



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS AGROPECUARIAS Y**  
**AMBIENTALES**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES**

**DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO DEL CONSUMO ELÉCTRICO**  
**BAJO LA INCIDENCIA DEL COVID-19 PARA PROPONER UNA ESTRATEGIA**  
**DE AUTOABASTECIMIENTO CON ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR**  
**RESIDENCIAL DE IBARRA-IMBABURA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO EN**  
**ENERGÍAS RENOVABLES**

**AUTOR:**

**VIZCAÍNO CALDERÓN ANDRÉS BOLÍVAR**

**DIRECTOR:**

**ING. GUAMÁN TABANGO JUAN FERNANDO MSc.**

**IBARRA-ECUADOR**

**2021**



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS AGROPECUARIAS Y**  
**AMBIENTALES**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES**

**“DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO DEL CONSUMO ELÉCTRICO**  
**BAJO LA INCIDENCIA DEL COVID-19 PARA PROPONER UNA ESTRATEGIA**  
**DE AUTOABASTECIMIENTO CON ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR**  
**RESIDENCIAL DE IBARRA-IMBABURA”**

Trabajo de titulación revisado por el Comité Asesor, previa a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES**  
**APROBADO:**

Ing. Juan Fernando Guamán Tabango MSc.

**DIRECTOR**

**FIRMA**

Ing. Álvarez Játiva Luis Hernán MSc.

**ASESOR**

**FIRMA**

PhD. Juan Carlos García Montoya MSc.

**ASESOR**

**FIRMA**

**IBARRA-ECUADOR**

**OCTUBRE, 2021**



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**BIBLIOTECA UNIVERSITARIA**

**AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA**  
**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

**1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA**

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte de manera digital para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

<b>DATOS DE CONTACTO</b>			
<b>CÉDULA DE IDENTIDAD:</b>	100360483-0		
<b>APELLIDOS Y NOMBRES:</b>	Vizcaíno Calderón Andrés Bolívar		
<b>DIRECCIÓN:</b>	Av. Ricardo Sánchez 6-08 y Calixto Miranda		
<b>EMAIL:</b>	<a href="mailto:abvizcainoc@utn.edu.ec">abvizcainoc@utn.edu.ec</a>		
<b>TELÉFONO FIJO:</b>	065000649	<b>TELÉFONO MÓVIL:</b>	0979474952

<b>DATOS DE LA OBRA</b>	
<b>TÍTULO:</b>	<b>DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO DEL CONSUMO ELÉCTRICO BAJO LA INCIDENCIA DEL COVID-19 PARA PROPONER UNA ESTRATEGIA DE AUTOABASTECIMIENTO CON ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL DE IBARRA-IMBABURA</b>
<b>AUTOR:</b>	Vizcaíno Calderón Andrés Bolívar
<b>FECHA:</b>	18 de octubre de 2021
<b>SOLO PARA TRABAJO DE TITULACIÓN</b>	
<b>PROGRAMA:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
<b>TÍTULO POR EL QUE OPTA:</b>	Ingeniero en Energías Renovables
<b>DIRECTOR:</b>	Ing. Juan Fernando Guamán Tabango MSc.

## 2. CONSTANCIA

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es titular de los derechos patrimoniales, por lo que asumen la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrán en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 18 días del mes de octubre de 2021

**EL AUTOR**



---

Nombre: Vizcaino Calderón Andrés Bolívar

C.I.: 100360483-0

## **REGISTRO BIBLIOGRÁFICO**

**Guía:** FICAYA- UTN

**Fecha:** Ibarra, 18 de octubre de 2021

ANDRES BOLÍVAR VIZCAINO CALDERÓN

### **DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO DEL CONSUMO ELÉCTRICO BAJO LA INCIDENCIA DEL COVID-19 PARA PROPONER UNA ESTRATEGIA DE AUTOABASTECIMIENTO CON ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL DE IBARRA-IMBABURA**

#### **TRABAJO DE GRADO**

Ingeniería en Energías Renovables, Universidad Técnica del Norte, Carrera de Ingeniería en Energías Renovables, Ibarra, 18 de octubre del 2021

**DIRECTOR:** Ing. Juan Fernando Guamán Tabango MSc.

El objetivo de la presente investigación es presentar un modelo predictivo del consumo eléctrico residencial de la ciudad de Ibarra para el desarrollo de una propuesta de autoabastecimiento con energías renovables.

