar en tres tipos:

- Inversor String o de Cadena: con el que se conectan todos los paneles solares individuales del sistema de generación en serie, y la energía así producida, se la envía a un solo inversor; al tener un solo inversor en común, se puede reducir costos, y el mantenimiento es más sencillo; el inconveniente radica en que, el sistema entero de generación se ve afectado, si solo uno de los paneles es cubierto por la sombra, *la potencia producida queda determinada por la potencia del panel que menos produzca.*
- Micro Inversores: estos inversores se encuentran instalados en cada uno de los paneles solares, donde se realiza la conversión de corriente directa a corriente alterna, de forma individual. Este tipo de inversores eleva los costos de implementación del sistema, el mantenimiento se vuelve dificultoso; pero son más eficientes que los de cadena, si uno de los paneles solares se ve afectado por la sombra, *el resto sigue produciendo sin verse afectados*, es más fácil la detección de fallas.
- Optimizadores de Potencia: este sistema consiste en instalar en cada uno de los paneles los optimizadores, estos no convierten la corriente continua a corriente alterna; sino que modifican el punto de funcionamiento de cada panel. Es decir: que *siguen generando a su máxima potencia, así se encuentren cubiertos por la sombra.* La rectificación de corriente se la realiza en un solo inversor, cercano al punto de generación o al de la vivienda, *son económicos y de fácil mantenimiento.*

## 2.6 Parámetros de Baterías

Las baterías o acumuladores son utilizados para almacenar la energía producida por los paneles solares, y como en el día se tienen variaciones de generación producidas por cambios climáticos, los acumuladores tienen la función de mantener el servicio continuo, a más de proporcionarnos energía en la noche. También, nivelan los picos de demanda, ya que producen mayor potencia instantánea que los paneles solares. Las baterías utilizadas en los sistemas de generación fotovoltaicos tienen una vida útil promedio de entre 4 a 5 años y permiten descargas profundas y continuas.

Para la correcta selección de las baterías, se tiene en cuenta los siguientes parámetros:

- Tensión de la Batería: esto se determina estableciendo la tensión de funcionamiento del sistema fotovoltaico y la potencia demandada por el sistema.
- Vida Útil: este parámetro se lo mide por la cantidad de ciclos de carga y descarga. Mientras menor sea este ciclo, mayor será la vida útil de las baterías. Los fabricantes recomiendan que, nunca se descarguen completamente, sino volverlas a cargar cuando éstas se encuentren al 50% de su carga.
- Profundidad de Descarga: viene expresada en tantos por ciento (%), y es la cantidad de carga en tantos por ciento, que se ha utilizado de una batería.
- Capacidad de la Batería: su unidad es el amperio-hora (Ah) y es la cantidad de corriente que es capaz de suministrar la batería en un determinado tiempo y con una tensión determinada, cuando está cargada al 100%.
- Temperatura: la temperatura en las baterías juega un papel importante, ya que cuando ésta aumenta, incrementa la capacidad de los acumuladores, pero disminuye su vida útil. Su unidad son los grados centígrados, por esta característica es recomendable ubicar los acumuladores en lugares ventilados, ya que en el momento de la carga éstos generan calor.
- Eficiencia de Carga: es la relación, entre la energía utilizada para cargar completamente la batería, y la realmente almacenada en ella. Mientras su valor sea cercano al 100% será mejor su eficiencia de carga.

## 2.7 Cargas Residenciales.

Un factor primordial en el diseño y planificación de las redes de distribución, es determinar la carga que se instalará en el sistema. Porque al determinar las características de ella, se dimensiona la capacidad del transformador, la sección del conductor, las protecciones a utilizar,

la caída de tensión. También, permite evitar pérdidas de energía, debidas a un sobredimensionamiento del transformador, o sobrecargas por considerar valores de cargas inferiores a la instalada.

En cuanto a la carga residencial, se refiere a aquella producida por el uso doméstico, en la vivienda de una unidad familiar.

Para poder cuantificar la carga residencial, se deberá tener en cuenta los siguientes parámetros:

1. Determinar la carga instalada: se hace un listado con las potencias nominales de todo artículo eléctrico de la vivienda.
2. Carga instalada del consumidor representativo: se expresa en tanto por ciento, se refiere a cómo incide el usuario con mayores posibilidades sobre un usuario promedio
3. Determinación de la demanda máxima: se observa cómo afecta el uso de artículos eléctricos, en un mismo período de tiempo, en el momento de máxima demanda.
4. Proyección de la demanda: se toma en cuenta el incremento de la demanda, en un tiempo posterior.

### CAPÍTULO 3.

#### 3. MODELADO DE LA MICRO-RED EN SIMULINK.

El modelo se trata de una red de baja tensión, alimentada a través de un transformador de distribución, con cargas residenciales. El sistema de distribución es aéreo, con un total de 20 postes y 43 usuarios conectados al transformador. La cantidad de usuarios por postes se puede observar en la Fig.7

Desde el geoportal de la EERCS, se obtuvo el promedio de consumo de cada usuario, con lo cual se encontró que, un total de ocho usuarios no registran consumos, los cuales se hallan correspondientemente representados con color rojo en la Fig.7.

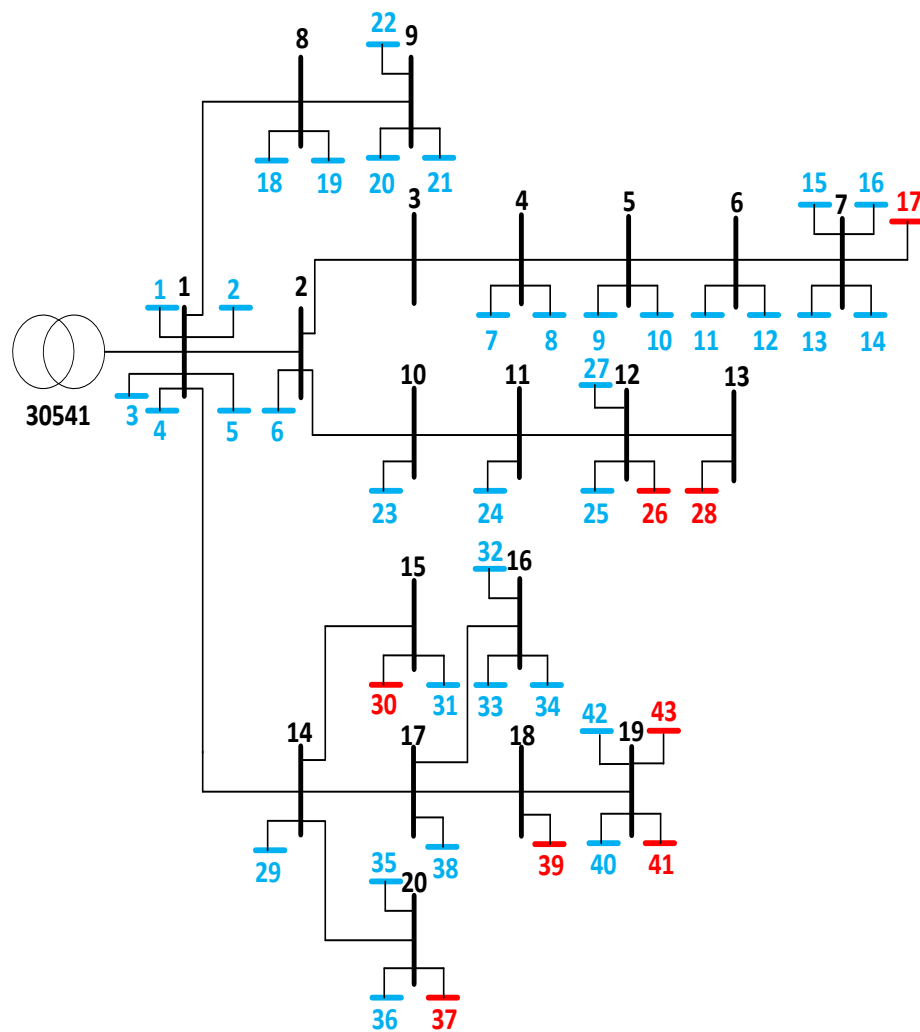


Fig. 7. Red modelada.

Fuente: Autores.

El modelado de cada elemento de la red, se presenta en los puntos posteriores.

### 3.1 Modelado de la Red de Alimentación

El transformador # 30541 ubicado aproximadamente a 1 km de distancia de la parroquia El Valle, se encuentra conectado al alimentador # 0824 monofásico, con una configuración denominada neutro corrido. El bloque de Simulink que representa una subestación, se muestra en la Fig. 8. El voltaje de la red de media tensión, es de 22 kV línea-línea.

La red de media tensión que alimenta el transformador es monofásica, así que solamente se usará una de las tres líneas L1, L2 o L3.

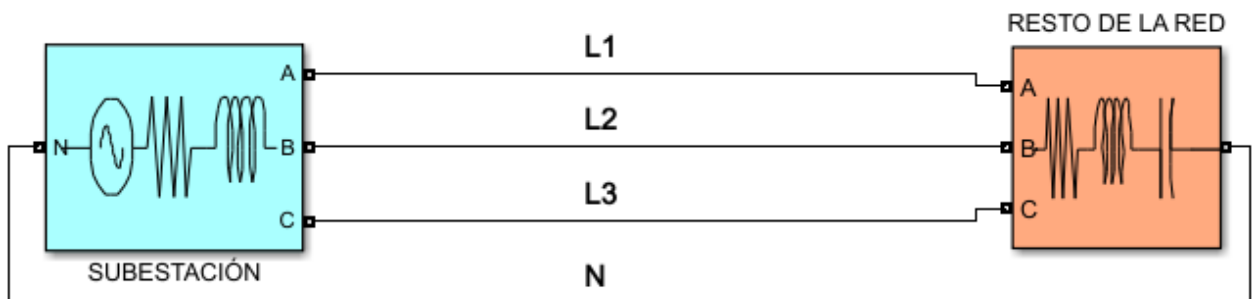


Fig. 8. Red de alimentación.

Fuente: Autores.

### 3.2 Modelado del Transformador

El transformador que alimenta a la red es monofásico de fase partida, auto protegido, montado en poste, con voltajes de 12.7 kV en el primario, y 120/240 V en el devanado secundario. El modelo del transformador se obtiene directamente desde la librería de Simulink, configurando los parámetros obtenidos de la ficha técnica del transformador Anexo C. Ver Fig. 9.

Linear Transformer (mask) (link)  
Implements a three windings linear transformer.  
Click the Apply or the OK button after a change to the Units popup to confirm the conversion of parameters.

Parameters

Units: SI

Nominal power and frequency [Pn(VA) fn(Hz)]:  
[25e3 60]

Winding 1 parameters [V1(Vrms) R1(ohm) L1(H)]:  
[12700 30.4582 0.10773]

Winding 2 parameters [V2(Vrms) R2(ohm) L2(H)]:  
[166.88 0.0090888/2 0.000016]

Three windings transformer

Winding 3 parameters [V3(Vrms) R3(ohm) L3(H)]:  
[166.88 0.0090888/2 0.000016]

Magnetization resistance and inductance [Rm(ohm) Lm(H)]:  
[3.2258e+05 855.67]

Measurements: Winding currents

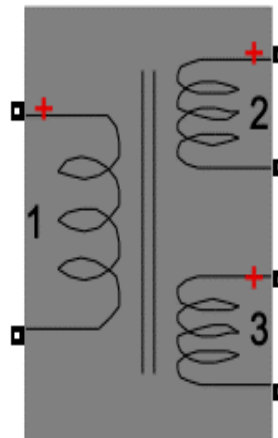


Fig. 9. Modelado y datos del transformador.

Fuente Autores.

### 3.3 Modelado de Cargas

Para modelar las cargas, previamente se instaló el medidor de calidad marca a-eberle modelo PQ-Box 100, “siguiendo la Regulación Nro. ARCONEL 053/18 referente a medición de calidad de producto” (Electricidad., 2018) que establece que: la medición, registro y almacenamiento se efectuará mediante un periodo de evaluación no inferior a siete días continuos en intervalos de 10 minutos.

Siguiendo el manual proporcionado por el fabricante se procedió a conectar el equipo de medición de calidad de energía en el secundario del transformador tal como se muestra en la Fig. 10.

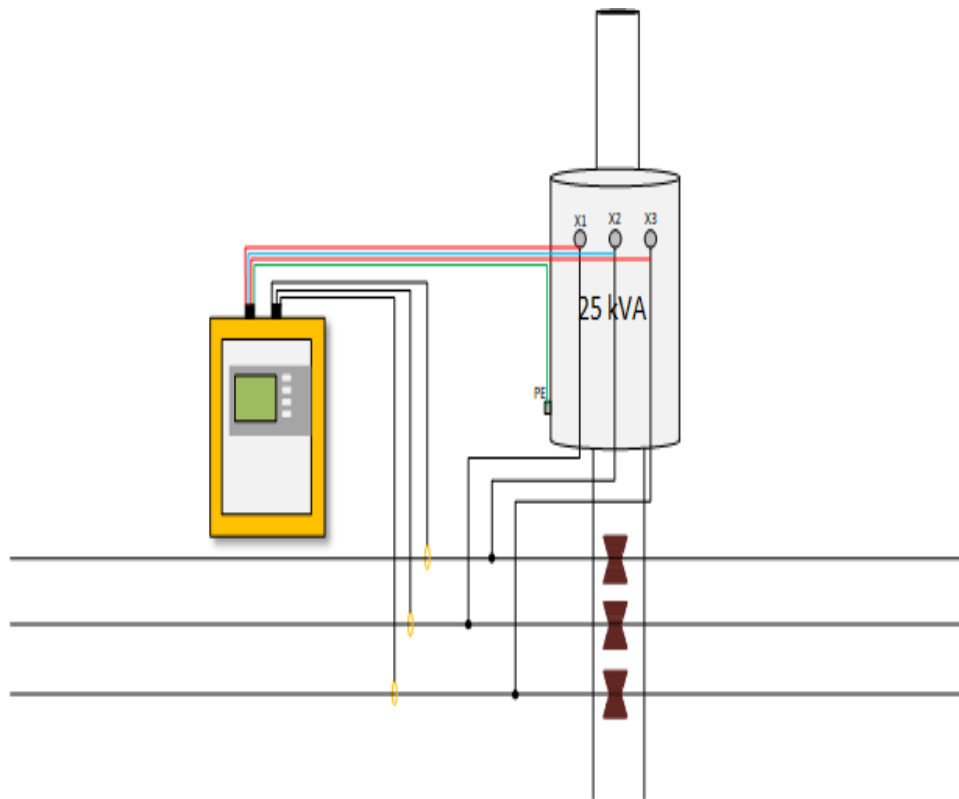


Fig. 10. Instalación del equipo de calidad.

Fuente: Autores.

Luego de analizar los resultados obtenidos por el medidor de calidad de energía, se decidió obtener dos curvas de consumo: la primera curva se realiza promediando los datos obtenidos de lunes a viernes; mientras que, la segunda curva se obtuvo promediando los datos de consumo del día sábado y domingo. Los resultados se pueden observar en la Fig.11.

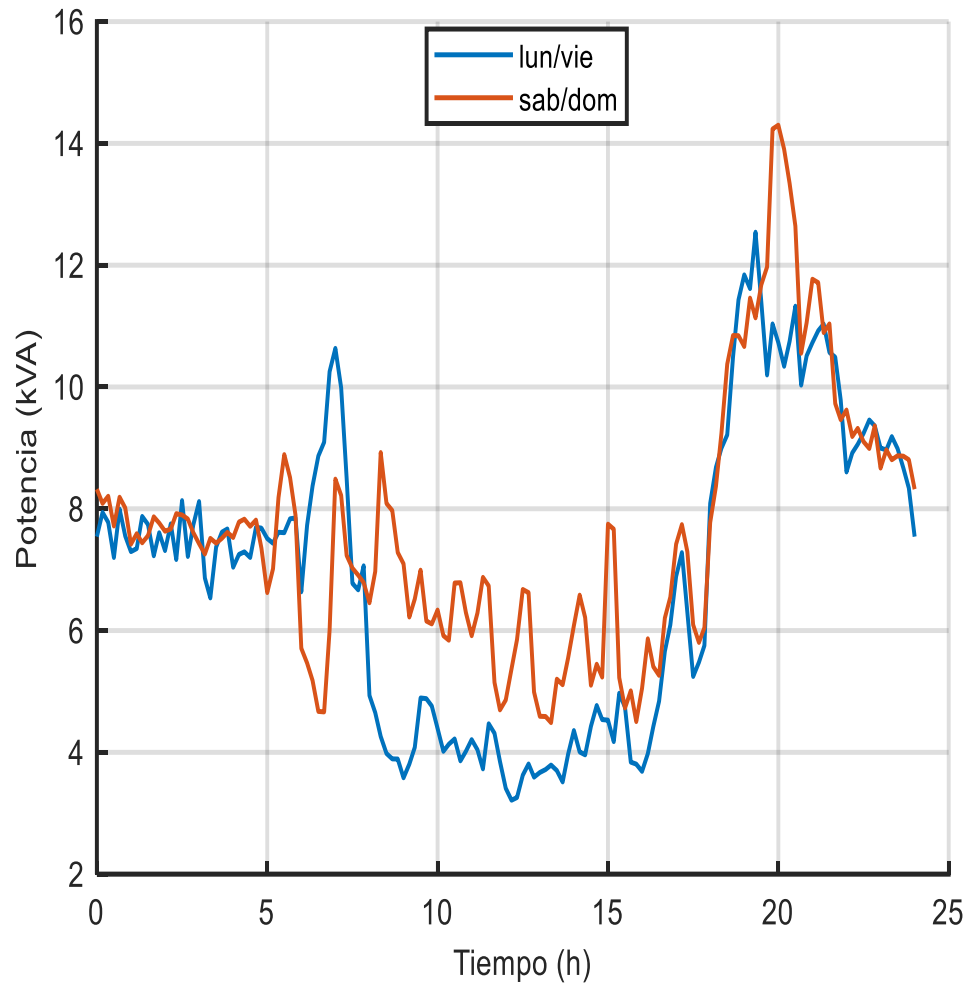


Fig. 11 Promedio de potencia diaria consumida.

Fuente: Autores.

La gráfica de la Fig. 11 muestra que, la diferencia en el consumo es superior los días: sábado y domingo, en los horarios comprendidos entre las 8:00 y 17:00. Separar los valores permitirá más adelante, evaluar la cantidad de potencia que los paneles fotovoltaicos, pueden inyectar en casos de bajo y alto consumo de energía.

Simulink permite una forma dinámica de simulación, ya que facilita cambiar datos en el transcurso de la misma; aprovechando esta situación, a través del bloque de conmutación, se puede elegir los datos de simulación del perfil de carga requeridos, como se ve en la Fig. 12.

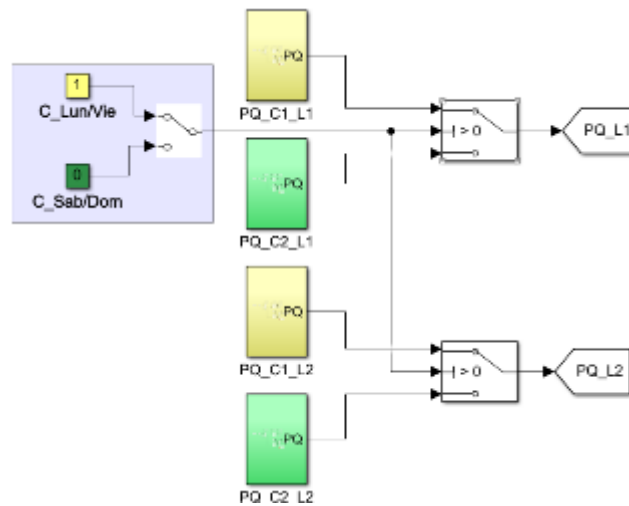


Fig. 12. Conmutación de perfiles de carga.

Fuente: Autores.

El medidor de calidad, además de la potencia total consumida en intervalos, permite obtener datos de voltajes, corrientes, factor de potencia, potencia real, reactiva, aparente, por fase. Estos datos son de gran utilidad, porque permiten realizar un modelado más cercano a la realidad. En la Fig. 12 se representa el bloque PQ, de potencia consumida a diario, obtenida a partir de datos de potencia real y factor de potencia.

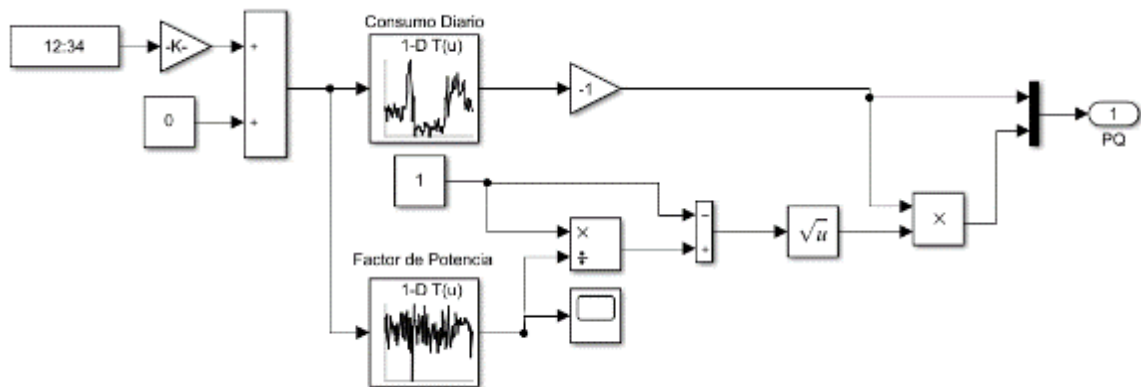


Fig. 13. Bloque de potencia activa y reactiva.

Fuente: Autores.

La potencia reactiva se calcula con la ecuación 3.1 para ello se usan los datos medidos, de la potencia real y factor de potencia.

$$Q = P \sqrt{\frac{1}{FP^2} - 1} \quad (3.1)$$

Las cargas en Simulink se modelaron en función de la corriente, para ello es necesario calcular el valor de la corriente a partir de las potencias PQ obtenidos a través de las mediciones realizadas con el equipo. Los bloques usados para el cálculo de pueden ver en Fig. 14.

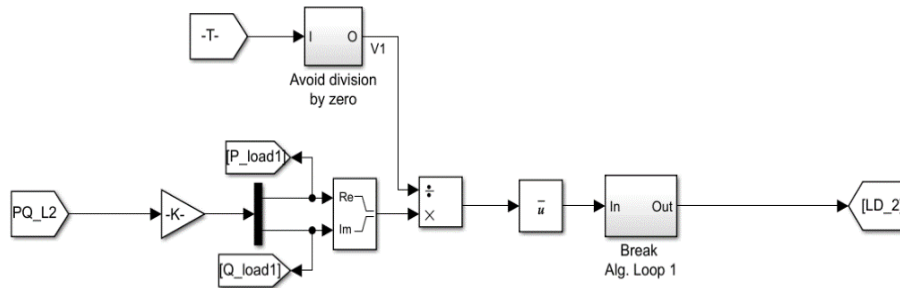


Fig. 14. Bloque de carga residencial.

Fuente: Autores.

Como se mencionó anteriormente, existen usuarios que no consumen energía; por esa razón, se investigó el consumo promedio mensual de cada uno de los cuarenta y tres usuarios; con el fin de establecer el porcentaje de consumo individual, resumido en la Tabla 1.

Se estimó el porcentaje de consumo de cada usuario en función de valores mensuales de energía consumidos.

Es importante mencionar que, el porcentaje de consumo no es constante a lo largo del día; es decir, en ciertos momentos puede haber mayor o menor consumo, pero es una aproximación que se puede usar, como referencia para el modelado.

La Tabla 1 muestra el consumo promedio mensual de los últimos doce meses de los usuarios conectados al transformador 30541, en donde el porcentaje de consumo se calculó tomando como referencia la suma total de los consumos.

Tabla 1. Porcentaje de consumo por usuario.

| Nro de Poste | Usuario   | Consumo Mensual kW/h | Porcentaje Consumo |
|--------------|-----------|----------------------|--------------------|
| P_360419     | M 496927  | 61,00                | 1,93%              |
|              | M 497099  | 68,00                | 2,15%              |
|              | M 497107  | 83,00                | 2,62%              |
|              | M 4607628 | 94,00                | 2,97%              |
|              | M 4369484 | 132,00               | 4,17%              |
| P_362622     | M 497115  | 53,00                | 1,67%              |
|              | M 1609635 | 149,00               | 4,71%              |

|          |            |        |       |
|----------|------------|--------|-------|
| P_394880 | M 3904935  | 67,00  | 2,12% |
|          | M 497073   | 123,00 | 3,89% |
|          | M 10018578 | 51,00  | 1,61% |
| P_380699 | M 3034956  | 110,00 | 3,48% |
| P_380642 | M 3786811  | 169,00 | 5,34% |
|          | M 4489522  | 64,00  | 2,02% |
| P_380622 | M 497016   | 76,00  | 2,40% |
|          | M 3319027  | 119,00 | 3,76% |
| P_372402 | M 4217816  | 99,00  | 3,13% |
|          | M 3839032  | 65,00  | 2,05% |
| P_380748 | M 4210316  | 44,00  | 1,39% |
|          | M 3986957  | 46,00  | 1,45% |
|          | M 3986916  | 100,00 | 3,16% |
|          | M 4190583  | 0,00   | 0,00% |
|          | M 4482543  | 38,00  | 1,20% |
| P_362618 | M 3708682  | 90,00  | 2,84% |
| P_362620 | M 496935   | 101,00 | 3,19% |
| P_362571 | M 4229720  | 84,00  | 2,65% |
|          | M 3108503  | 87,00  | 2,75% |
|          | M 4634747  | 0,00   | 0,00% |
| P_361886 | M 3885589  | 0,00   | 0,00% |
| P_360415 | M 10015644 | 10,00  | 0,32% |
|          | M 3312865  | 81,00  | 2,56% |
|          | M 1894120  | 130,00 | 4,11% |
| P_373933 | M 10039543 | 10,00  | 0,32% |
| P_373848 | M 4060760  | 82,00  | 2,59% |
|          | M 4486304  | 10,00  | 0,32% |
|          | M 5003058  | 49,00  | 1,55% |
|          | M 5003066  | 2,00   | 0,06% |
| P_216034 | M 497123   | 167,00 | 5,28% |
| P_361737 | M 496919   | 81,00  | 2,56% |
|          | M 4625265  | 2,00   | 0,06% |
| P_362621 | M 5012406  | 72,00  | 2,27% |
| P_361726 | M 10009463 | 103,00 | 3,25% |
|          | M 10019800 | 91,00  | 2,88% |
|          | M 10014682 | 102,00 | 3,22% |

|       |        |      |
|-------|--------|------|
| TOTAL | 3165,0 | 100% |
|-------|--------|------|

Fuente: Autores.

Cabe mencionar que según la EERCS le otorga la calificación de estrato tipo D al sector en donde se realiza el estudio, siendo éstos usuarios cuyo consumo oscila entre 61 y 110 kWh. En la Tabla 1 se pueden ver que el 17,26 % usuarios que exceden el consumo especificado para el estrato que se les atribuye.

Para acelerar y optimizar el análisis en Simulink, se optó por sumar los consumos de los usuarios en cada poste, obteniendo el siguiente resultado: Ver Tabla 2.

Tabla 2. Porcentaje de consumo por poste.

| Nro de Poste | Consumo Mensual kW/h | Porcentaje Consumo |
|--------------|----------------------|--------------------|
| P_360419     | 438,00               | 13,84%             |
| P_362622     | 202,00               | 6,38%              |
| P_394880     | 241,00               | 7,61%              |
| P_380699     | 110,00               | 3,48%              |
| P_380642     | 233,00               | 7,36%              |
| P_380622     | 195,00               | 6,16%              |
| P_372402     | 164,00               | 5,18%              |
| P_380748     | 228,00               | 7,20%              |
| P_362618     | 90,00                | 2,84%              |
| P_362620     | 101,00               | 3,19%              |
| P_362571     | 171,00               | 5,40%              |
| P_361886     | 0,00                 | 0,00%              |
| P_360415     | 221,00               | 6,98%              |
| P_373933     | 10,00                | 0,32%              |
| P_373848     | 143,00               | 4,52%              |
| P_216034     | 167,00               | 5,28%              |
| P_361737     | 83,00                | 2,62%              |
| P_362621     | 72,00                | 2,27%              |
| P_361726     | 296,00               | 9,35%              |

Fuente: Autores

La Fig. 15 corresponde al modelado de una carga residencial, la cual se ubica en cada uno de los postes. El bloque tiene salida hacia la red y entrada de paneles fotovoltaicos. Cada bloque simula el consumo de potencia de acuerdo a la tabla 2.

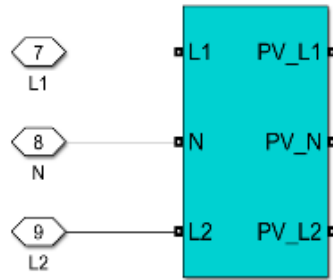


Fig. 15. Bloque de carga residencial.

Fuente: Autores.

### 3.4 Modelado del Sistema Fotovoltaico

El objetivo de la investigación es conocer el comportamiento de la red, en el caso de que los usuarios opten por colocar paneles solares, para satisfacer parte o toda la demanda de sus cargas.

Como punto de partida, es importante conocer la cantidad de radiación que existe en la ubicación de la red. Los datos de radiación que se obtuvieron, son del año 2019 de la parroquia El Valle.

La parroquia El Valle se encuentra aproximadamente a 1 km de distancia del lugar en donde se ubica la zona de estudio llamada la Victoria Baja, es por ello que para verificar que los datos tomados en El Valle puedan ser utilizados en el proyecto se utilizará del software PVsyst, el cual cuenta con una base de datos de radiación obtenidos de: Meteonorm, NASA-SSE, NREL.

En la Tabla 3 se puede observar los resultados de ingresar las respectivas ubicaciones en el software PVsyst, en donde se puede notar que no existe diferencia entre los valores de radiación entre una ubicación y otra debido a que los datos obtenidos por las estaciones meteorológicas se realizan a través de métodos de interpolación que toman rejilla con resoluciones de 1km x 1km tal y como se menciona en el Atlas Solar del Ecuador (CONELEC, 2008). Con ello queda claro que la radiación en la parroquia el Valle es la misma que en la Victoria Baja (zona de estudio), permitiendo usar los datos recolectados de radiación de la parroquia El Valle.

Tabla 3. Datos de radiación obtenidos del PVsyst.

| Ubicación     | Latitud, Longitud     | Radiación Promedio Anual ( KWh/m2.día) |          |      |
|---------------|-----------------------|--|----------|------|
|               |                       | Meteonorm                              | NASA-SSE | NREL |
| EL Valle      | -2.937931, -78.966535 | 5.84                                   | 4.40     | 4.68 |
| Victoria Baja | -2.942155, -78.972412 | 5.81                                   | 4.40     | 4.68 |

Fuente: Autores.

En la Tabla. 3 presentan los valores promedio, ya que la aplicación PVsyst es el único dato que proporciona, como se puede revisar en el Anexo F.

Los datos recolectados del Instituto Nacional de Eficiencia Energéticas y Energías Renovables del Ecuador (INER) proporcionan la radiación global promedio, máxima y mínima, en intervalos de una hora. La Fig. 16, permiten apreciar los valores de radiación promedio, máxima y mínima, por hora, de cada mes; permitiendo diferenciar los meses que aportan mayor y menor producción de energía eléctrica, a través de paneles fotovoltaicos.

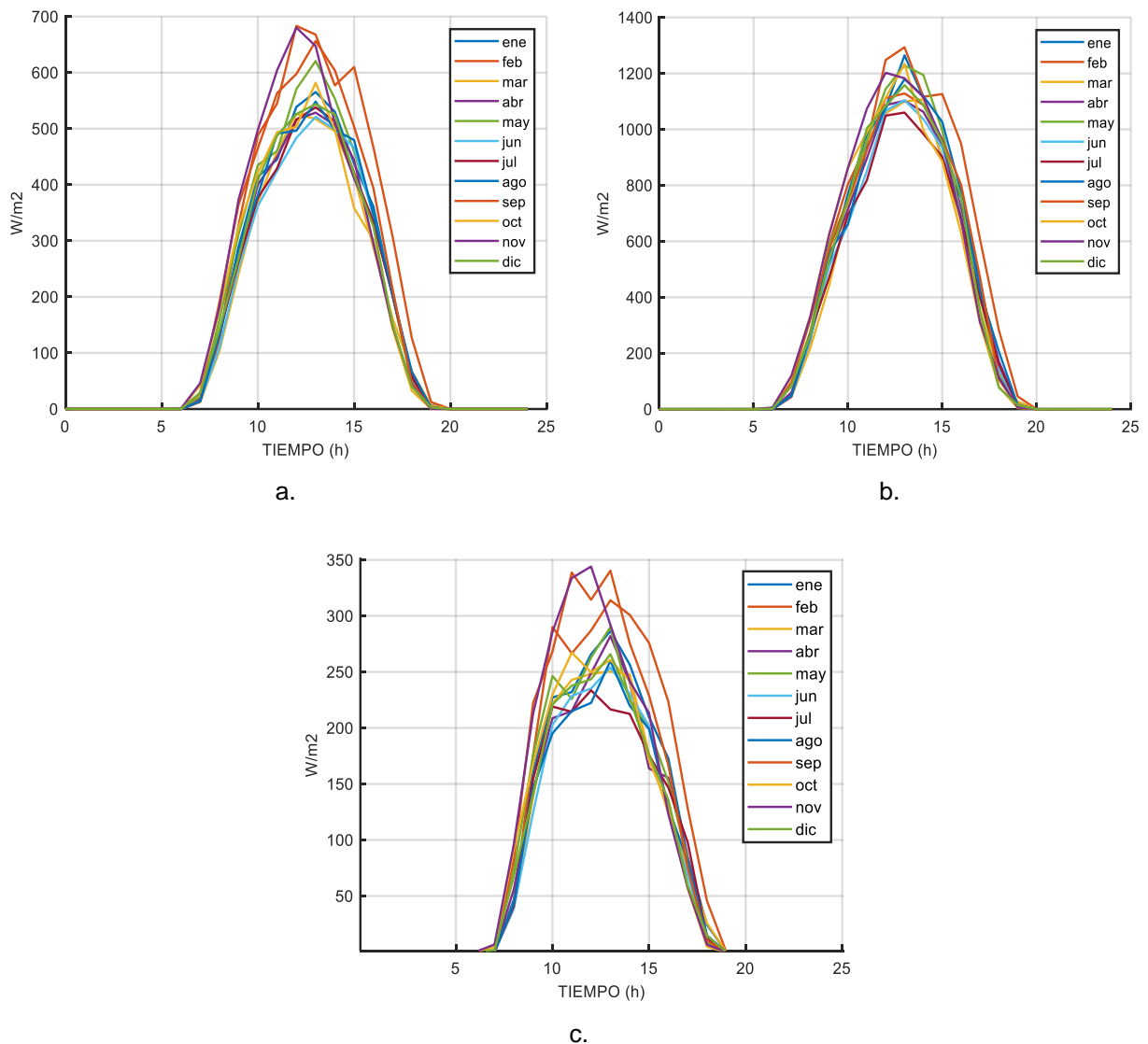


Fig. 16 Radiación mensual año 2019, a) radiación promedio, b) radiación máxima, c) radiación mínima,

Fuente: Autores.

En la Fig. 16a que, se refiere a la radiación global promedio, se pueden notar los meses de mayor y menor radiación, siendo éstos febrero y junio respectivamente. De la misma forma, en las Figs. 16b y 16c correspondientes a la radiación global máxima y mínima, se puede apreciar que el mes de febrero se produce la mayor radiación, y los meses de junio y julio la menor radiación.

Las curvas usadas para el modelamiento en Simulink, se muestran en la Fig. 19. Cada una de las curvas corresponde al promedio de los doce meses de año.

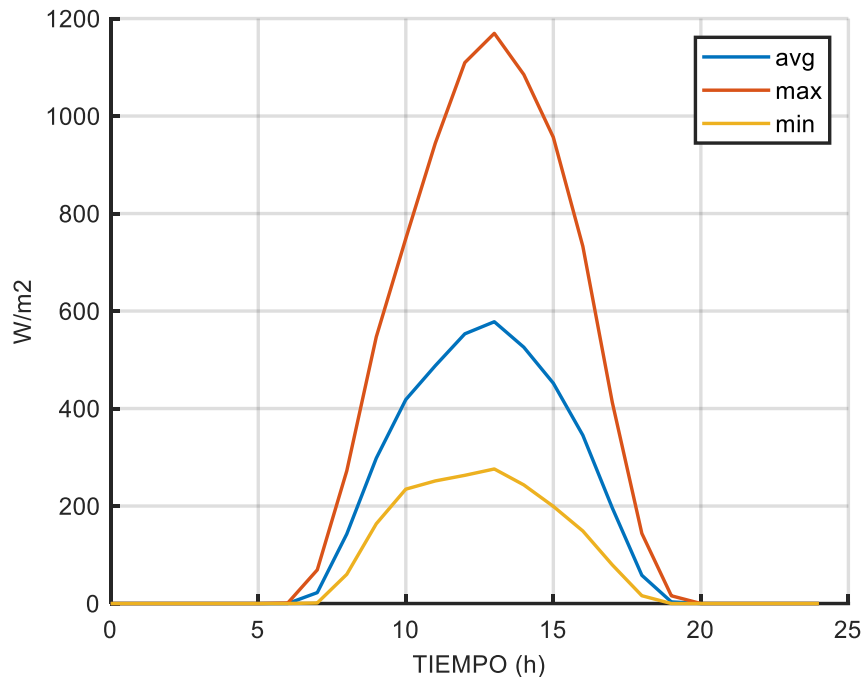


Fig. 17 Radiación global anual.

Fuente: Autores.

La radiación se modeló a partir de las curvas de la Figura 17. A cada hora del día, le corresponde un valor de radiación; lo cual se logra a través de los bloques que se muestran en la Figura 18.

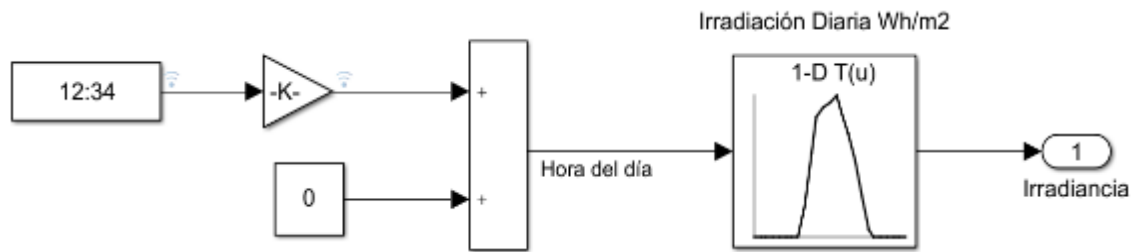


Fig. 18 Bloque de irradiación para Simulink.

Fuente: Autores.

Como ya se mencionó anteriormente, el modelo cuenta con tres tipos de datos de radiación global, siendo éstas: promedio, máxima y mínima, las cuales se podrán seleccionar de acuerdo al análisis de simulación requerido ver Fig. 19. Es importante conocer que se puede cambiar de variable, en el transcurso de la simulación; lo que facilita la manipulación de los valores de radiación, según sea el caso de estudio.

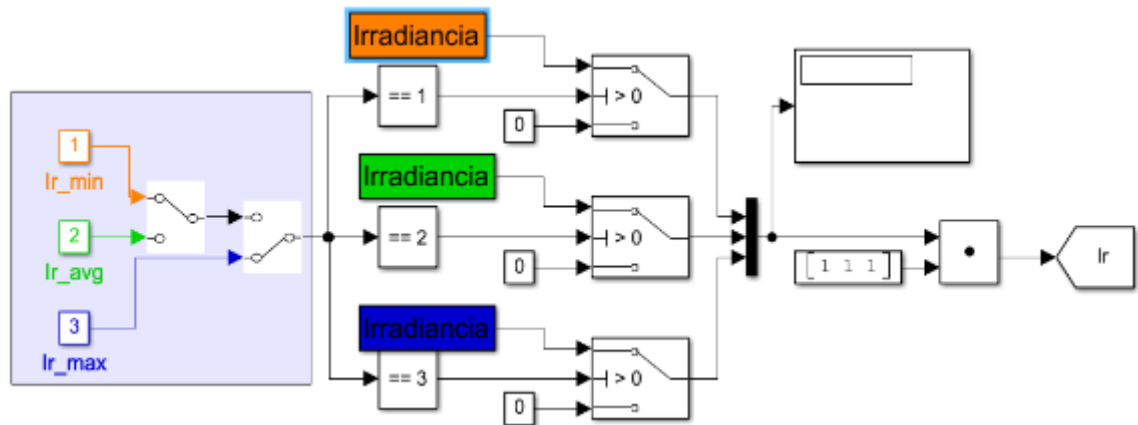


Fig. 19. Bloque de selección de irradiación Simulink.

Fuente: Autores.

### 3.4.1 Modelado de Panel Solar.

El panel solar usado para realizar el modelado, se encuentra en el centro de posgrados de la Universidad Católica de Cuenca, y posee las características que se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Datos del panel fotovoltaico.

| MODULE SE-P230-60           |       |
|-----------------------------|-------|
| Rated maximum power (Pm)    | 230W  |
| Tolerance                   | 0-+3% |
| Voltage at pmax(Vmp)        | 29,5V |
| Current at pmax (Imp)       | 7,80A |
| Open-circuito voltage (Voc) | 36,6V |

|                                   |                |
|-----------------------------------|----------------|
| Short-circuit current (Isc)       | 8,42A          |
| Normal operating cell temp (NOCT) | 47±2°C         |
| Maximum system voltaje            | 1000V DC       |
| Maximum series fuse rating        | 15A            |
| Operating temperatura             | -40°C TO +85°C |
| Application class                 | CLASS A        |
| Cell technology                   | POLY-SI        |
| Weight                            | 19,5Kg         |
| DIMENSION (mm)                    | 1650x992x45    |

Fuente: Autores.

Los datos de la Tabla 3, se tomaron como referencia, para desarrollar el modelo matemático, del panel solar en Simulink, a partir de las ecuaciones (3.2) - (3.6) (Pandiarajan & Muthu, 2011).