Ibarra, 18 de octubre 2021

**AUTOR**



Vizcaíno Calderón Andrés Bolívar

**DIRECTOR**



Ing. Juan Fernando Guamán Tabango MSc.

## AGRADECIMIENTOS

*“Si un hombre no está agradecido por lo que tiene, es probable que no sea agradecido por lo que tendrá” Frank A. Clark*

*Al terminar esta etapa de aprendizaje y desarrollo profesional, es gratificante dar un adecuado agradecimiento a todos los familiares, instituciones y docentes que han sido pilares en el proceso de crecimiento académico. De tal manera ofrezco agradecimientos.*

*A Dios, por ser la divinidad que permite la armonía de todas las formas de vida y ser la guía y la fortaleza en el transcurso de esta etapa de una forma ética y moral.*

*A mi madre y mis hermanos, quienes con su esfuerzo y su confianza han permitido mi formación profesional. A quienes su principal objetivo ha sido mi superación personal, y que, con su apoyo, han logrado que esto se haga realidad. A ustedes con mucho cariño ¡Gracias!*

*A la Universidad Técnica del Norte, institución que ha logrado la formación académica de un sin número de profesionales, que en conjunto con sus docentes han sido los pilares del crecimiento educativo de la comunidad universitaria rescatando sus destrezas y en especial su calidad humana.*

*Un especial agradecimiento a mi director, al MSc. Juan Guamán por su paciencia y su inestimable conocimiento, por ser el guía en el desarrollo de esta investigación y quien, con su calidad educativa, cada día forma nuevos profesionales, gracias por enseñarnos que con dedicación y esfuerzo todo se hace posible.*

*A mis asesores, MSc. Luis Álvarez y al PhD. Juan Carlos García, por sus contribuciones y recomendaciones al crecimiento de esta investigación. Y que con su experiencia y profesionalismo han cultivado una cultura de investigación, innovación y emprendimiento en todos los que conformamos esta carrera. Gracias.*

**Andrés Vizcaíno**

## **DEDICATORIA**

*A Dios, por ser el apoyo espiritual, por darme muchas bendiciones y encaminarme a ser una mejor persona cada día.*

*A mi madre, quien es la razón de mis logros y propósitos. Por ser la persona más importante en mi vida y por la que he logrado ser mejor cada día. La que con su esfuerzo y cuidados me ha enseñado que todo lo que me proponga es posible, a nunca rendirme, y si tropiezo levantarme con más fuerza, esto es para ti y por ti.*

*A mis hermanos Yadi y Alex, quienes me han brindado todo su apoyo y confianza, por su compañía y enseñarme a que las mejores alegrías de mi vida son con ustedes. Por motivarme a seguir adelante y a luchar para conseguir lo que se quiere. Gracias*

*A mis amigos y docentes y compañeros, por su ayuda, confianza y amistad, y por hacer de esta etapa de la vida, más amena. Gracias por esos momentos de alegría, sufrimiento y tristeza que cada día nos hizo más fuertes.*

***Andrés Vizcaíno***

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>DATOS GENERALES</b> .....	i
<b>RESUMEN</b> .....	xiii
Capítulo I.....	15
Introducción .....	15
1.1 Antecedentes.....	15
1.2 Planteamiento del Problema .....	18
1.3 Justificación.....	19
1.4 Pregunta Directriz.....	21
1.5 Objetivos.....	21
1.5.1 <i>Objetivo General</i> .....	21
1.5.2 <i>Objetivos Específicos</i> .....	21
1.6 Hipótesis .....	21
Capítulo II .....	22
Marco Teórico.....	22
2.1 Cambio Climático.....	22
2.2 Energías Renovables.....	22
2.3 COVID-19 .....	23
2.3.1 <i>Población Susceptible</i> .....	24
2.4 Energía Eléctrica.....	24
2.4.1 <i>Sistemas y Distribución de Electricidad</i> .....	25
2.4.2 <i>Instalaciones Eléctricas</i> .....	27
2.4.3 <i>Consumo de Energía Eléctrica</i> .....	27
2.5 División Política de Ibarra.....	29
2.6 Análisis de Datos Eléctricos .....	30
2.6.1 <i>Análisis de Datos Cuantitativos</i> .....	30
2.7 Sistematización de Datos del Sistema Eléctrico (SISDAT) .....	31
2.7.1 <i>Niveles de Tensión</i> .....	31
2.7.2 <i>Abonados</i> .....	31
2.7.3 <i>Instalaciones Monofásicas</i> .....	32
2.7.4 <i>Tarifas de Energía Eléctrica</i> .....	32
2.8 Pronóstico de Consumo Energético.....	33
2.9 Modelos Predictivos de Energía .....	34
2.9.1 <i>Series de Fourier</i> .....	34
2.10 Matlab .....	35