Fotocorriente:

$$I_{ph} = [I_{sc}k_i(T - 298)] \frac{G}{1000} \quad (1)$$

Corriente de saturación:

$$I_0 = I_{rs} \left( \frac{T}{T_n} \right)^3 \exp \left[ \frac{qE_{g0} \left( \frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right)}{nK} \right] \quad (2)$$

Corriente de saturación reversa:

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{e^{\left( \frac{qV_{oc}}{nN_sKT} \right)} - 1} \quad (3)$$

Corriente Shunt:

$$I_{sh} = \left( \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (4)$$

Corriente fotovoltaico:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{nKN_sT} \right) - 1 \right] - I_{sh} \quad (5)$$

En donde:

$I_{ph}$  Fotocorriente (A).

$I_{sc}$  Corriente de corto-circuito (A).

|          |  |
|----------|--|
| $k_i$    | Corriente de corto-circuito de una celda a 25°C y 1000 $W/m^2$ |
| $T$      | Temperatura de operación (K).                                  |
| $T_n$    | Temperatura nominal (K).                                       |
| $G$      | Irradiación solar ( $W/m^2$ ).                                 |
| $q$      | Carga de electrón (C).   |
| $V_{oc}$ | Voltaje de circuito abierto (V).                               |
| $n$      | Factor de diodo  |
| $K$      | Constante de Boltzmann (J/K)                                   |
| $E_{go}$ | Gráfico de banda de energía del semiconductor (eV).            |
| $N_S$    | Número de celdas conectadas en serie.                          |
| $N_p$    | Número de células conectadas en paralelo.                      |
| $R_S$    | Resistencia serie (ohms).                                      |
| $R_{Sh}$ | Resistencia shunt (ohms).                                      |
| $V_t$    | Voltaje térmico del diodo (V).                                 |

En la Fig. 20, se pueden observar los bloques que, contienen cada una de las ecuaciones utilizadas, en el modelo matemático del panel solar fotovoltaico. Para obtener las curvas características se añadió una señal tipo rampa, que simula el incremento del valor de voltaje.

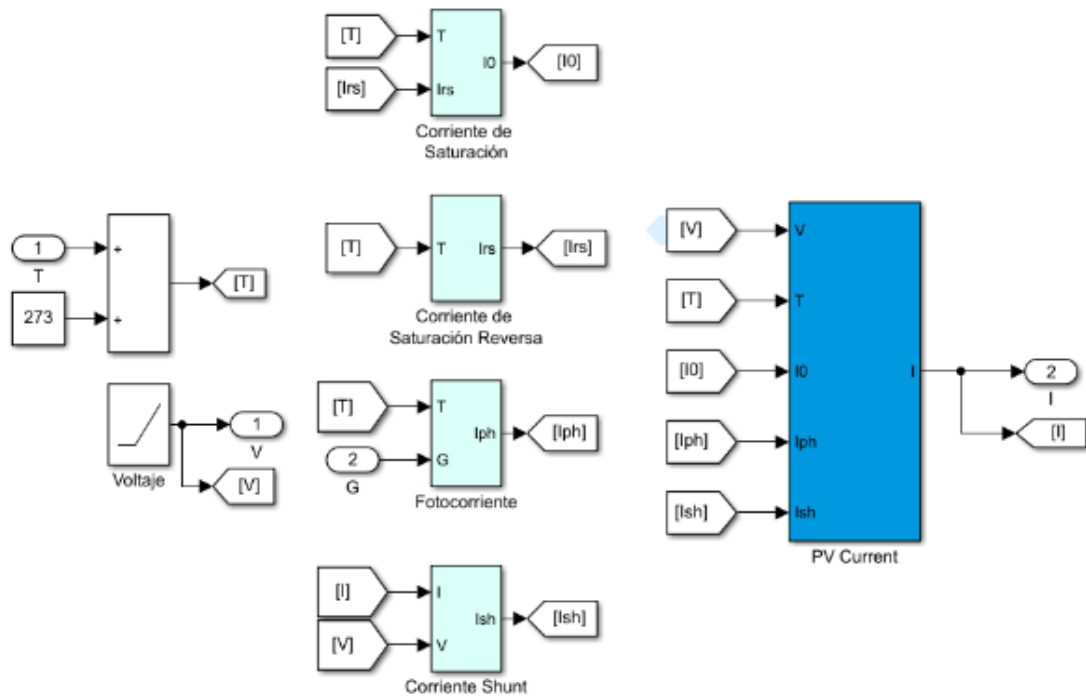


Fig. 20. Ecuaciones PV en Simulink.

Fuente: Autores.

Los datos de ingreso de panel fotovoltaico son: la temperatura y la radiación, tal y como se muestra en la Fig. 21. Comúnmente los fabricantes de paneles fotovoltaicos, obtienen los valores de placa, a partir de pruebas STC (Condiciones de Prueba Estándar) (Standard, 2006). Para realizar estas pruebas, se especifican valores de temperatura igual a 25 °C, con una radiación de 1000 W/m<sup>2</sup>, y una masa de aire de 1,5 kg/m<sup>3</sup>. Para obtener la curva I-V y P-V del presente panel fotovoltaico, se coloca los valores para pruebas estándar como se ve en la Figura 21.

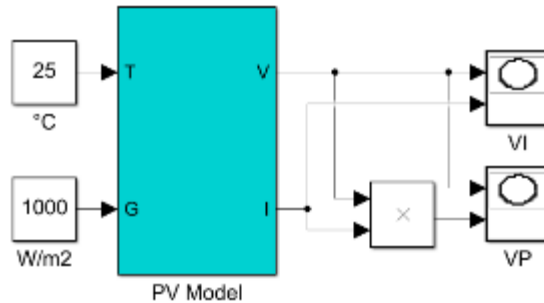


Fig. 21. Modelo PV Simulink.

Fuente: Autores.

Las curvas Intensidad-Voltaje y Potencia-Voltaje, se pueden apreciar en las Fig. 22, respectivamente. En donde se puede observar el valor del voltaje de circuito abierto,  $V_{oc} = 36.6$  V, y la intensidad de cortocircuito,  $I_{sc} = 8.42$  A. De la misma manera se observa los valores de voltaje y corriente, que produce la potencia máxima.

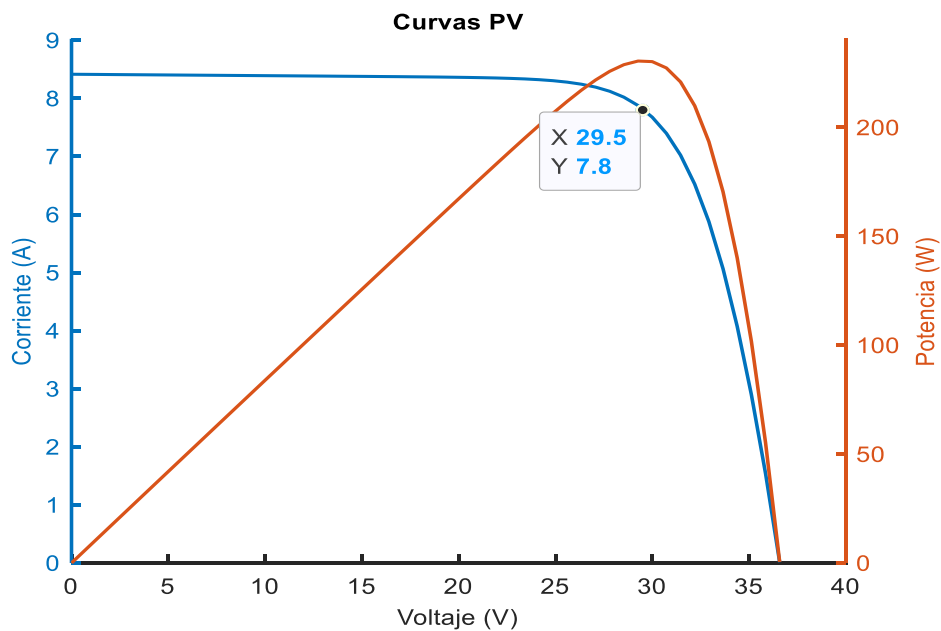


Fig. 22. Curvas del panel solar I-V vs P-V.

Fuente: Autores.

El panel presentado en la Fig. 21, fue modificado al de la Fig. 23, en donde los parámetros de temperatura y radiación varían, a lo largo de la simulación; así mismo, se mantiene el voltaje constante. La potencia de salida es el producto del voltaje y la corriente generada, en función de la radiación y la temperatura. Según datos medidos que se obtuvieron en el Centro de Investigación, la producción pico del panel fotovoltaico es 230 W.

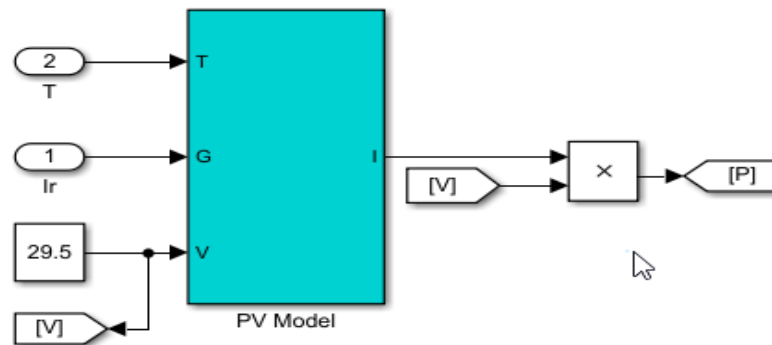


Fig. 23. Bloque PV modificado

Fuente: Autores.

Es importante indicar que, se está simulando un panel con inversor bifásico; es decir: la potencia del panel solar en el modelado, se divide para cada una de las fases.

En la Fig. 24, se puede observar el arreglo de fuentes de corriente tienen como objetivo inyectar ésta, a diferencia de las fuentes de las cargas que son modeladas para consumir corriente.

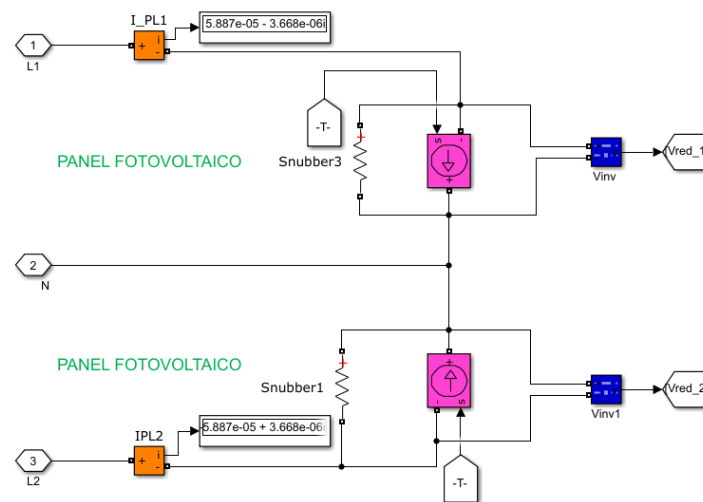


Fig. 24. Modelado PV fuentes de corriente.

Fuente: Autores.

El bloque final del panel fotovoltaico, consta de entradas de valores de radiación y temperatura. Las salidas están configuradas para conectarse a la red de 240/120, como se muestra en la Figura 25.

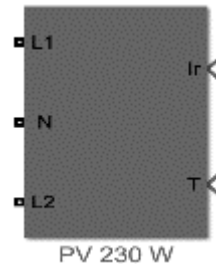


Fig. 25. Bloque PV completo.

Fuente: Autores.

### 3.5 Modelado de las Líneas de Distribución

Según el geoportal de la EERCS, los conductores usados en la red conectada al transformador 30541, son: ACSR.2 y ASCR.4 para las fases y neutro respectivamente, configurados como 1F3C.

Los conductores fueron modelados a partir de los valores resistivos y reactivos tomados del catálogo conductores ACSR CENTELSA (ACSR, 2019) . Para el modelado se tomó en cuenta la longitud de cada tramo, dato obtenido de ArcGIS, Figura 26.

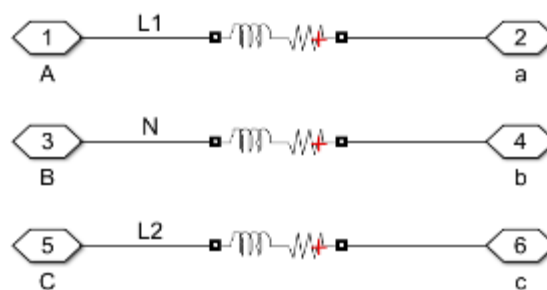


Fig. 26. Conductor ASCR.

Fuente: Autores.

Los valores de resistencia y reactancia utilizados para el modelado, se pueden ver en la Tabla 5.

Tabla 5. Valores de resistencia y reactancias de conductores.

| Tipo y Calibre | Resistencia ohm/km | Reactancia ohm/km | Inductancia H/km |
|----------------|--------------------|-------------------|------------------|
| ASCR #2        | 819e-3             | 357e-3            | 9,46971e-4       |
| ACSR #4        | 1,30               | 375e-3            | 9,94718e-4       |

Fuente: Autores.

El bloque RL de Simulink, permite ingresar valores de resistencia (ohm), e inductancia (henrios); de tal manera que, los valores de reactancia inductiva, no son ingresados directamente. Usando de la ecuación 3.7 y 3.8 se calculó el valor de inductancia.

$$X_L = 2\pi fL \quad (6)$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} \quad (7)$$

### 3.6 Modelado de la Red

La Fig. 7 muestra el diagrama unifilar de la red que se modeló, con la cantidad de usuarios por poste, incluyendo usuarios que no registran consumo en los últimos seis meses, según los datos de la Empresa Eléctrica Centro Sur.

El número de paneles fotovoltaicos, por usuario, es uno. De la misma manera se excluyó a los usuarios que no registran consumos, es decir, que el total de paneles solares simulados son treinta y cinco, correspondiente al 80 %.

La Fig. 27 correspondiente al poste P\_362571, del cual se derivan tres acometidas, en donde según la tabla 2, los usuarios consumen el 5 % de la potencia total entregada por el transformador. El número de paneles solares corresponde al número de usuarios, en este caso tres. Cada panel fotovoltaico cuenta con un elemento de conexión y desconexión el cual controla la cantidad de paneles conectados, según sea el caso de estudio.

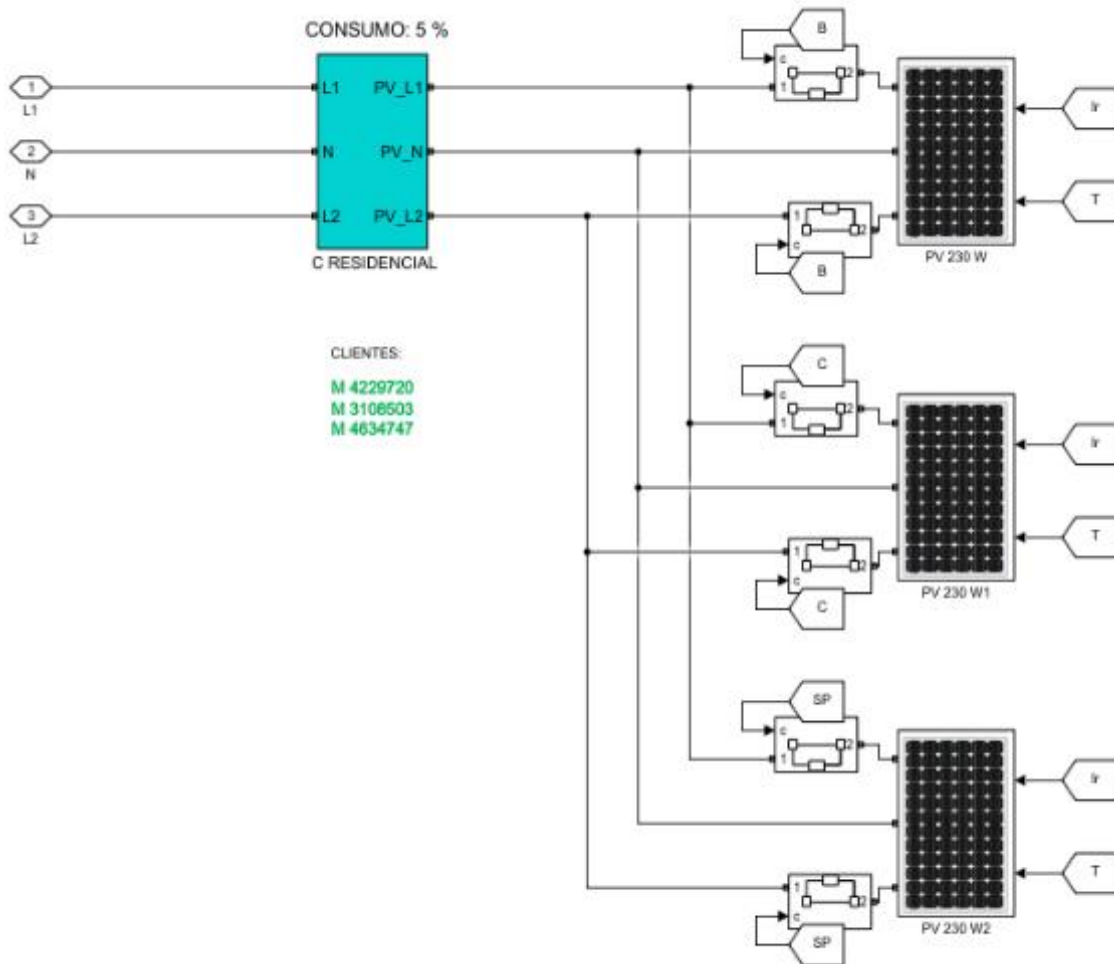


Fig. 27. Paneles Solares de Usuario.

Fuente: Autores.

En la Tabla 7, se puede observar el porcentaje de paneles fotovoltaicos, y la cantidad que corresponde a cada porcentaje. Los casos de estudio se concentran en el 20, 50 y 80 por ciento de paneles, para diferentes radiaciones y perfiles de carga.

Tabla 6. Cantidad y porcentaje de paneles fotovoltaicos.

| Porcentaje (%) | # Paneles Fotovoltaicos |
|----------------|-------------------------|
| 100            | 43                      |
| 80             | 35                      |
| 50             | 22                      |
| 20             | 9                       |

Fuente: Autores.

En Simulink, se realizó un control que, permite ingresar el porcentaje de paneles solares, antes y en el instante de la simulación, como se puede ver en la Figura 28

A través de conmutadores, es posible combinar valores, y obtener el número de paneles fotovoltaicos requeridos. Adicionalmente se añadió la variable SP, la cual agrupa el 20% de usuarios que no registran consumos, a los cuales se le excluyó, ya que la investigación se centra en usuarios que consumen energía y que de alguna manera optarían por el uso de paneles fotovoltaicos.

La variable “A” representa el veinte por ciento de los paneles fotovoltaicos, la variable “A+B” el cincuenta por ciento y la variable “A+B+C” el ochenta por ciento, siendo la variable “SP” como se mencionó anteriormente el veinte por ciento restante, sumando un total del cien por ciento.

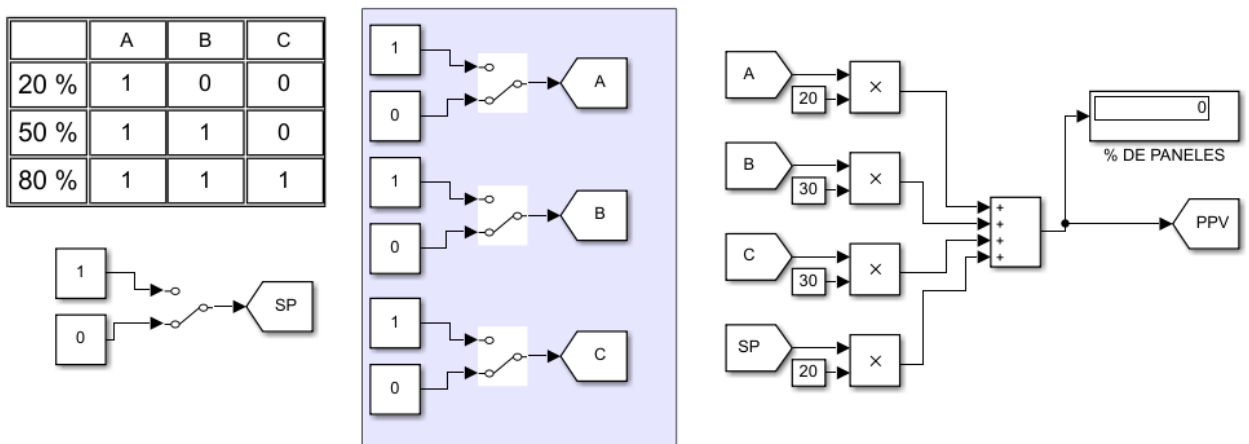


Fig. 28. Control de cantidad de PV.

Fuente: Autores.

En la Figura 29, se puede ver el diagrama de bloques completo que se usará para el estudio, el cual incluye todos los elementos que son partes de una red de distribución los cuales se mencionaron anteriormente, adicionalmente se introducen bloques de medición (aperímetro voltímetros), visualización (scope) y casos de estudio (radiación máxima, mínima, promedio; carga máxima y mínima).

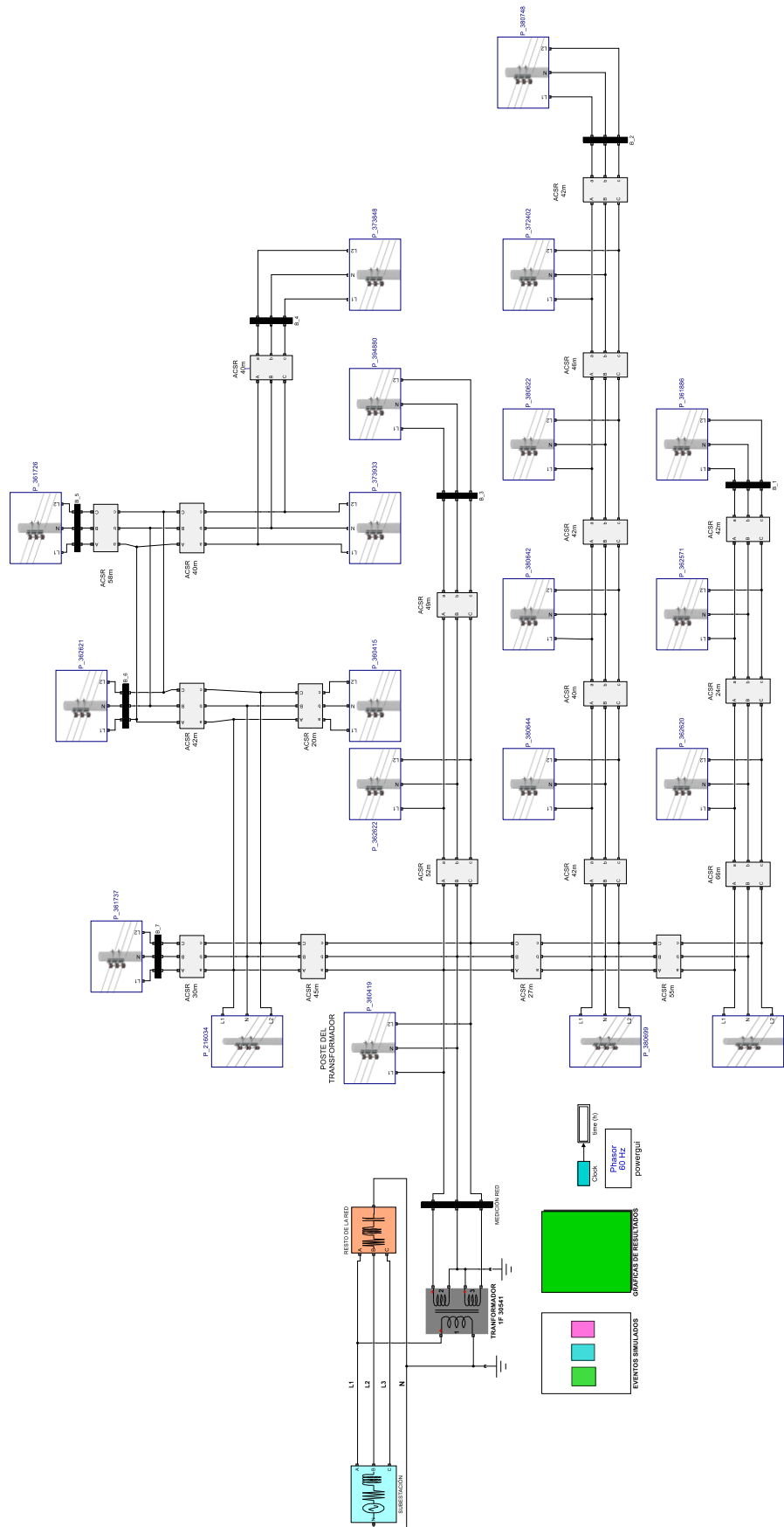


Fig. 29. Red modelada en Simulink.

Fuente: Autores.

### 3.7 Simulación en Tiempo Real

La simulación en tiempo real, permite comprobar el funcionamiento de sistemas, en múltiples escenarios y en condiciones muy aproximadas a las naturales; reproduciendo el comportamiento dinámico del sistema, con gran exactitud, y eliminando el riesgo.

#### 3.7.1 Opal-RT.

Opal-RT es llamado el “simulador de energía del mañana”. Ya que las redes eléctricas están experimentando un aumento dramático en la complejidad, a medida que se migra de la energía centralizada, tradicional y la distribución radial; a redes del siglo XXI, con redes altamente malladas, nuevas interconexiones en líneas de alta tensión en corriente continua (HVDC), recursos de energía distribuida (DER), y tecnologías inteligentes.

El simulador en tiempo real OP5600 que se observa en la Fig. 30, es la plataforma de simulación más adoptada por los usuarios de OPAL-RT, en la industria y la academia. OP5600 combina el rendimiento, la versatilidad y la fiabilidad que es ideal para aplicaciones exigentes de hardware en bucle. Ya sea que trabaje dentro de los sistemas de energía: aeroespacial, automotriz, petróleo y gas, u otras industrias electromecánicas; el OP5600 tiene el poder de simular sistemas, al tiempo que ofrece todas las E / S necesarias, para poner su hardware en el circuito.

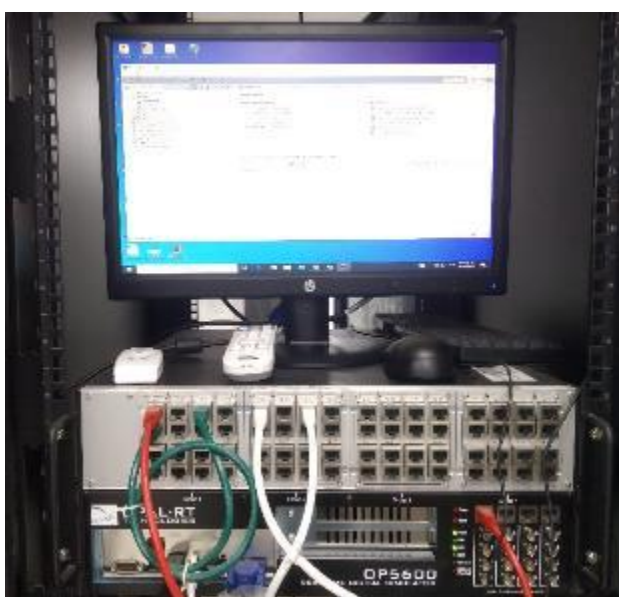


Fig. 30 . OP5600 simulador digital en tiempo real.

Fuente Autores.

Para el presente proyecto, se usó el OP5600 que se encuentra en el laboratorio “SmartLab”, perteneciente a la Universidad Católica de Cuenca.

### 3.7.2 Modelado en RT-LAB.

RT-LAB es una plataforma que permite la conexión con la tarjeta Opal-RT, por medio de una conexión TCP/IP. RT-LAB permite simular modelos en software off-line como Simulink, en un entorno de tiempo real; adaptando el modelo original a un lenguaje C propio de RT-LAB, para luego, ser cargado en el simulador.

Cualquier modelo puede ser implementado en el software RT-LAB; pero es necesario modificarlo, antes de transferirlo al entorno de simulación, en tiempo real. Específicamente, es necesario reagrupar el modelo en subsistemas denominados: master, consola y esclavo, lo cual permite diferenciar entre subsistemas de cómputo, y subsistemas GUI o interfaz.

Es necesario mencionar que, luego de separar los subsistemas, se deberá agregar el bloque OpComm que se observa en la Fig. 31, ubicado en la librería RT-LAB en Simulink. Las entradas de todos los subsistemas SC (Subsistema Consola), SM (Subsistema Máster), SS (Subsistema Esclavo) las cuales son necesarias para compilar en el entorno de RT-Lab, tienen que atravesar un bloque OpComm, ya que éste intercepta todas las señales que ingresan, antes de enviarlas a bloques de cálculos e interfaz.

Cabe mencionar que, los bloques OpComm se deben insertar después de crear y renombrar los subsistemas: SC, SM, SS; ya que, para cada subsistema la configuración del bloque es diferente.

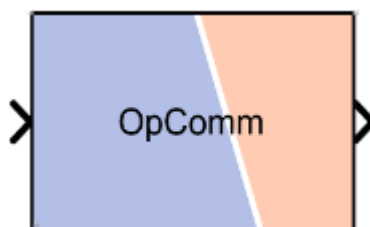


Fig. 31. Bloque OpComm.

Fuente: Autores

#### 3.7.2.1 Subsistema Consola.

Subsistema Consola es un interfaz que, permite interactuar con el modelado, mientras se encuentra en ejecución. Contiene bloques de Simulink, destinados al control y visualización de datos tales como switches, scopes, display.

En el modelado correspondiente a la red investigada, el subsistema consola contiene los elementos de visualización y los conmutadores que permiten controlar los datos de entrada tales como radiación, carga consumida y porcentaje de paneles fotovoltaicos, según sea escenario de estudio como se puede ver en la Fig. 32.

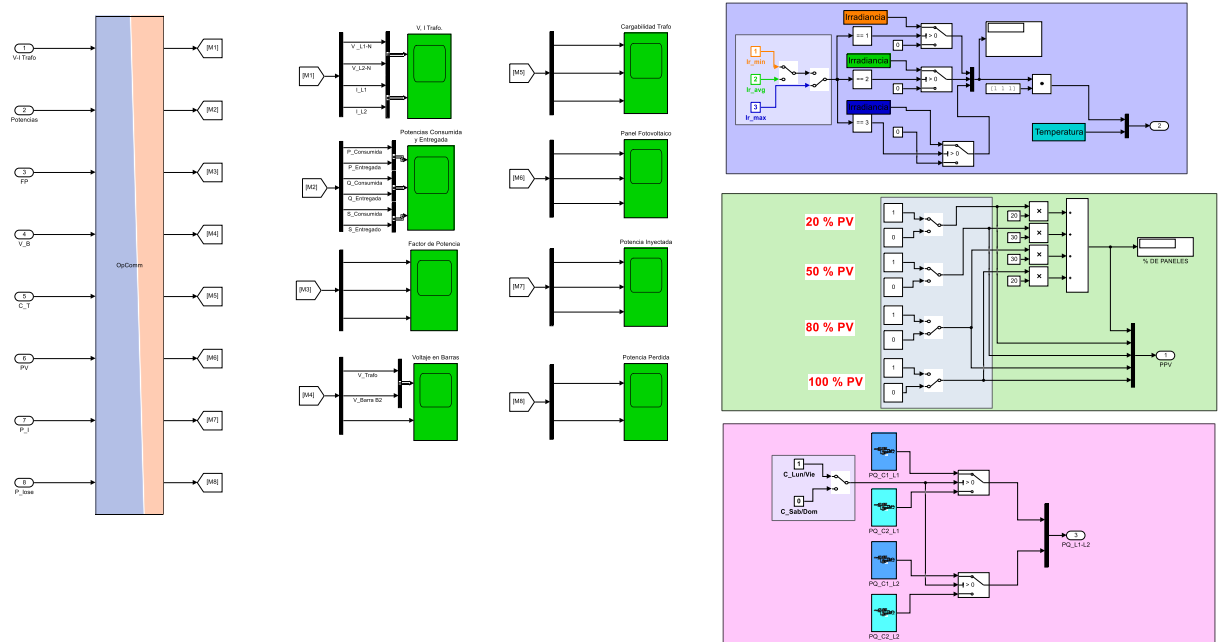


Fig. 32. SC resultados.

Fuente: Autores.

### 3.7.3 Subsistema Master

El subsistema master y esclavo contiene el cómputo, es decir todos aquellos bloques relacionado con el cálculo, además se encarga de la sincronización de la red. El subsistema de manera obligatoria, debe contar con el prefijo SM o SS en caso de ser master o esclavo, respectivamente; seguido de cualquier otro título.

El máster de la red simulada, está compuesto por elementos de la librería SimPowerSystems, en donde, se realizan todos los cálculos de cada modelado. En la Fig. 33, se puede observar el modelo que se incluye en el subsistema llamado SM Modelo.

El subsistema máster están colocados todos los bloques correspondientes a modelados de cargas, paneles fotovoltaicos, líneas de distribución y transformador como se puede ver en la Fig. 33.

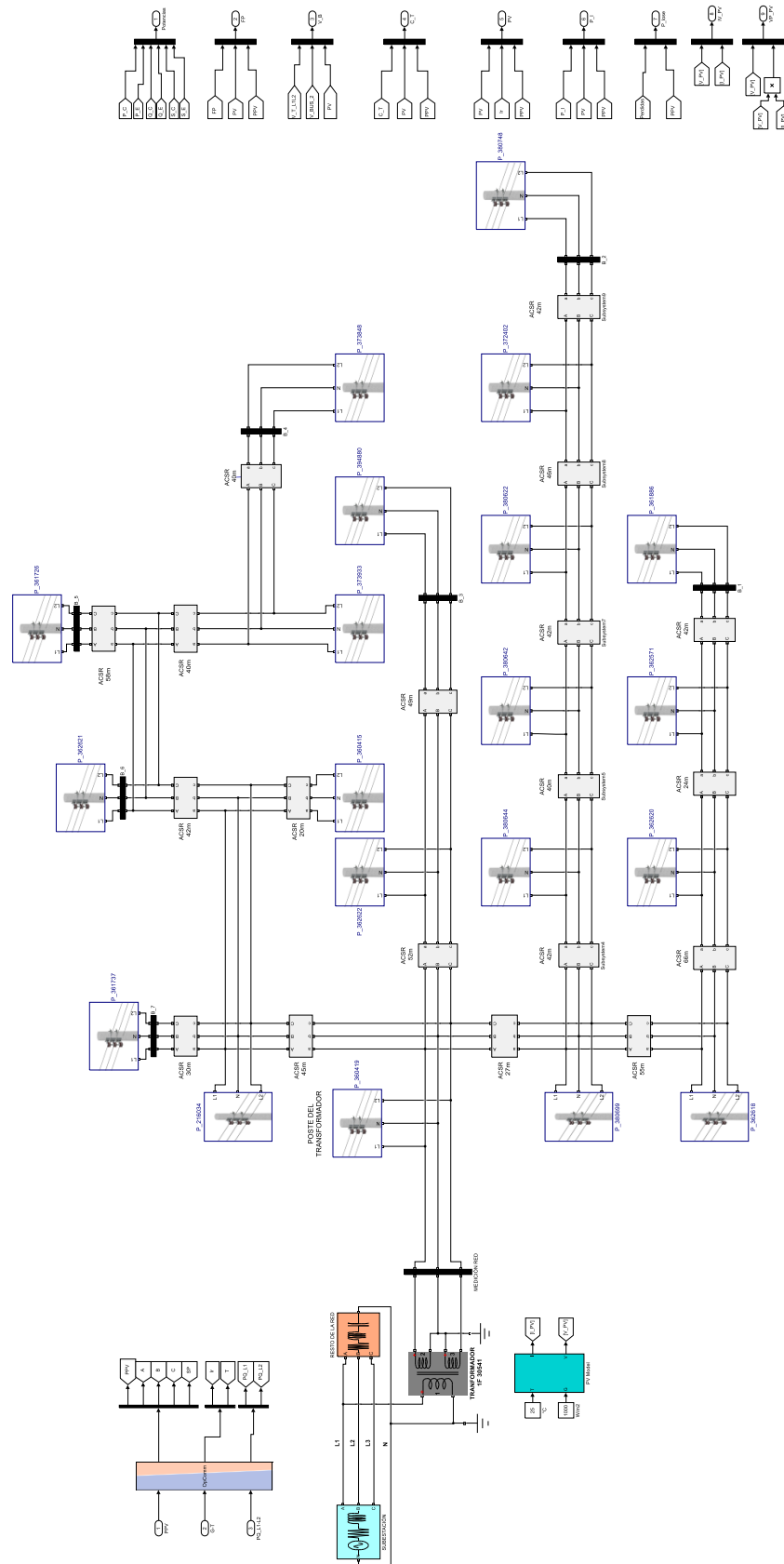


Fig. 33. SM modelo.

Fuente: Autores.

### 3.7.3.1 Modelo Completo.

El modelo de la Fig. 34, corresponde al modelo de la Fig. 29 modificado para correr en el entorno de RT-LAB.

Las realimentaciones corresponden a valores que se manipulan, tales como la cantidad de paneles solares conectados a la red, la radiación global máxima, mínima o promedio, y la carga en función del día.

Al realizar la simulación en tiempo real, es necesario convertir todo el modelo de simulink, en lenguaje C, lo que automáticamente realiza RT-LAB. Para que ello se efectúe de manera exitosa, el modelo debe realizarse en intervalos de tiempos, con pasos fijos (fixed-step).

La simulación del modelo de la red está dispuesta en intervalos de  $5e-4$  seg paso fijo.

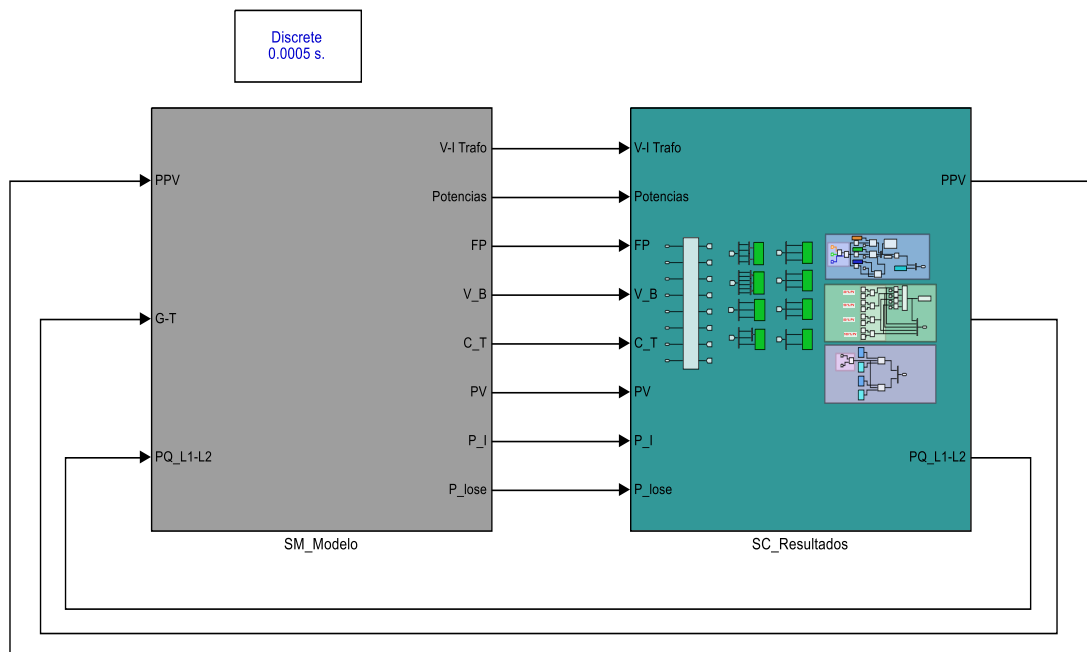


Fig. 34. Subsistemas SC y SM.

Fuente: Autores.

### 3.7.3.2 Desarrollo en Ambiente RT-LAB.

Luego de modificar, y crear los subsistemas correspondientes, se procede a crear un nuevo proyecto, como se muestra en la Fig. 35. En Project Explorer se puede observar el nombre del proyecto "Tesis\_JArévalo", así como el nombre de la tarjeta "Smart Grid".

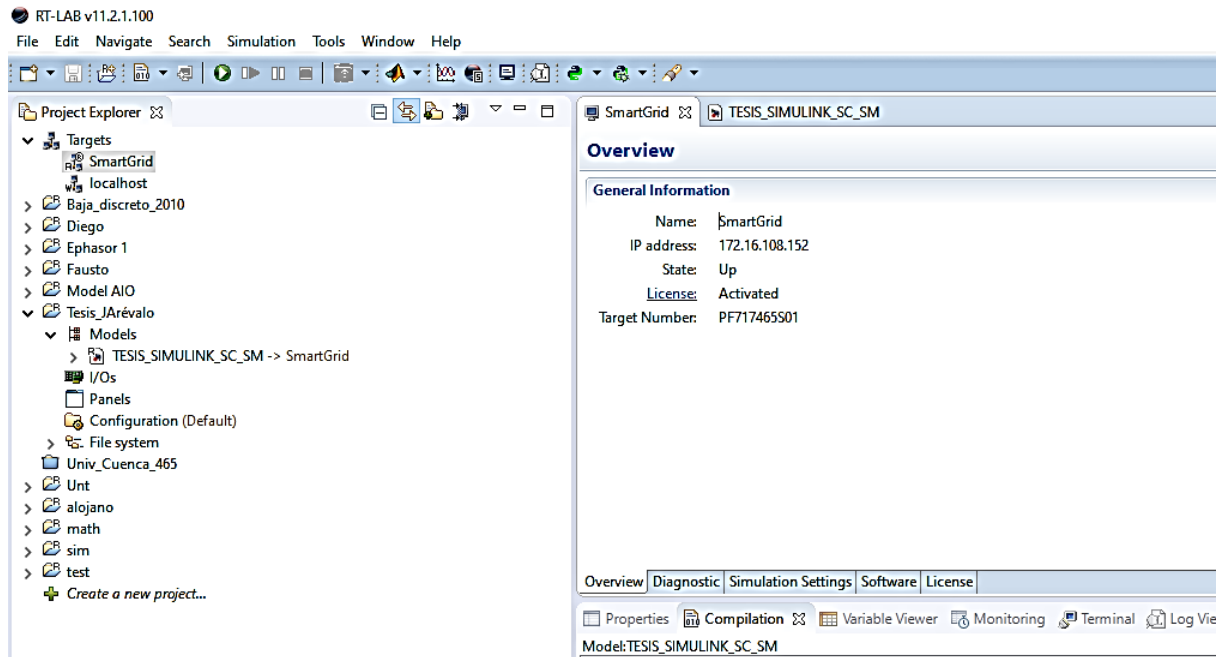


Fig. 35. Proyecto en RT-LAB.