2.10.1	<i>Modelo Matemático</i> .....	35
2.10.2	<i>Módulo (Curve Fitting Toolbox)</i> .....	36
2.11	System Advisor Model (SAM) .....	37
2.11.1	<i>Modelos de Sistemas de Energías Renovables en SAM</i> .....	37
2.11.2	<i>Modelos Financieros en SAM</i> .....	38
2.11.3	<i>Herramientas de Simulación en SAM</i> .....	39
2.12	Marco Legal.....	40
2.12.1	Resoluciones de COE Nacional .....	41
2.12.2	Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021 .....	41
Capítulo III.....		43
Metodología .....		43
2.1	Área de Estudio .....	43
2.2	Métodos .....	44
3.2.1	<i>Análisis del Consumo Eléctrico Residencial Antes y Durante la Pandemia</i> .....	44
3.2.1.1	Recolección de los Datos. ....	44
3.2.1.2	Tratamiento de Datos. ....	45
3.2.1.3	Preparación de la Base de Datos (BD). ....	46
3.2.1.4	Caracterización de los Datos. ....	47
3.2.1.5	Análisis de la Cantidad Promedio de Abonados. ....	49
3.2.1.6	Curva de Crecimiento de los Abonados. ....	54
3.2.1.7	Consumo Eléctrico Residencial Histórico.....	56
3.2.1.8	Análisis de Normalidad del Consumo Eléctrico Residencial.....	57
3.2.2	<i>Modelo Predictivo sobre el Consumo Eléctrico Residencial Considerando los Efectos del COVID-19</i> .....	57
3.2.2.1	Preprocesamiento de los Datos. ....	58
3.2.2.2	Generación del Modelo. ....	60
3.2.2.3	Evaluación del Rendimiento del Modelo .....	61
3.2.3	<i>Propuesta de Implementación de Respaldo Eléctrico con Energías Renovables por Medio de Simulación</i> .....	62
3.2.3.1	Identificación del Recurso.....	63
3.2.1.1	Evaluación del Recurso .....	66
3.2.1.2	Locación y Recursos. ....	67
3.2.1.3	Diseño del Sistema. ....	68
3.2.1.4	Costos del Sistema. ....	72
3.2.1.1	Financiamiento.....	74
3.2.1.2	Tarifas de Electricidad. ....	76

3.2.1.3	Simulación e Informe.....	77
2.3	Materiales .....	78
Capítulo IV	.....	79
Resultados y Discusión	.....	79
4.1	Analizar el consumo eléctrico residencial antes y durante la pandemia. ....	79
4.1.2	<i>Análisis del crecimiento de abonados pre y durante la pandemia</i> .....	79
4.1.2	<i>Análisis de la demanda eléctrica en los periodos pre y durante la pandemia</i> ..	81
4.2	Crear el modelo predictivo sobre el consumo eléctrico residencial considerando los efectos del COVID-19.....	83
4.2.1	<i>Modelo predictivo del consumo eléctrico residencial</i> .....	83
4.2.2	<i>Código del Modelo Predictivo</i> .....	84
4.2.3	<i>Validación y comparación del modelo</i> .....	86
4.3	Establecer una propuesta de implementación de respaldo eléctrico con energías renovables por medio de simulación.....	87
4.3.1	<i>Resultado de la Propuesta del Sistema Fotovoltaico</i> .....	87
4.3.2	<i>Resultado de la Propuesta del Parque Eólico</i> .....	92
4.3.3	<i>Resultado de la Propuesta de la Planta Termoeléctrica de Biomasa</i> .....	96
4.2.1	<i>Cuadros comparativos de las proyecciones cada escenario</i> .....	97
Capítulo V	.....	100
Conclusiones y Recomendaciones	.....	100
5.2	Conclusiones.....	100
5.3	Recomendaciones .....	101
Referencias	.....	103
Anexos	.....	113