Fuente Autores.

Un proyecto nuevo, creado en RT-LAB, deberá cumplir con los siguientes pasos para la simulación en tiempo real:

- Preparación y compilación.
- Ejecución.
- Interacción.

### 3.7.3.1.1 Preparación y Compilación.

En este punto es necesario modificar el modelo de la red, indicado en la Fig. 34 en dos subsistemas: consola y máster, como ya se mencionó anteriormente, si se omite este paso el modelo no compila. Luego, configurar el nodo de destino, en donde el modelo se compilara, como se muestra en la Figura 36.

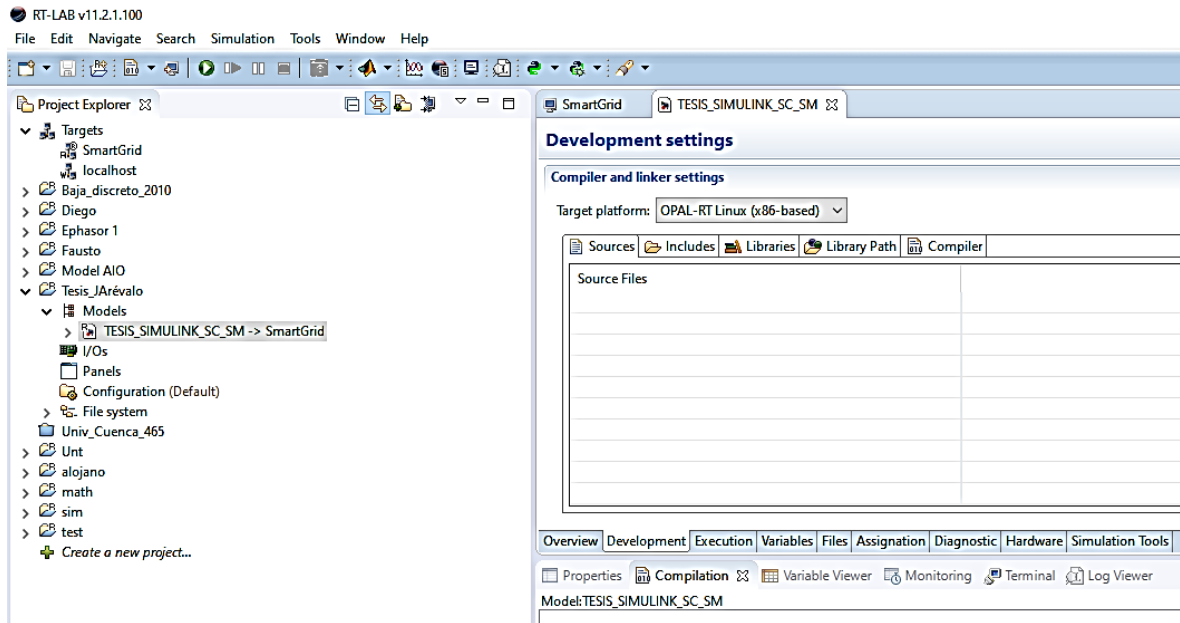


Fig. 36. Asignación de nodo.

Fuente: Autores.

Luego de configurar, se procede a construir el modelo, en donde automáticamente RT-LAB separa los subsistemas SM y SC, creando un código C para cada uno. Dado que, los sistemas en tiempo real se desarrollan en un entorno QNX, éste se compila bajo el sistema QNX.

Cada subsistema codificado en C, ahora se compila en un entorno QNX, y genera archivos listos para la ejecución en el nodo destinado. En la Fig. 37. se puede observar la compilación satisfactoria del proyecto.

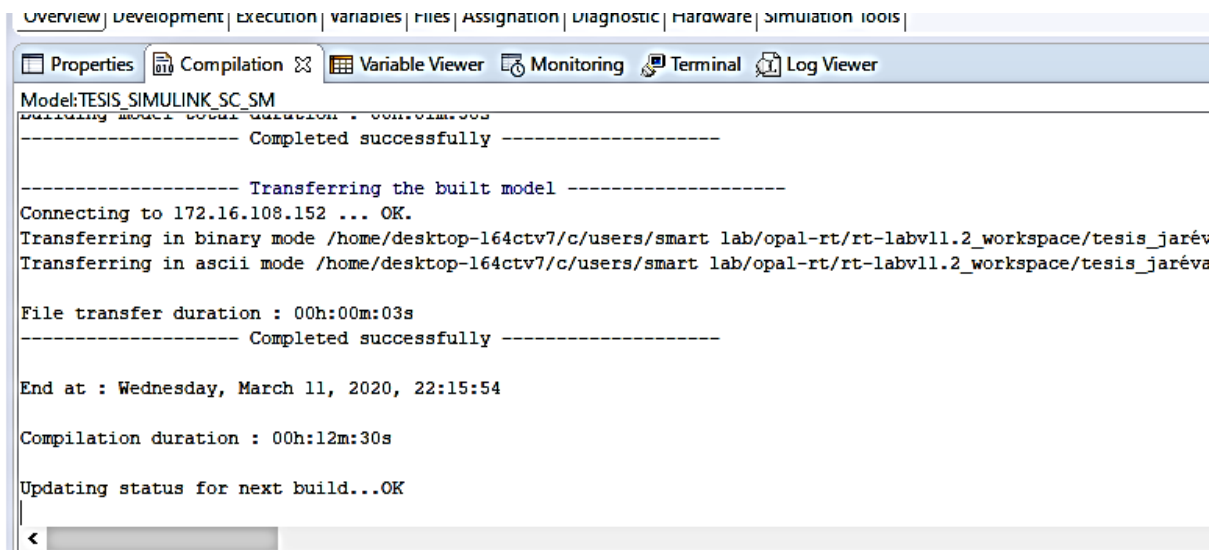


Fig. 37. Compilación del modelo.

Fuente: Autores

Antes de cargar el modelo, es preciso asignar el nodo en el cual se ejecutará cada subsistema. Hay que tomar en cuenta que, solamente los subsistemas de cálculo, ocupan los núcleos del procesador de la tarjeta. En la Fig. 38 el subsistema SM Modelo es asignado al nodo de la tarjeta llamada Smart Grid.

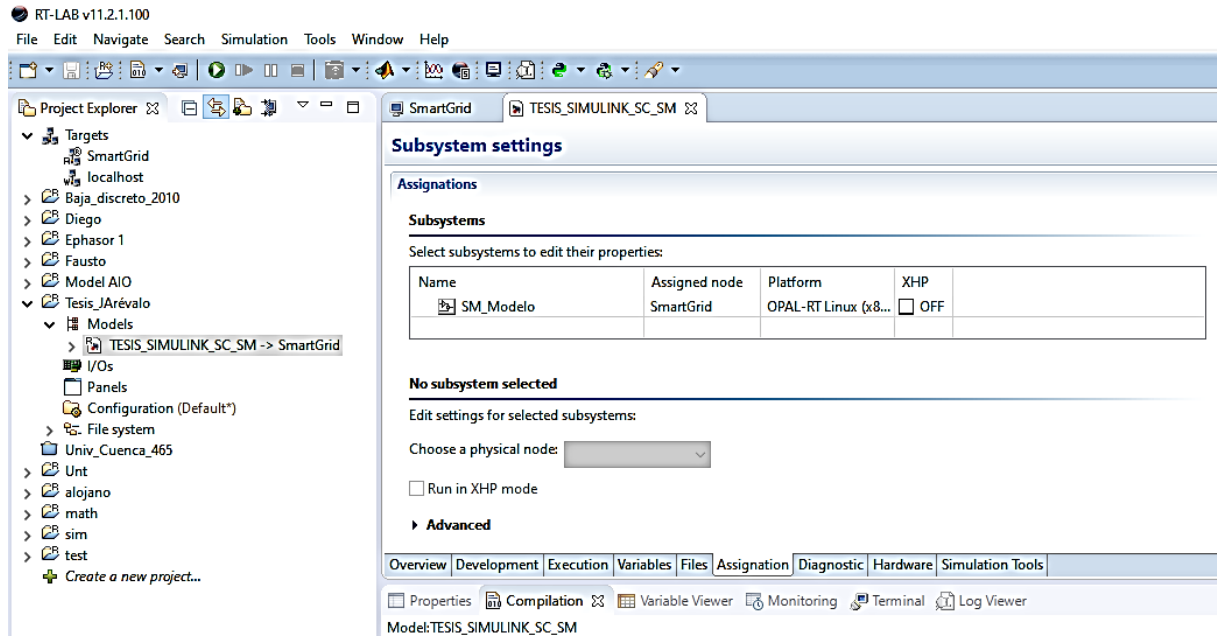


Fig. 38. Asignación de nodo.

Fuente: Autores

### 3.7.3.1.2 Ejecución.

Antes de cargar el modelo para la simulación en tiempo real, es necesario configurar el modo de simulación. En éste caso elegimos la opción "software synchronized", ya que, el modelo no contiene entradas ni salidas I/O, entonces el modelo corre sincronizado con el temporizador interno. Los parámetros adicionales están por defecto, y cada uno de ellos dependen de los resultados que se desea obtener. Para el presente estudio la configuración se puede observar en la Figura 39.

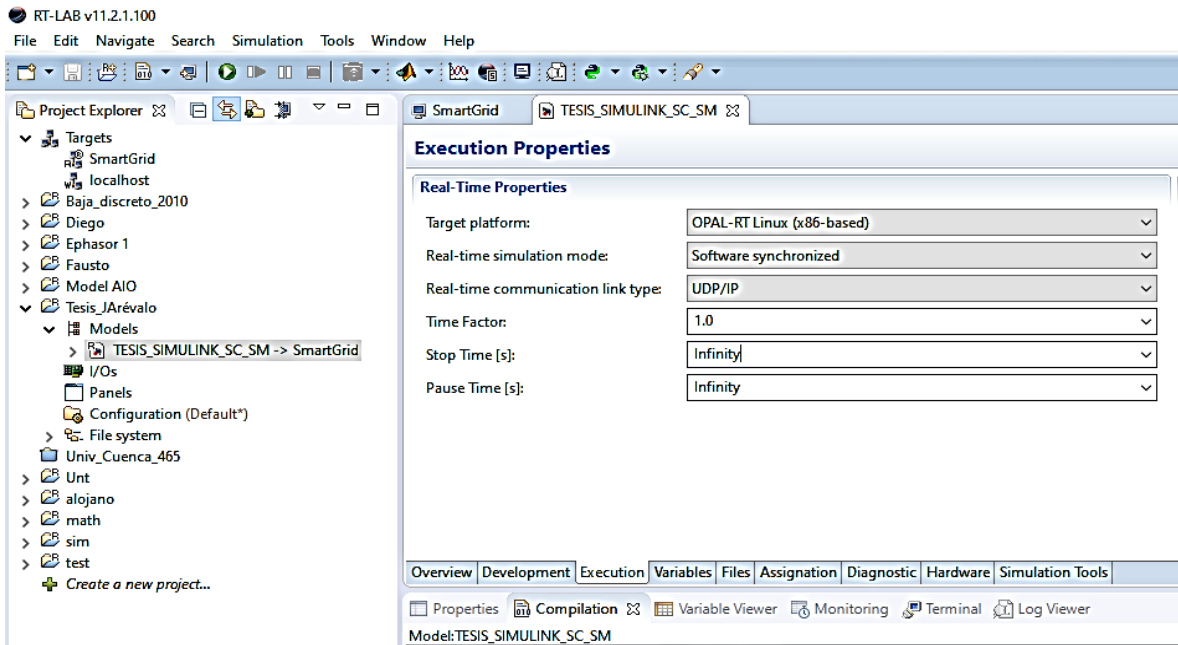


Fig. 39. Configuración de ejecución.

Fuente: Autores.

Luego de la configuración, se procede a cargar el modelo en la tarjeta.

### 3.7.3.1.3 Interacción

Al cargar el modelo, automáticamente se ejecuta la consola que se muestra en la Fig. 43. En donde es posible visualizar los resultados de la simulación, así como manipular datos de ingreso, según sea el caso de estudio.

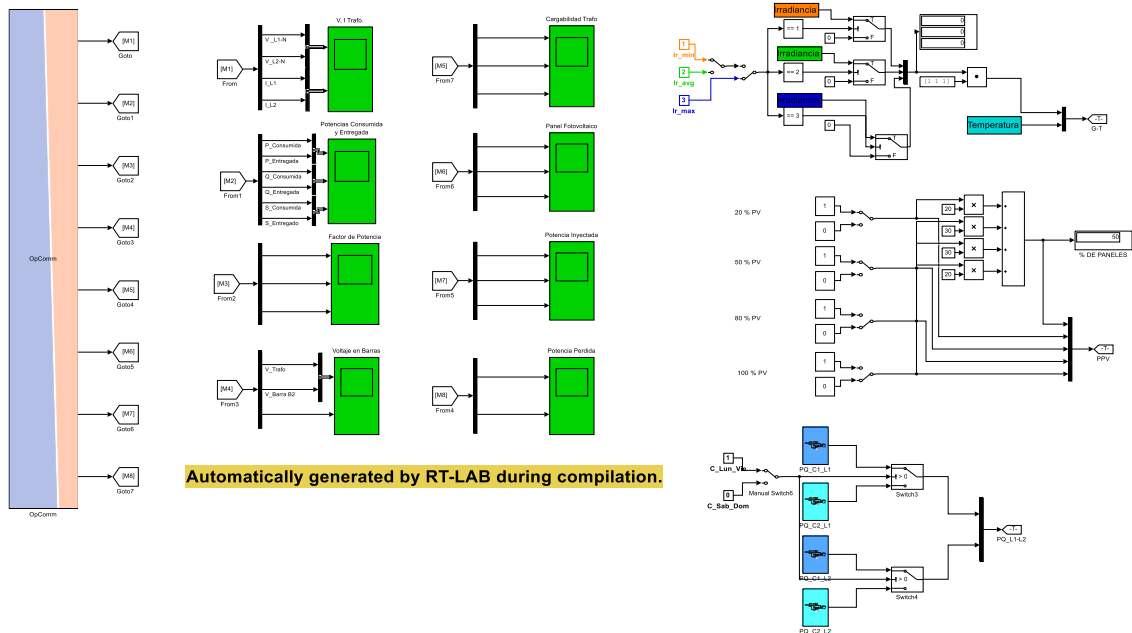


Fig. 40. Resultados generados automáticamente.

Fuente: Autores.

## CAPÍTULO 4

### 4. RESULTADOS

A partir de los datos recolectados, se trató de cubrir la mayoría de escenarios posibles, obteniendo así, resultados que pueden brindar una amplia visión, acerca del comportamiento de la red, al implementar la generación fotovoltaica en residencias.

En la Tabla 7, se puede observar la cantidad de paneles fotovoltaicos y el porcentaje que le corresponde a cada uno.

Para realizar el estudio se plantearon los siguientes escenarios:

- Radiación mínima.
- Radiación máxima.
- Radiación promedio.
- Carga de lunes a viernes (carga mínima).
- Carga sábado y domingo (carga máxima).

Se decidió separar los valores de carga, ya que existe una diferencia de consumo entre los días hábiles y fines de semana, como se muestra en la Figura 11. Conociendo que en los días hábiles el consumo es inferior, entonces será llamado consumo mínimo; y, en el caso de los fines de semana, será consumo máximo. Es fundamental mencionar que el consumo es mínimo, en los horarios comprendidos entre las 8:00 y 17:00 horas, horario en el cual es posible aprovechar la radiación solar.

Cada uno de los casos se analiza con la inclusión de paneles fotovoltaicos, en porcentajes de 20%, 50% y 80% que representa la cantidad de usuarios que optaron por la instalación de éstos, en sus domicilios.

Los resultados muestran el comportamiento de : potencia real, factor de potencia, voltaje (analizado en el poste más lejano y con más usuarios), cargabilidad del transformador, potencia fotovoltaica inyectada a la red y las pérdidas en los conductores del sistema.

#### **4.1 Potencia real.**

En la figura 41 se plantean dos escenarios como ya se mencionó anteriormente, el de la Fig. 41a en el cual el consumo de energía por parte de los usuarios es mínima, siendo lo contrario en la Fig. 41b, en donde la potencia consumida es la máxima.

En un día nublado aún cuando la radiación es mínima, el transformador no suministra toda la potencia requerida por el usuario, ya que parte de ella es suministrada por los paneles fotovoltaicos.

Al aumentar la cantidad de paneles fotovoltaicos la potencia suministrada por el transformador decae hasta valores menores a 2 Kw cuando el consumo es mínimo y a valores de entre 2 kW y 3 kW cuando la potencia consumida es máxima como se ve en la Fig. 41.

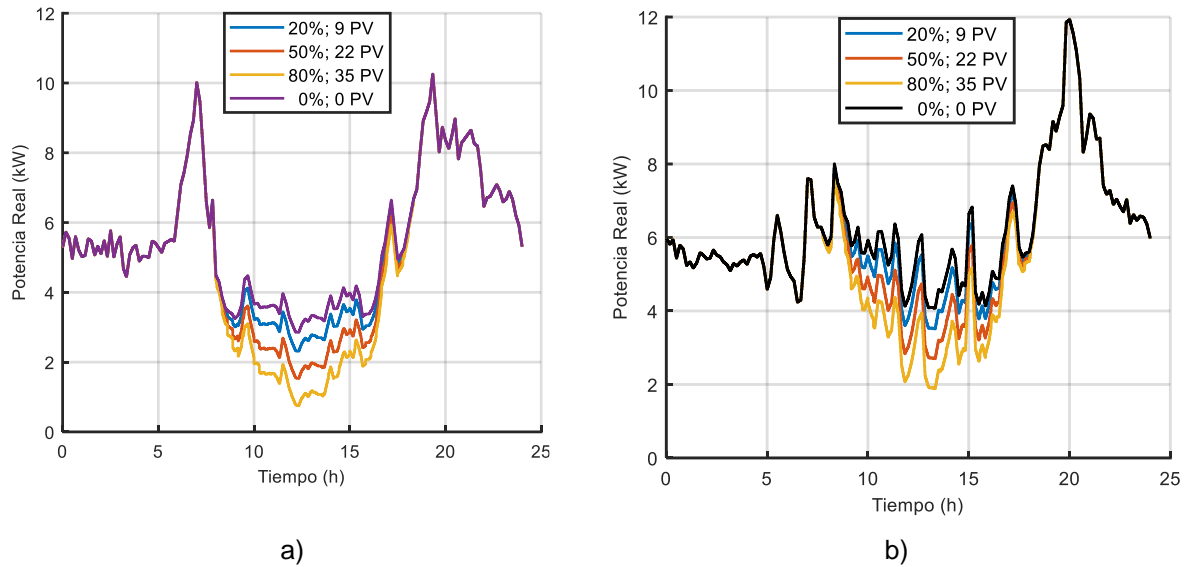
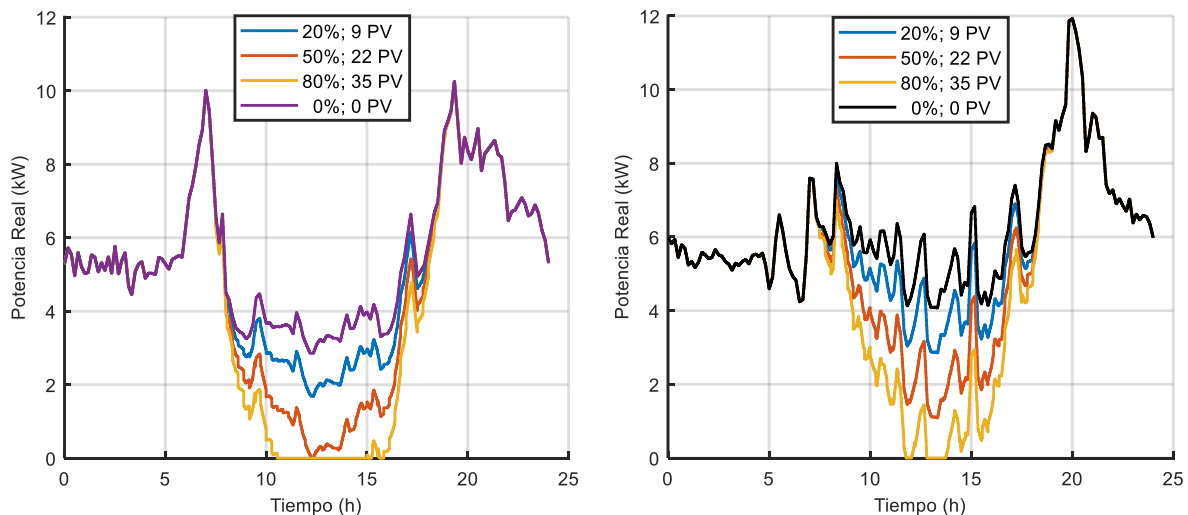


Fig. 41. Potencia real suministrada por el transformador, a radiación mínima: a) carga mínima, b) carga máxima.

Fuente: Autores.

Es evidente que, si la radiación aumenta, también la producción de energía fotovoltaica se incrementará, es así que a medida que aumentan la cantidad de paneles fotovoltaicos conectados a la red, la potencia real suministrada por el transformador disminuirá hasta llegar a ser nula en escenarios en donde la carga conectada es mínima como se ve en la Fig. 42a.

En la Fig. 42a, al conectar el 80% paneles fotovoltaicos, el transformador deja de suministrar potencia por un periodo aproximado de 5 horas, mientras que en la Fig. 42b al ser mayor la carga, el transformador deja de suministrar potencia por periodos más cortos.



a)

b)

Fig. 42. Potencia real suministrada por el transformador, a radiación promedio: a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores.

En la Fig. 43 se puede observar los efectos de radiación que según los datos obtenidos y graficados en la Fig. 17 supera los 1000 W/m<sup>2</sup>, en periodos de tiempo cercanos al medio día, este es un escenario muy favorable para la generación fotovoltaica.

En éste escenario se puede observar que el transformador solamente suministrará potencia real cuando la cantidad de paneles conectados a la red sea la mínima como se puede observar en la Fig.43a y 43b.

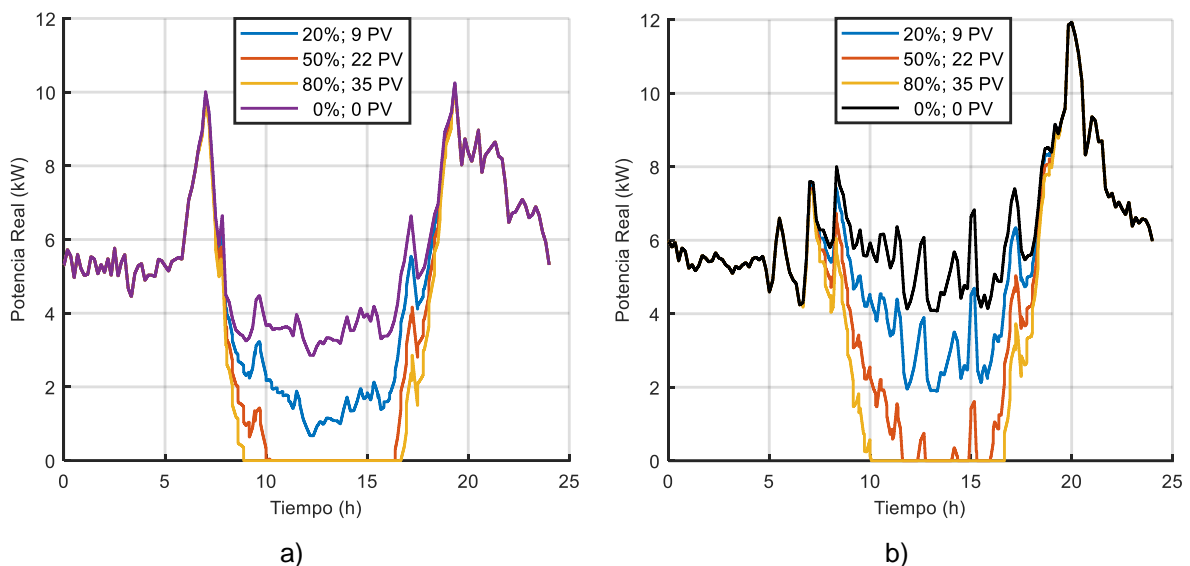


Fig. 43. Potencia real suministrada por el transformador, a radiación máxima: a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores.

#### 4.2 Factor de potencia.

Los paneles fotovoltaicos generan únicamente potencia real, el inversor simulado mantiene un factor de potencia cercano a la unidad, causando que el factor de potencia de la red se reduzca ya que la potencia reactiva que consumen las cargas es suministrada por el transformador.

El factor de potencia indica el aprovechamiento de la potencia real que suministra el transformador, ya que los paneles fotovoltaicos suministran potencia real provocando que el factor de potencia disminuya como se muestra en las Figs. 44, 45, 46. Además, cuanto menor es el factor de potencia de los consumidores conectados menor es el rendimiento del transformador (Senner, 1992).

En la Figura 44a y 44b se puede observar que aún sin la presencia de paneles fotovoltaicos el factor de potencia no alcanza el valor de 0.92 establecido por la Empresa Eléctrica Centrosur especialmente en los horarios comprendidos entre las 10 am y 15 pm.

Aun cuando el porcentaje de paneles fotovoltaicos es el 20%, los valores decaen por debajo de 0.9 como se ve en la Fig. 44.

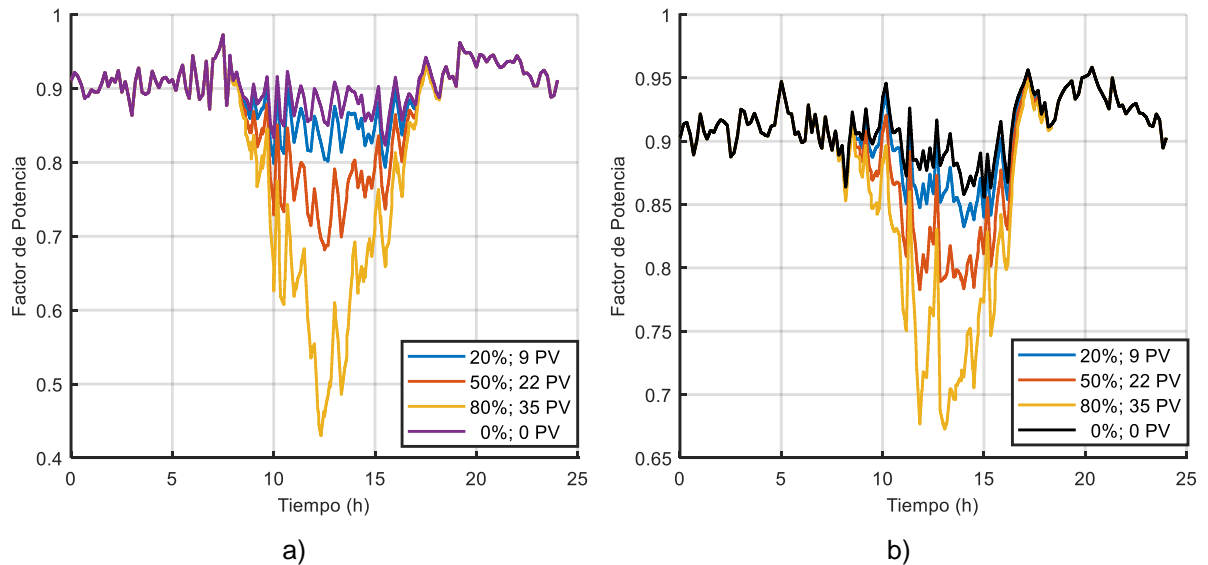
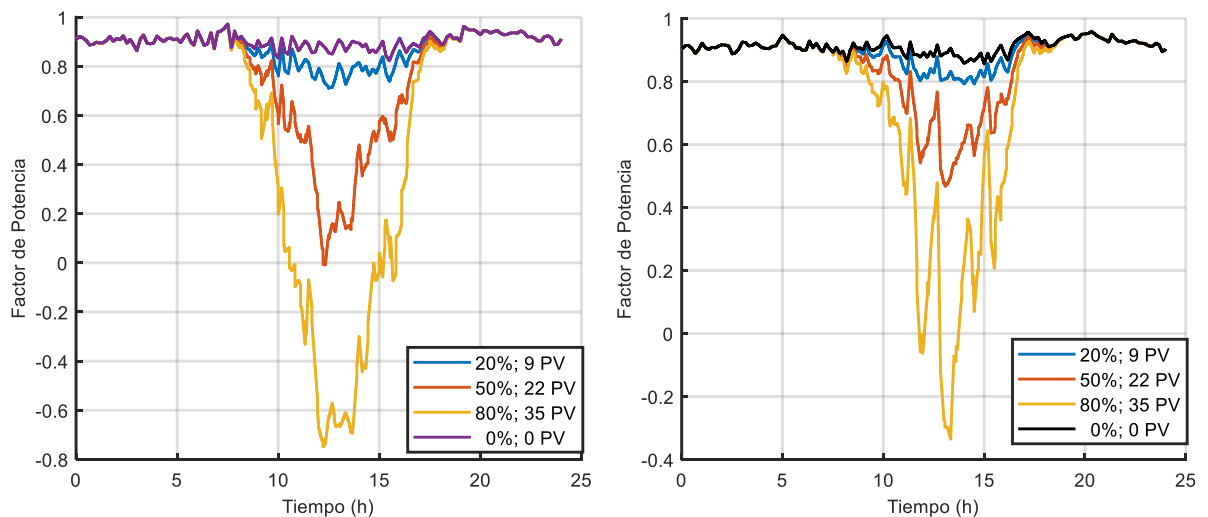


Fig. 44. Factor de potencia, a radiación mínima: a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores.

En la Fig. 45a y 45b los valores de factor de potencia caen por debajo de cero, cuando el 80% de paneles fotovoltaicos se conectan a la red, y la radiación es promedio, lo cual implica que el flujo de potencia va desde los usuarios hacia el transformador. En este caso, el transformador solamente está suministrando potencia reactiva.



a)

b)

Fig. 45. Factor de potencia, a radiación promedio: a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores

Al presentarse el escenario con radiación máxima, el factor de potencia es negativo tanto para el 50% como para el 80% de paneles conectados a la red como se ve en la Fig. 46.

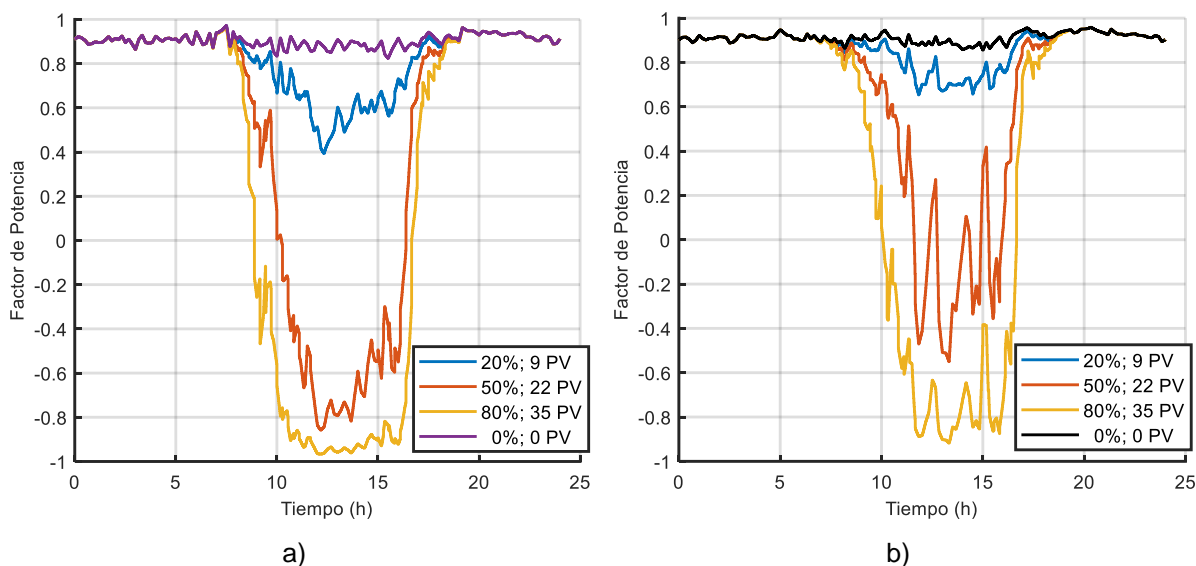


Fig. 46. Factor de potencia, a radiación máxima: a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores

### 4.3 Voltaje.

El voltaje medido en los bornes del transformador, es de 236 volts entre las fases. Con el fin de visualizar de mejor manera los resultados, se optó por simular el poste más alejado del transformador, renombrándolo como Barra 2 crítica, en el cual se produce la mayor caída de voltaje.

En la Regulación Nro. ARCONEL 053/18 (ARCONEL, 2018) referente a variaciones de voltaje admitidas, permite un rango de  $\pm 8\%$  en bajo voltaje. En el ámbito local, los límites de caída de tensión máximos permitidos por la Centrosur son del  $\pm 4.5\%$  en las zonas rurales (Carpio & Marin, 2017).

En las Figs. 47,48, 49 se observa un incremento en el voltaje debido a que la corriente que circula por las líneas de distribución es menor, ya que parte o toda la corriente consumida por los usuarios, es generada por los paneles fotovoltaicos ubicados en cada residencia.

Al aumentar el consumo de energía, la caída de voltaje aumenta, tal y como se puede analizar en las gráficas de carga mínimo vs carga máximo, en donde cuando la carga es mínima la caída de tensión es menor como se observa en las Figs. 47, 48, 49.

En la Fig. 47a el valor de voltaje sin paneles fotovoltaicos esta alrededor de 235 V en el horario comprendido entre las 8:00 y 16:00, con la inclusión del 80% de paneles, se aumenta a máximo 235.7. El mismo caso se puede observar en la Fig. 47b, en donde el voltaje se incrementa de 234.5 V a 235.2 V, lo cual no representa un incremento significativo.

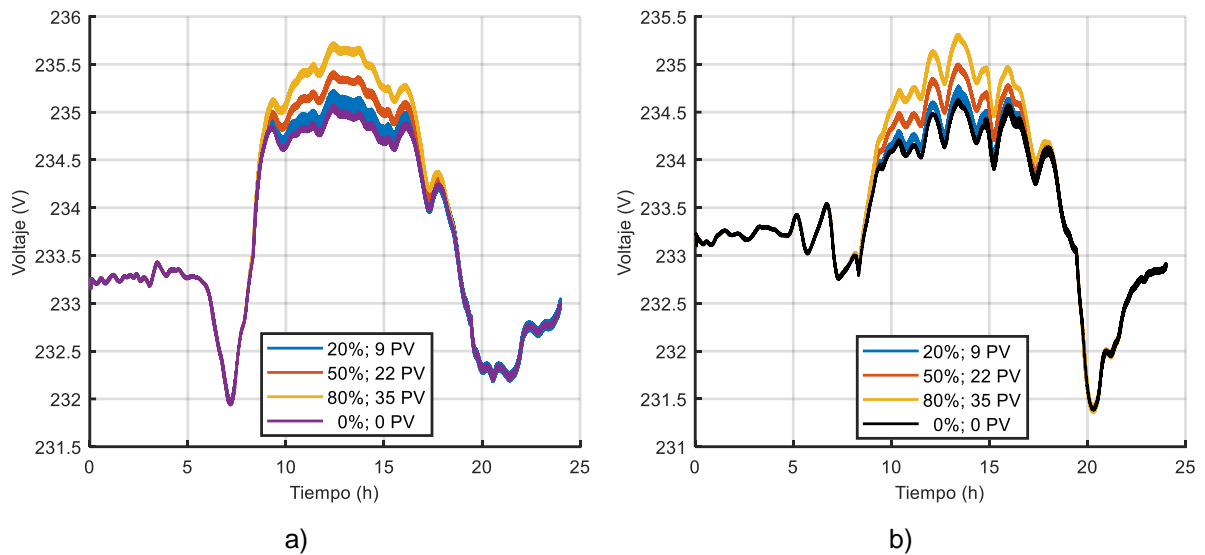
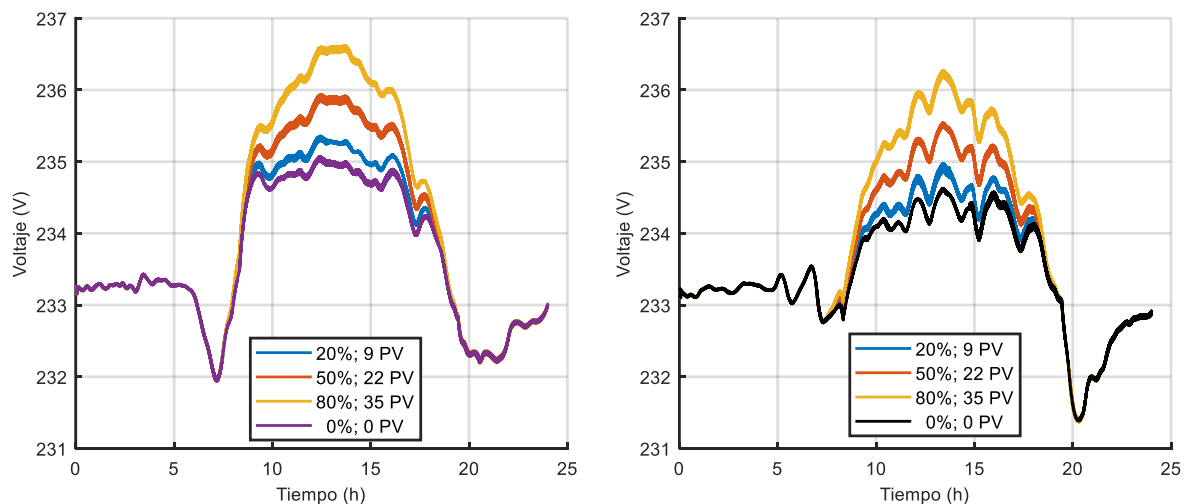


Fig. 47. Voltaje en barra crítica, a radiación mínima: a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores

Si se incrementa la radiación, se mejorará aún más la caída de tensión. En la Fig. 48 el valor de la radiación promedio logra que los voltajes en la barra crítica se incrementen aun cuando la cantidad de paneles fotovoltaicos sean del 20%. El voltaje máximo obtenido cuando la carga es mínima Fig.48a es 236.6 V y, cuando la carga es máxima Fig.48b es 236.1 V.



a) b)

Fig. 48. Voltaje en barra crítica, a radiación promedio: a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores

El valor nominal en los bornes del transformador según las características técnicas es de 240 V, el valor medido es de un promedio de 236 V, al existir radiación máxima con el 80% de paneles fotovoltaicos conectados, el voltaje en la barra crítica supera el voltaje medido en los bornes del transformador y se acerca a los valores de placa como se puede ver en la Fig.49a.

En la Fig.49b se puede ver que el valor de voltaje con el 50% y 80% de paneles fotovoltaicos conectados supera el valor de voltaje medido.

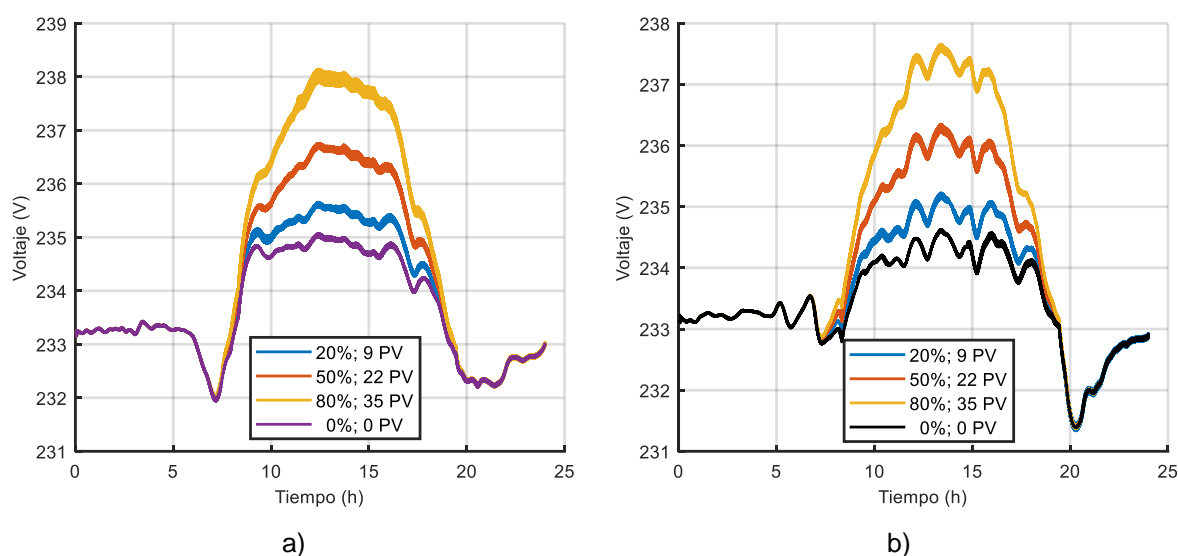


Fig. 49. Voltaje en barra crítica, a radiación máxima: a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores

Observado cada una de las gráficas que representa la caída tensión, se puede notar que en ninguno de los casos se viola la normativa expedida por la Centrosur en relación a los límites de caída de tensión.

#### 4.4 Cargabilidad del transformador.

El transformador tiene la capacidad de suministrar 25 kVA. Se conoce de antemano que, al introducir paneles fotovoltaicos, una parte de la carga es suplida, provocando que el transformador suministre menos potencia. Por lo general, la eficiencia máxima de un transformador se obtiene cuando la carga está entre un 75 y 100%, por lo que debe procurarse que éste trabaje cerca del 100% (Bratu, 1995).