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1 Procedimiento para el Tratamiento de Datos</i> .....	46
<i>Tabla 2 Parámetros Importantes Segregados de los Datos del Consumo Eléctrico</i> .....	49
<i>Tabla 3 Base de Datos para la Generación del Modelo Predictivo</i> .....	60
<i>Tabla 4 Detalle de los parámetros para la construcción del modelo predictivo</i> .....	60
<i>Tabla 5 Parámetros Estadísticos de Bondad del Modelo Predictivo</i> .....	62
<i>Tabla 6 Características del Recurso Eólico en Ibarra</i> .....	64
<i>Tabla 7 Principales productos y Residuos Agrícolas de Imbabura</i> .....	65
<i>Tabla 8 Resumen Evaluación del Recurso Energético en Ibarra</i> .....	66
<i>Tabla 9 Valores de los Parámetros de Diseño</i> .....	69
<i>Tabla 10 Parámetros de Diseño del Parque Eólico</i> .....	70
<i>Tabla 11 Parámetros de Diseño de la Planta Termoeléctrica de Biomasa</i> . .....	72
<i>Tabla 12 Detalle de Cotización de los Elemento del Sistema Fotovoltaico</i> .....	73
<i>Tabla 13 Detalle de Cotización de los Elemento del Parque Eólico</i> . .....	74
<i>Tabla 14 Cotización de los Elemento de la Planta Termoeléctrica de Biomasa</i> . .....	75
<i>Tabla 15 Detalle de los Parámetros Financieros</i> .....	76
<i>Tabla 16 Materiales e Insumos</i> .....	78
<i>Tabla 17 Cuadro de Comparación de las Plantas Escenario 100% de Capacidad</i> .....	97
<i>Tabla 18 Cuadro de Comparación de las Plantas Escenario 75% de Capacidad</i> .....	98
<i>Tabla 19 Cuadro de Comparación de las Plantas Escenario 25% de Capacidad</i> .....	99

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1</i> Esquema de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica.....	26
<i>Figura 2</i> Crecimiento Histórico de la Demanda de Electricidad por Región, 2000-2020	28
<i>Figura 3</i> División Política del Cantón Ibarra .....	29
<i>Figura 4</i> Representación de la Adaptación de un Modelo De Series de Fourier .....	35
<i>Figura 5</i> Interfaz de la Aplicación Curve Fitting Tool de Matlab .....	36
<i>Figura 6</i> Interfaz Principal del Software System Advisor Model.....	40
<i>Figura 7</i> Localización del Cantón Ibarra .....	44
<i>Figura 8</i> Estructura del Resumen de Datos. ....	47
<i>Figura 9</i> Porcentaje Promedio de Abonados por Parroquia de Ibarra en el 2017.....	50
<i>Figura 10</i> Ocupación Promedio de los Abonados del Servicio Eléctrico (2017-2020).....	50
<i>Figura 11</i> Abonados Promedio de Ibarra Divididos en Tarifas -2018.....	51
<i>Figura 12</i> Abonados Promedio de Ibarra Divididos en Tarifas -2019.....	52
<i>Figura 13</i> Abonados Promedio de Ibarra Divididos en Tarifas -2020.....	53
<i>Figura 14</i> Promedio de Abonados con Discapacidad de Ibarra (2017-2020) .....	54
<i>Figura 15</i> Curva de Crecimiento de los Abonados del Sector Eléctrico de Ibarra .....	55
<i>Figura 16</i> Crecimiento de los Abonados Residenciales del Sector Eléctrico de Ibarra ....	55
<i>Figura 17</i> Crecimiento de los Abonados de la Tercera Edad del Sector Eléctrico .....	56
<i>Figura 18</i> Curva de Crecimiento del Consumo Eléctrico Residencial de Ibarra .....	57
<i>Figura 19</i> Histograma del Consumo Eléctrico Residencial de Ibarra.....	57
<i>Figura 20</i> Diagrama de Flujo para la Construcción de Modelos.....	58
<i>Figura 21</i> Ingreso de Datos y Ajuste de Modelo en Curve Fitting .....	61
<i>Figura 22</i> Representación Gráfica del Modelo (Consumo vs Población).....	61
<i>Figura 23</i> Diagrama de Bloques del Proceso de Simulación por medio SAM .....	63
<i>Figura 24</i> Parámetros y Características del Módulo Fotovoltaico .....	68
<i>Figura 25</i> Características del Aerogenerador .....	70
<i>Figura 26</i> Parámetros del Diseño de la Central Termoeléctrica de Biomasa.....	71
<i>Figura 27</i> Detalle de los Precios de Venta por cada Tecnología de Generación.....	77
<i>Figura 28</i> Detalle de las Métricas de la Simulación.....	77
<i>Figura 29</i> Abonados Residenciales del Sector Eléctrico de Ibarra .....	80
<i>Figura 30</i> Concentración del Consumo Promedio Eléctrico de Ibarra (2017-2020).....	81
<i>Figura 31</i> Curva de Crecimiento del Consumo Eléctrico Residencial de Ibarra .....	82