La cargabilidad del transformador y la potencia suministrada por este están estrechamente relacionados, un menor consumo de energía, provoca que la cargabilidad del transformador disminuya proporcionalmente.

En las Figs. 50, 51, 52 la cargabilidad en ningún momento es nula, esto se da porque, aunque el transformador no suministre potencia real, sí proporciona potencia reactiva a las cargas. Además, se puede observar que la cargabilidad máxima de transformador es del 50% en un corto periodo de tiempo, según los datos obtenidos de la Centrosur el transformador 30541 tiene una cargabilidad promedio del 39.97 %.

El caso más drástico ocurre, cuando la radiación es máxima, cuando en los tres escenarios de radiación, 20%, 50%, 80%, el transformador trabaja por debajo del 10% de su capacidad.

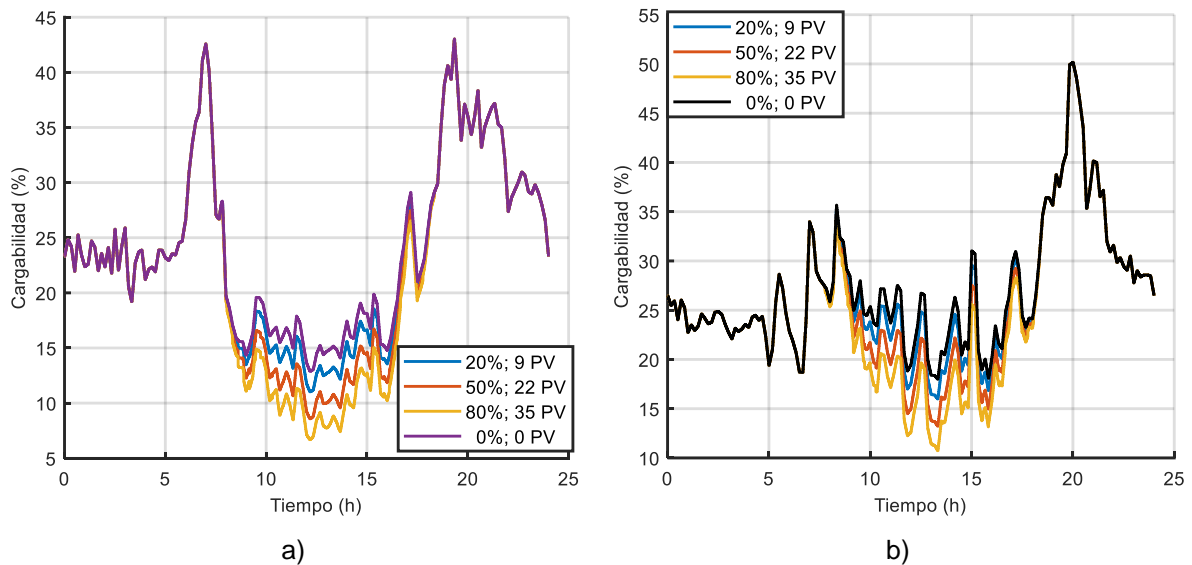
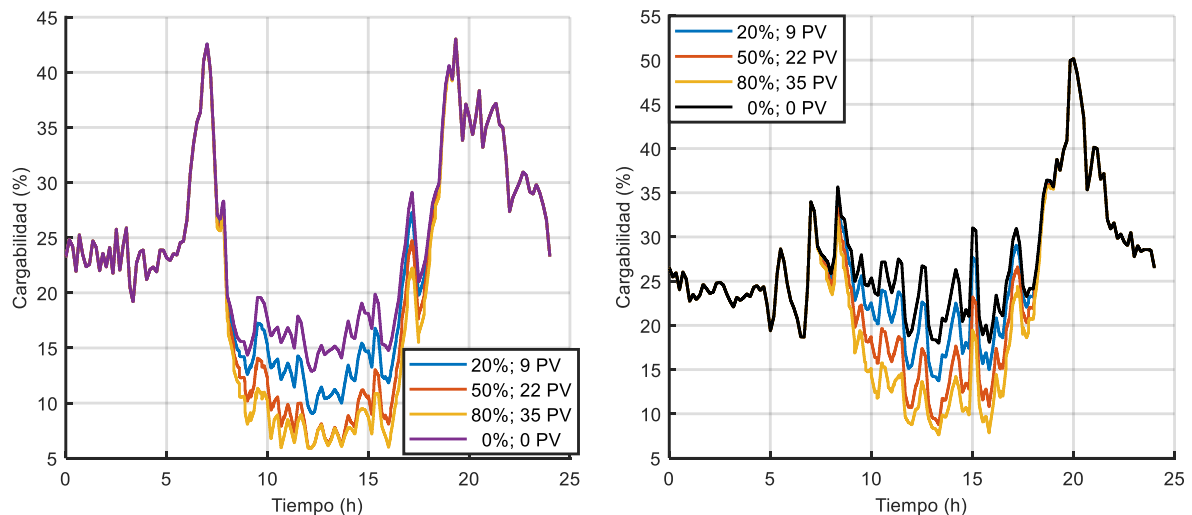


Fig. 50. Cargabilidad del transformador, a radiación mínima: a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores



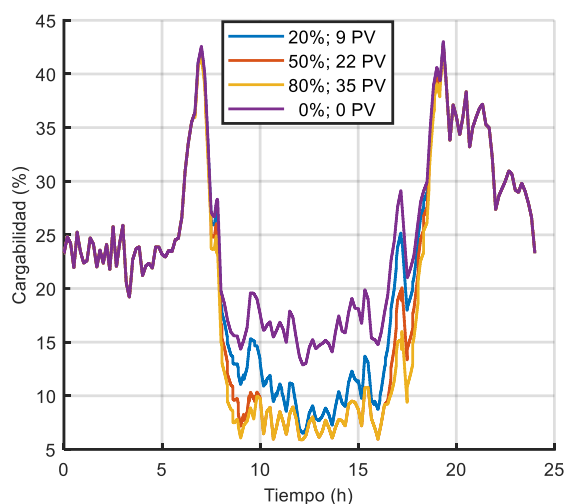
a)

b)

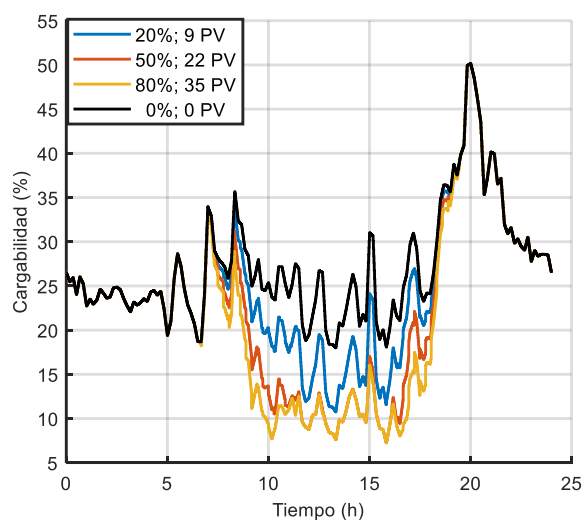
Fig. 51. Cargabilidad del transformador, a radiación promedio:  
a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores

El escenario en donde la cargabilidad es mínima ocurre cuando la radiación es máxima ver Fig.52.a en donde en los tres escenarios de radiación, 20%, 50%, 80%, el transformador trabaja por debajo del 10% de su capacidad.



a)



b)

Fig. 52. Cargabilidad del transformador, a radiación máxima:  
a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores

La cargabilidad mínima del transformador, sin presencia de paneles fotovoltaicos, y con el máximo consumo de energía, está alrededor del 20%.

#### 4.5 Potencia inyectada a la red.

Al cubrir la demanda total de energía requerida por los usuarios, la potencia generada por los paneles fotovoltaicos es inyectada a la red.

La potencia excedente generada por los usuarios es entregada a la red de baja tensión, en el caso de radiación mínima no existen tales excedentes en ninguno de los escenarios como se puede ver en la Fig. 53.

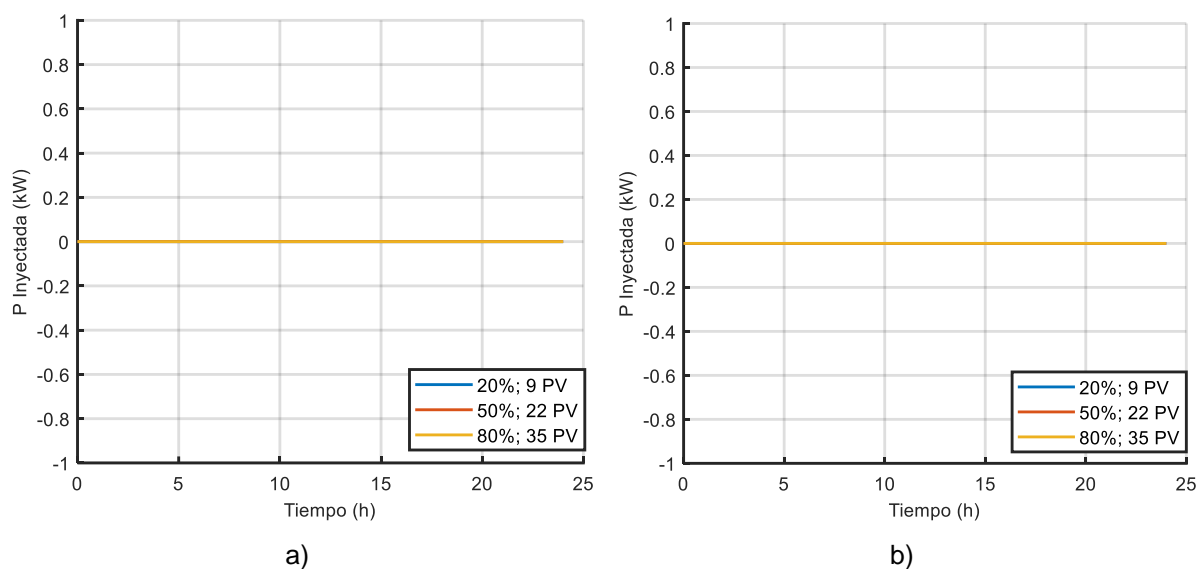


Fig. 53. Potencia inyectada, a radiación mínima: a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores

La radiación promedio provoca que, cuando el 80% de paneles fotovoltaicos están conectados éstos inyecten potencia real a la red, en la Fig.54a, se puede observar que inyecta una potencia máxima de 1.7 kW, mientras que en la Fig.54b la potencia pico inyectada es de 0.68 kW.

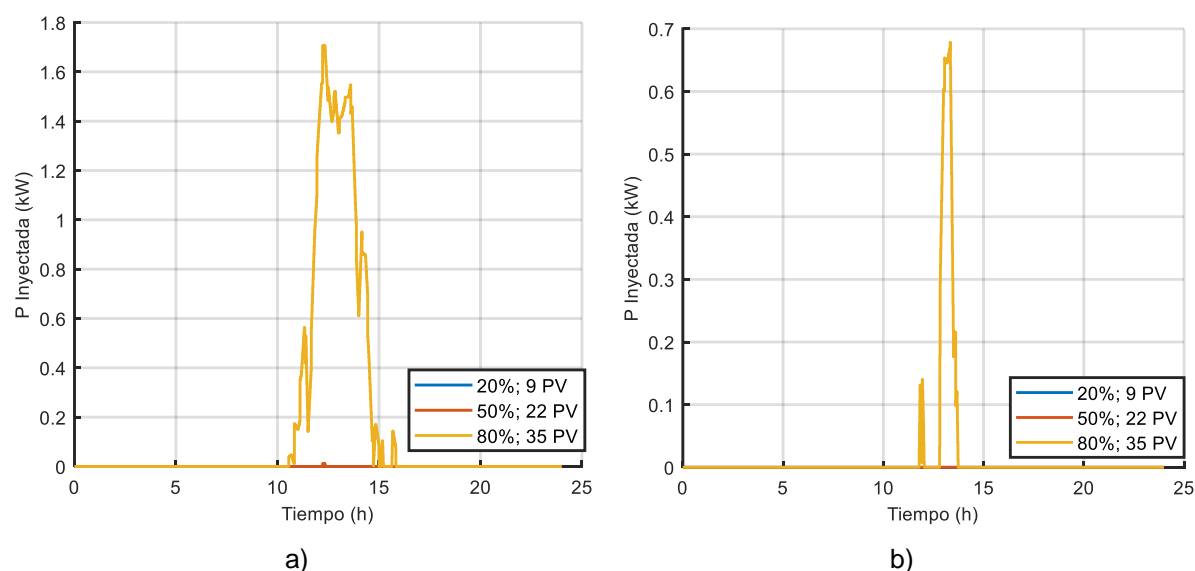


Fig. 54. Potencia inyectada, a radiación promedio: a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores.

Cuando existe máxima radiación la potencia inyectada se eleva considerablemente cuando esta conectado el 80% de paneles fotovoltaicos ver Fig. 55, llegando a valores superiores a 5 kW en la Fig.55a. y superiores a 4 kW en la Fig.55b.

Una de las causas del incremento de potencia inyectada a parte de la radiación, es que, de los 43 usuarios conectados al transformador, solamente 12 registran consumos superiores a 100 kW/h mensual como se puede ver en la Tabla 1.

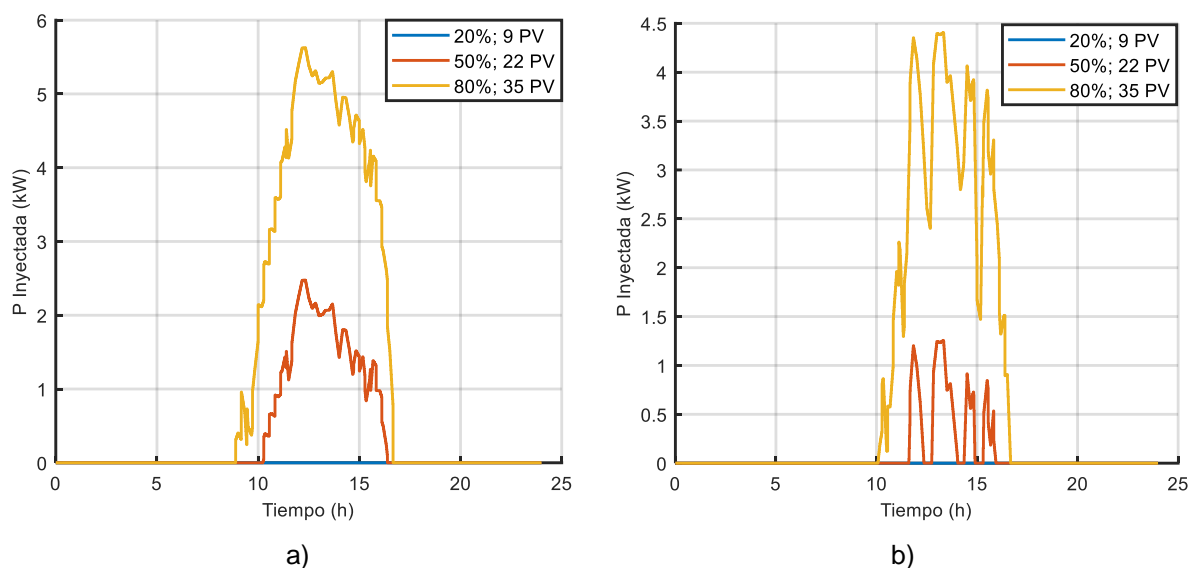


Fig. 55. Potencia inyectada, a radiación máxima: a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores.

#### 4.6 Pérdidas de potencia.

Las pérdidas de potencia que se tomaron en cuenta, son las causadas por las líneas de distribución, las pérdidas en el transformador realizadas con pruebas en vacío y cortocircuito están detalladas en el Anexo C. En tal caso, por ser una red con consumos pequeños, no existen pérdidas mayores de potencia.

Como se puede ver en las Fig. 56, 57, 58, la mayor cantidad de pérdidas se produce, en los horarios comprendidos entre las 6:00 y 8:00 en la mañana, y entre las 18:00 y 22:00 de la noche, en donde, básicamente, no incide la presencia de paneles fotovoltaicos.

En la Fig.56 y 57 se puede observar que en todos los escenarios simulados se reduce las pérdidas de potencia, ya que al disminuir la corriente suministrada por el transformador las pérdidas también se reducen.

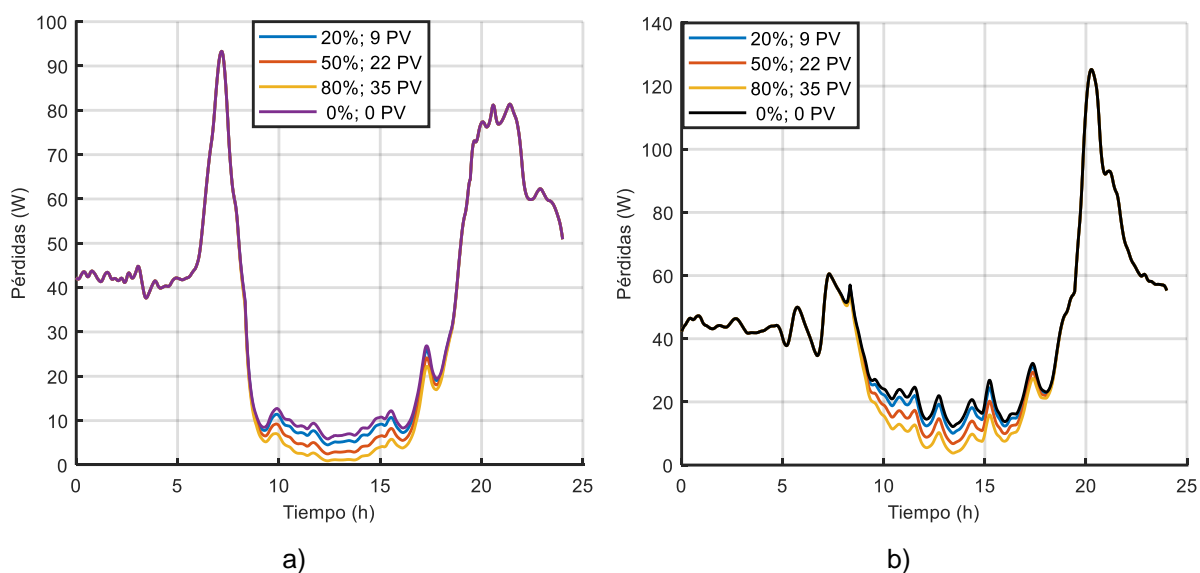


Fig. 56. Pérdidas de potencia en líneas de distribución, a radiación mínima:  
a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores

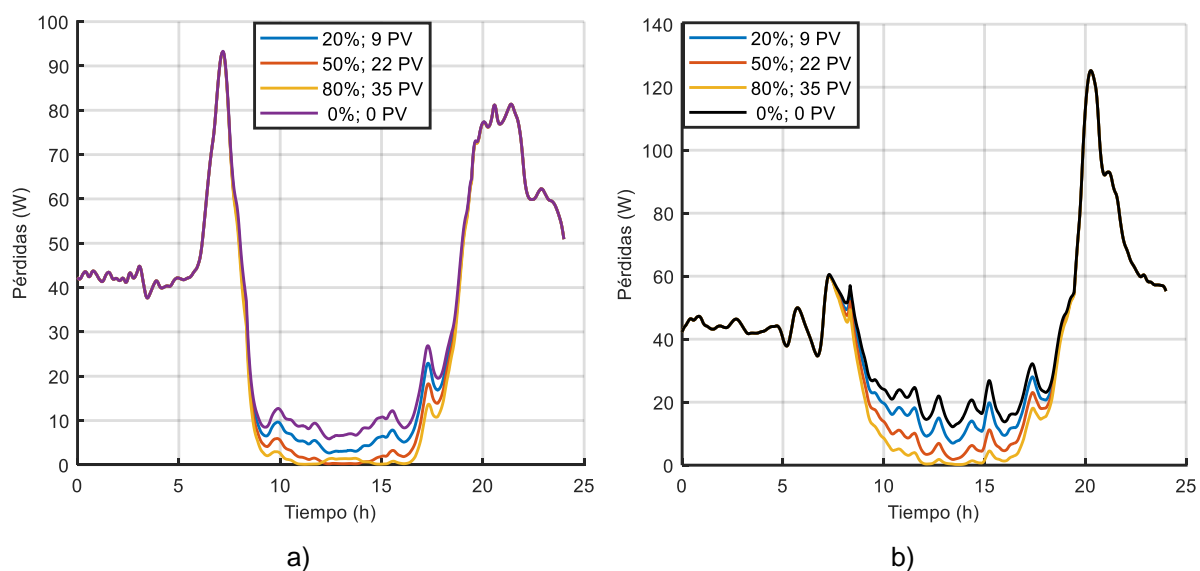


Fig. 57. Perdidas de potencia en líneas de distribución, a radiación promedio:  
a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores

Las pérdidas de potencia se incrementaron en las Figs.58a y 58b cuando la cantidad de paneles fotovoltaicos simulados es del 80%, esto se debe a que las corrientes inyectadas a la red producen pérdidas ya que son de gran magnitud. En el caso de que la cantidad de paneles sea del 20 o 50% permiten que las pérdidas sean nulas.

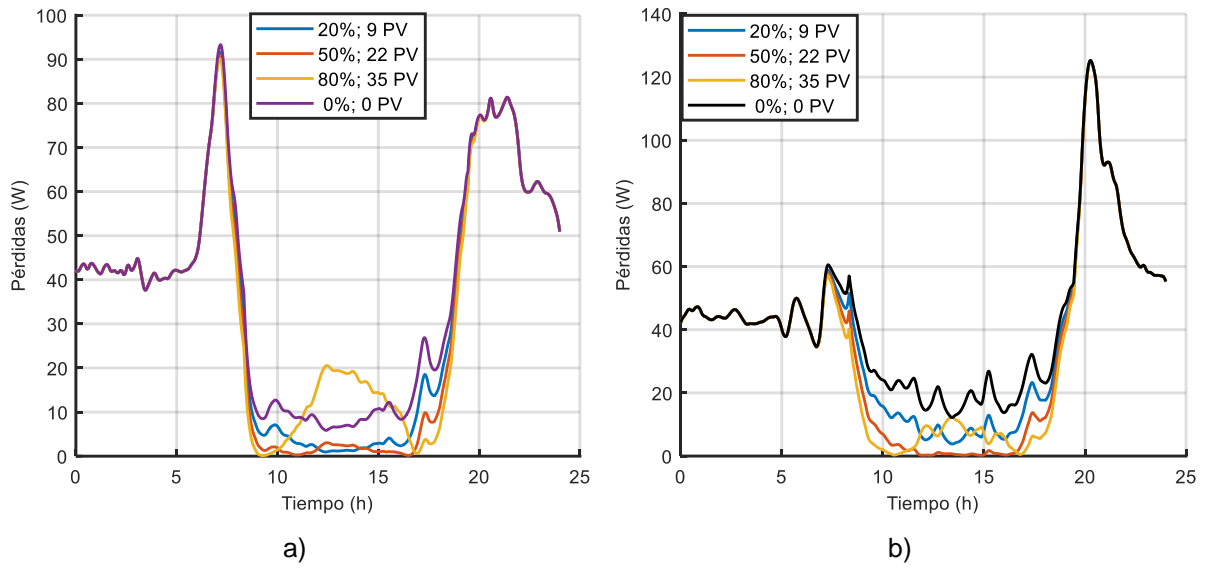


Fig. 58. Pérdidas de potencia en líneas de distribución, a radiación máxima:  
a) con carga mínima, b) con carga máxima.

Fuente: Autores

## CAPÍTULO 5

### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Conclusiones.

Realizando el análisis de los gráficos resultantes los valores arrojan dos perspectivas, una desde los usuarios y otra de la red.

Los usuarios, los cuales con la implementación paneles fotovoltaicos percibirían un ahorro en sus planillas eléctricas, pudiendo en los escenarios donde existe radiación promedio y máxima entregar los excedentes de potencia a la red tal y como manifiesta la Regulación Nro. ARCONEL 003/18.

El otro punto de vista, es el de la red, en donde el transformador que suministra la potencia eléctrica está sobredimensionado según la mediciones del consumo actual, la inclusión de paneles fotovoltaicos podría ser beneficioso siempre y cuando éstos alivien la sobrecarga del transformador, pero éste no es el caso, el transformador posee una cargabilidad del 39,97% promedio según los datos de la Empresa Eléctrica Centrosur, y según la mediciones llega a valores de hasta el 50% en horarios pico, con mínimos de hasta el 15 %. Al incluir paneles fotovoltaicos en los escenarios de mínima radiación y mínima cantidad de paneles (9), la cargabilidad tiende a reducirse a 14 %, y en el caso extremo de radiación máxima y máximo número de paneles (35), la cargabilidad desciende a valores cercanos al 5 %, porcentajes en los que la eficiencia del transformador disminuye.

La configuración de paneles fotovoltaicos conectados a la red, On-Grid, produce energía fotovoltaica, aproximadamente de 8:00 a 17:00, horario en el cual potencia real consumida oscila entre 4 y 6 kW; es así, que la generación de energía fotovoltaica en la red de distribución estudiada, no aporta mayores beneficios al transformador, ya que como se mencionó anteriormente, la cargabilidad del transformador tiene un máximo del 50% en hora pico.

Las pérdidas en las líneas de distribución sin el uso de paneles están en un promedio de 10w, en el horario comprendido entre las 8:00 y 17:00, las cuales con radiación mínima y promedio mejoran, hasta llegar a ser nula, pero cuando se la radiación es máxima y la cantidad de paneles fotovoltaicos conectados es el 80 % las pérdidas se incrementan hasta 20 W, es decir mientras mayor es la cantidad de paneles fotovoltaicos conectados a la red, mayor son las pérdidas.

## 5.2 Recomendaciones

Antes de instalar paneles fotovoltaicos es vital que la empresa distribuidora recomiende las especificaciones técnicas de cada elemento instalado, ya que con ello se evita provocar un mal funcionamiento en los elementos de una red de distribución, principalmente en el transformador.

La simulación en tiempo real SIL (software in the loop), es una manera de simulación, que no incluye entradas ni salidas físicas. Para un estudio posterior, sería interesante que se pueda incluir un módulo físico de un transformador, en donde se puedan analizar los efectos que causa la generación distribuida, puntualmente en el transformador.

Para obtener una visualización amplia y exacta acerca del comportamiento de una red de distribución en el sector rural al instalar paneles fotovoltaicos, es necesario tomar muestras representativas de sectores con comportamientos diferentes en lo que ha consumo energético se refiere.

## BIBLIOGRAFÍA

- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2018, Diciembre 28). *Resolución Nro ARCONEL 057/18*. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Reforma-a-la-Regulacion-Microgeneracion.pdf>
- La Nueva Crónica Diario Leonés. (2018, 12 10). *La Universidad de León dedica un curso a la generación distribuida y fotovoltaica para el autoconsumo*. Retrieved from <https://www.lanuevacronica.com/la-ule-dedica-un-curso-a-la-generacion-distribuida-y-fotovoltaica-para-el-autoconsumo>
- ACSR, L. C. (2019). *Catálogo de conductores*. Retrieved from [https://www.academia.edu/14906275/Catalogo\\_de\\_conductores\\_para\\_LT\\_CENTELS\\_A\\_ACSR?auto=download](https://www.academia.edu/14906275/Catalogo_de_conductores_para_LT_CENTELS_A_ACSR?auto=download)
- Adriana. (2020). *6 Razones para elegir las energías renovables*. Retrieved from <https://www.renovablesverdes.com/6-razones-para-elegir-energias-renovables/>
- ARCONEL. (2018). *Calidad de servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*. Quito.
- ARCONEL, A. d. (2019). *Marrco Normativo para la Participación de la Generación Distribuida*. Quito: Dirección Nacional de Regulación Técnica.
- Baciu, I., Cutan, C. D., & Gabor, B. (2016). *The Study of the Electric Parameters of an Autonomous Supply System with Photovoltaic Panel*. Romania: IEEE.
- Bratu, N. (1995). *Instalaciones Eléctricas: conceptos básicos y diseños*.
- Carpio, D., & Marin, D. (2017). *Instructivo para la elaboración de diseños de redes de distribución*. Cuenca.
- CENTROSUR. (2018). Planeamiento del Sistema de Distribución a Largo Plazo: Modelos, Métodos y Tendencias. *Trayectoria*, 40.
- CONELEC. (2008). *Atlas Solar del Ecuador*. Quito: CIE.
- El periódico de la energía. (2016, 31 10). *Avelino Corma (RAI)*. Retrieved from <https://elperiodicodelaenergia.com/avelino-corma-rai-un-mundo-basado-solo-en-las-energias-renovables-es-posible/>
- Electricidad., E. D. (2018, Diciembre 19). *Regulación Nro 053/18*. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- ENDENSA, Fundación. (2019). *Generación Distribuida*. Retrieved from <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-generacion-distribuida>

- Heras, I. S. (2005). *Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en Sistema de Distribución Primaria de Energía Eléctrica*. Valencia: Universidad Politecnica Valencia.
- Jiang, Y., Liu, C.-c., & Yin, X. (2016). *Smart Distribution Systems*. IEEE.
- Mendoza, F. (2017, 2 10). *Generación Distribuida de Energía Eléctrica*. Retrieved from <https://www.syscomblog.com/2017/08/generacion-distribuida-de-energia.html>
- Pandiarajan, N., & Muthu, R. (2011). Mathematical modeling of photovoltaic module with Simulink. 258-263.
- Senner, A. (1992). *Principios de electrotecnia*. Reverte.
- Standard, I. (2006). 60904-1, Photovoltaic Devices, Part 1: Measurement of Photovoltaic Current–Voltage Characteristics. *International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland. Ed.*
- Universidad de Cuenca. (2017, March 15). Impacto de la generación distribuida en la red de distribución. *MASKANA*, 260.
- Universidad Nacional de Educación a Distancia. (2015). In A. C. Santos, D. B. Diez, E. C. Fernandez, & M. A. Gil., *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*. (p. 235). Madrid: UNED.
- Vignolo, M., & Zeballos, R. (2000). *Transmission Networks or Distributed Generation?* Montevideo- Uruguay: IEEE.
- Willis, H. L., & Scott, W. G. (2000). *Distributed Power Generation: Plannig an Evaluation*. New York: Marcel Dekker, Inc.

## ANEXOS

### Anexo A. Instalación de Equipo de Medición en Transformador.



Fuente: Autores



Fuente: Autores

**Anexo B. Transformador INATRA monofásico con devanado partido.**



Fuente: Autores.



Fuente: Autores.

## Anexo C . Ficha Técnica de Transformador 25 kVA



PROTOCOLO N°- PL-111977974-R0

Sello de Calidad



DIR.: KM. 10.5 VÍA DAULE // PBX: (593+4) 3702700 // FAX: (593+4) 3702701 // E-MAIL: VENTAS@INATRA.COM // WWW.INATRA.COM // GUAYAQUIL - ECUADOR

## PROTOCOLO DE PRUEBAS

|                |           |                    |                |                    |           |
|----------------|-----------|--------------------|----------------|--------------------|-----------|
| N° SERIE:      | 111977974 | AÑO FABRICACIÓN:   | 2020           | ALTITUD DE DISEÑO: | 3000 msnm |
| TIPO:          | CSP       | NORMA APLICADA:    | NTE INEN 2120  | TEMP. DE DISEÑO:   | 30 °C     |
| POTENCIA:      | 25 kVA    | POLARIDAD:         | Sustractiva    | IMPEDANCIA:        | 2,3%      |
| VOLTAJE SERIE: | 25 kV     | GRUPO DE CONEXIÓN: |                | CALENT. DEVANADOS: | 65 °C     |
| N° DE FASES:   | 1         | REFRIGERACIÓN:     | ONAN           | NBA AV/BV:         | 125/30 kV |
| FRECUENCIA:    | 60 Hz     | DISEÑO N°:         | 14EFC002516905 | CLASE DE AISLAM.:  | Ao        |
| CLIENTE:       |           | PERIODO N°:        |                | OFERTA N°:         |           |

| VALORES NOMINALES |                    |               |     | CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS |                    | PINTURA COLOR/ESPESES: GRIS/120 µm |                 |
|-------------------|--------------------|---------------|-----|---------------------------|--------------------|------------------------------------|-----------------|
|                   | VOLT./DESPACHO [V] | CORRIENTE [A] | TAP | DERIVACIONES              |                    | DIMENSIONES EXT.                   | REFRIGERACIÓN   |
| PRIMARIO          | 22000Grd Y/12700   | 1,97          | 2   | +1, -3 x 2,5%             | MASA TOTAL: 176 kg | FRENTE [m]: 0,52                   | NÚM. ELEM. N/A  |
| SECUNDARIO        | 120/240            | 104,17        |     |                           | VOL. ACEITE: 47 L  | PROF. [m]: 0,63                    | LARGO [m]: 0,00 |
|                   |                    |               |     |                           |                    | ALTURA [m]: 0,89                   | ANCHO [m]: 0,00 |

## RESULTADOS DE LOS ENSAYOS

|                     |             |                               |       |                             |                             |                    |                      |                    |       |
|---------------------|-------------|-------------------------------|-------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------|----------------------|--------------------|-------|
| 1. LÍQUIDO AISLANTE |             | 2. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO |       | A: 27,7 °C                  |                             | TIEMPO LECT.: 60 s |                      | VOLT. PRUEBA: 5 kV |       |
| TIPO:               | 2           | MARCA:                        | NYNAS | AV / BV [MΩ]:               | 27300                       | AV / tierra [MΩ]:  |                      | BV / tierra [MΩ]:  | 27300 |
| VOLTAJE RUPTURA:    | >45         | kV                            |       | 3. PRUEBAS DE AISLAMIENTO   |                             |                    |                      |                    |       |
| MÉTODO:             | ASTM D-1816 |                               |       | (A) VOLTAJE APLICADO        | AV contra BV y tierra [kV]: |                    | (B) VOLTAJE INDUCIDO | VOLTAJE [V]:       | 480   |
|                     |             |                               |       | BV contra AV y tierra [kV]: | 10                          |                    | FRECUENCIA [Hz]:     | 480                |       |
|                     |             |                               |       | TIEMPO [s]:                 | 60                          |                    | TIEMPO [s]:          | 15                 |       |

|                                 |             |  |  |               |                 |            |  |             |  |
|---------------------------------|-------------|--|--|---------------|-----------------|------------|--|-------------|--|
| 4. RESISTENCIA ENTRE TERMINALES |             |  |  | A To: 27,7 °C |                 | Posición   |  | Material de |  |
| H1-H2                           |             |  |  | Promedio a To | Promedio a 85°C | Conmutador |  | Fabricación |  |
| ALTA [Ω]                        | 30,45826    |  |  | 30,45826      | 37,11447014     | 2          |  | COBRE       |  |
|                                 | x1-x3       |  |  |               |                 |            |  |             |  |
| BAJA [Ω]                        | 0,009088824 |  |  | 0,009088824   | 0,011075054     |            |  | COBRE       |  |

## 5. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

| TAP   | BOBINA 1 | BOBINA 2 | BOBINA 3 | NORMAL  | MÍNIMA  | MÁXIMA  | VOLTAJE DERIVACIÓN |
|-------|----------|----------|----------|---------|---------|---------|--------------------|
| 1 "A" | 54,2450  |          |          | 54,2396 | 53,9684 | 54,5108 | 13018              |
| 2 "B" | 52,9400  |          |          | 52,9167 | 52,6521 | 53,1813 | 12700              |
| 3 "C" | 51,6150  |          |          | 51,5938 | 51,3358 | 51,8518 | 12383              |
| 4 "D" | 50,3000  |          |          | 50,2708 | 50,0194 | 50,5222 | 12065              |
| 5 "E" | 48,9920  |          |          | 48,9479 | 48,7032 | 49,1926 | 11748              |
| 6 "F" |          |          |          |         |         |         |                    |
| 7 "G" |          |          |          |         |         |         |                    |

|                            |         |         |         |              |                |               |                |  |        |                    |       |                     |         |
|----------------------------|---------|---------|---------|--------------|----------------|---------------|----------------|--|--------|--------------------|-------|---------------------|---------|
| 6. PRUEBA SIN CARGA        |         |         |         |              |                |               |                | 8. CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN EL DEVANADO E IMPEDANCIA (A corriente nominal) |        |                    |       |                     |         |
| Vo [V]                     | Io1 [A] | Io2 [A] | Io3 [A] | Io [%] PROM. | Io [%] GARANT. | Po [W] MEDIDO | Po [W] GARANT. | Pc (To):   | 231 W  | Pr (85°C):         | 264 W | To:                 | 27,7 °C |
| 240,0                      | 1,27    |         |         | 1,22         | 2,0            | 93,6          | 98,0           | Pr (To):   | 217 W  | Pc (85°C):         | 276 W | Zcc (85°C):         | 2,3 %   |
|                            |         |         |         |              |                |               |                | Pad (To):  | 14,7 W | Pc (85°C) Garant.: | 289 W | Zcc (85°C) Garant.: | 3,0 %   |
| 7. PRUEBA EN CORTOCIRCUITO |         |         |         |              |                |               |                | 9. REGULACIÓN A PLENA CARGA Y F.P.=0,8:                                  |        |                    |       |                     |         |
| Vc [V]                     | Ic1 [A] | Ic2 [A] | Ic3 [A] | Ic [A] PROM. | Pc [W] MEDIDO  |               |                | 2,12 %   |        |                    |       |                     |         |
| 285,10                     | 1,97    |         |         | 1,97         | 230,6          |               |                | 10. RENDIMIENTO A PLENA CARGA Y F.P.=0,8:                                |        |                    |       |                     |         |
|                            |         |         |         |              |                |               |                | 98,19 %  |        |                    |       |                     |         |

OBSERVACIONES: SELLO N°: 0057867 - Aceite libre de PCB's

|                        |                                   |
|------------------------|-----------------------------------|
| CLIENTE / INTERVENTOR: | RESPONSABLE TÉCNICO: CARLOS BRITO |
| MATRÍCULA N°:          | MATRÍCULA N°:                     |
| FIRMA:                 | FIRMA RESPONSABLE TÉCNICO         |
|                        | LABORATORIO DE PRUEBAS            |

LUGAR Y FECHA: Guayaquil-Ecuador

CENTROSUR

### Anexo D. Instalación equipo de medición en vivienda.



Fuente: Autores.



Fuente: Autores.

## Anexo E. Simulador Opal-RT laboratorio Smart Grid UCACUE



Fuente: Autores.



Fuente: Autores.

### Anexo F. Datos de Radiación PVsyst.

|  |       |   |                                      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |                         |
|--|-------|---|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------------|
| PVSYST V6.86   |       | 25/05/20  | Página 1/1                           |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |                         |
| <b>Definición de un sitio geográfico</b>                             |       |   |                                      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |                         |
| <b>Sitio geográfico</b> VICTORIA BAJA CUENCA ECUADOR                 |       | País Ecuador  |                                      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |                         |
| Archivo VICTORIA BAJA CUENCA ECUADOR_NREL_TMY.SIT del 25/05/20 12h41 |       |   |                                      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |                         |
| <b>Ubicación</b><br>Tiempo definido como                             |       | Latitud -2.94° S<br>Hora Legal                      | Longitud -78.97° W<br>Altitud 2580 m |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |                         |
| <b>Valores meteorológicos mensuales</b>                              |       | Origen NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3_1998 to 2016 |                                      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |                         |
|  | Ene.  | Feb.  | Mar.                                 | Abr.  | May.  | Jun.  | Jul.  | Ago.  | Sep.  | Oct.  | Nov.  | Dic.  | Año   |                         |
| Hor. global  | 4.96  | 4.86  | 4.84                                 | 4.28  | 4.13  | 4.39  | 4.18  | 4.17  | 4.60  | 4.87  | 5.57  | 5.37  | 4.68  | kWh/m <sup>2</sup> .día |
| Hor. diffuse   | 2.61  | 2.68  | 2.92                                 | 2.43  | 2.22  | 2.25  | 2.24  | 2.41  | 2.30  | 2.43  | 2.42  | 2.54  | 2.45  | kWh/m <sup>2</sup> .día |
| Extraterrestrial   | 10.37 | 10.59   | 10.54                                | 10.05 | 9.39  | 8.97  | 9.09  | 9.67  | 10.26 | 10.51 | 10.40 | 10.24 | 10.00 | kWh/m <sup>2</sup> .día |
| Cleanness Index  | 0.479 | 0.459   | 0.459                                | 0.426 | 0.440 | 0.490 | 0.459 | 0.431 | 0.448 | 0.463 | 0.535 | 0.524 | 0.468 |                         |
| Amb. temper.   | 13.9  | 13.8  | 13.6                                 | 13.2  | 12.6  | 11.8  | 11.3  | 11.8  | 12.8  | 13.4  | 13.4  | 13.9  | 13.0  | °C                      |
| Wind velocity  | 2.0   | 1.7   | 1.9                                  | 2.0   | 2.1   | 2.5   | 2.5   | 3.0   | 2.5   | 1.8   | 1.2   | 1.8   | 2.1   | m/s                     |

**Trayectoria solar en VICTORIA BAJA CUENCA ECUADOR, (Lat. -2.9422° S, long. -78.9724° W, alt. 2580 m) - Hora Legal**

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Fuente: PVsyst.

## AUTORIZACION DE PUBLICACION EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL

Nosotros, Carlos Javier Arévalo Matute portador de la cédula de ciudadanía N° 0105226328 y Víctor Teodoro Arévalo Barros portador de la cédula de ciudadanía N° 0103825410. En calidad de autores y titulares de los derechos patrimoniales del trabajo de titulación “Análisis de Impactos de la Generación Distribuida de una Micro-red en la Estación de Transformación 30541” de conformidad a lo establecido en el artículo 114 Código Orgánico de la Economía Social de los Conocimientos, Creatividad e Innovación, reconozco a favor de la Universidad Católica de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos, Así mismo; autorizo a la Universidad para que realice la publicación de éste trabajo de titulación en el Repositorio Institucional de conformidad a lo dispuesto en el artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

**Cuenca, 07 de agosto de 2020**

F:   
Carlos Javier Arévalo Matute.

0105226328

F:   
Víctor Teodoro Arévalo Barros.

0103825410