<b>Figura 32</b> Código del Modelo Predictivo en Matlab .....	85
<b>Figura 33</b> Representación Gráfica de la Predicción de Energía Eléctrica .....	86
<b>Figura 34</b> Predicción del Consumo Eléctrico de Ibarra.....	87
<b>Figura 35</b> Resultados Técnico-Económicos de la Planta Fotovoltaico .....	88
<b>Figura 36</b> Resultado de Perdidas del Sistema Fotovoltaico .....	88
<b>Figura 37</b> Producción de Energía y Flujo de Caja.....	89
<b>Figura 38</b> Resultados Técnico-Económicos de la Planta Fotovoltaico .....	90
<b>Figura 39</b> Producción de Energía y Flujo de Caja.....	90
<b>Figura 40</b> Resultados Técnico-Económicos de la Planta Fotovoltaico .....	91
<b>Figura 41</b> Producción de Energía y Flujo de Caja.....	91
<b>Figura 42</b> Resultados Tecno-Económico del Parque Eólico .....	92
<b>Figura 43</b> Resultados de las Perdidas del Parque Eólico.....	93
<b>Figura 44</b> Producción de Energía y Flujo de Caja.....	93
<b>Figura 45</b> Resultados Tecno-Económico del Parque Eólico .....	94
<b>Figura 46</b> Producción de Energía y Flujo de Caja.....	94
<b>Figura 47</b> Resultados Tecno-Económico del Parque Eólico .....	95
<b>Figura 48</b> Producción de Energía y Flujo de Caja.....	95
<b>Figura 49</b> Resultados Tecno-Económicos de la Planta Termoeléctrica de Biomasa .....	96
<b>Figura 50</b> Producción de Energía y Flujo de Caja.....	97

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS AGROPECUARIAS Y**  
**AMBIENTALES**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES**

**DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO DEL CONSUMO ELÉCTRICO**  
**BAJO LA INCIDENCIA DEL COVID-19 PARA PROPONER UNA ESTRATEGIA**  
**DE AUTOABASTECIMIENTO CON ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR**  
**RESIDENCIAL DE IBARRA-IMBABURA**

Trabajo de titulación

*Vizcaíno Calderón Andrés Bolívar*

**RESUMEN**

El crecimiento de la población ha permitido que diariamente el sector comercial, industrial y residencial generen y consuman más productos y servicios, lo que ocasiona un proporcional uso de los recursos del planeta; en especial del sector energético. Además, el confinamiento y las restricciones de movilidad a causa de la pandemia por el COVID-19, han ocasionado cambios en el comportamiento poblacional y en su consumo energético. Sin embargo, uno de los objetivos de la sociedad es reducir el impacto generado en la naturaleza, mediante la aplicación de energías renovables y el desarrollo de estrategias de eficiencia energética. En efecto en la presente investigación se muestra un modelo predictivo del consumo de energía eléctrica en el sector residencial de la ciudad de Ibarra, bajo factores influyentes en el periodo de pandemia, con el propósito de generar una propuesta de autoabastecimiento con energías renovables. Por lo tanto, como resultados de esta investigación se obtienen que en el periodo de pandemia hubo un incremento del consumo eléctrico adicional del 0.1%, al mes. En cuanto al modelo predictivo, realizado a través de series de Fourier, mostro indicadores aceptables como el coeficiente de correlación R-cuadrado con 0.954 y un error absoluto del 0.63%. Por otra parte, la propuesta de autoabastecimiento contemplo el estudio de tres centrales energéticas tales como; fotovoltaica, eólica y biomasa obteniendo un respaldo del 100%.

**Palabras clave:** modelo predictivo, consumo eléctrico, COVID-19, series de Fourier, simulación.

**DEVELOPMENT OF A PREDICTIVE MODEL OF ELECTRICITY  
CONSUMPTION UNDER THE INCIDENCE OF COVID-19 TO PROPOSE A SELF-  
SUPPLY STRATEGY WITH RENEWABLE ENERGIES IN THE RESIDENTIAL  
SECTOR OF IBARRA-IMBABURA**

**ABSTRACT**

Population growth has allowed the commercial, industrial and residential sectors to generate and consume more products and services on a daily basis, which causes a proportionate use of the planet's resources; especially in the energy sector. In addition, confinement and mobility restrictions due to the COVID-19 pandemic, have led to changes in population behavior and energy consumption. However, one of the objectives of society is to reduce the impact generated on nature, through the implementation of renewable energy and the development of energy efficiency strategies. In fact, this research shows a predictive model of electricity consumption in the residential sector of the city of Ibarra, under influencing factors in the pandemic period, with the purpose of generating a proposal for self-sufficiency with renewable energies. Therefore, as results of this research, it is obtained that in the pandemic period there was an increase in additional electricity consumption of 0.1% per month. Regarding the predictive model, carried out through Fourier series, it showed acceptable indicators such as the R-squared correlation coefficient with 0.954 and an absolute error of 0.63%. On the other hand, the self-sufficiency proposal contemplated the study of three power plants such as; photovoltaic, wind and biomass obtaining a 100% backup.

**Key words:** predictive model, electricity consumption, COVID-19, series Fourier, simulation.

# Capítulo I

## Introducción

### 1.1 Antecedentes

Una de las consecuencias del uso diario de energía es el cambio climático, generado por las emisiones de CO<sub>2</sub>, las cuales alteran las condiciones climáticas del planeta y más aun de los seres que lo habitan; afectando aspectos físicos, sociales y económicos (Cerdá, 2018). En los últimos años los tratados internacionales como el Protocolo de Kyoto (1997) y el reciente COP 21 (2015), han tratado de consensuar medidas contra la contaminación ambiental; sin embargo, se han visto truncados por los intereses del mercado financiero (Pérez, 2015). Por otra parte, el consumo ineficiente de la energía permite que se intensifique el crecimiento en el uso de fuentes energéticas primarias, y que además en el transcurso de su consumo se pierda el 35% en forma de calor (Bevan, 2012).

El campo energético ha logrado un gran desarrollo en los últimos años; sin embargo, el crecimiento y la evolución de la tecnología basada en las energías renovables, ha creado tres aspectos relevantes que condiciona el uso de las mismas, tales como: la competencia en función a la intensidad eléctrica, los problemas ambientales y la seguridad de abastecimiento (Carretero & García, 2012). Por otra parte, el uso de las energías renovables debe ir de la mano del aprovechamiento eficaz de las mismas, por medio de estrategias de eficiencia energética, consideradas un medio seguro del suministro de energía (Segovia et al., 2019).

La estructura energética es muy importante dentro del funcionamiento de una sociedad; ya que requiere un suministro constante y seguro, al igual que de otros servicios; de esta manera, es evidente las consecuencias que se generan al depender de fuentes energéticas limitadas y contaminantes como el petróleo y más aún en temporada de pandemia (Ayala, 2020). Desde este contexto, el confinamiento causado por el brote del COVID-19 ha

ocasionado variabilidad en las labores cotidianas. Es decir que todas las actividades desarrolladas fuera del entorno residencial se han adaptado a este; por lo tanto, es axiomático la concentración del consumo eléctrico en el sector residencial (Rodríguez, 2020). En consecuencia, desde que Ecuador reportó el primer caso de COVID-19 el 29 de febrero del 2020, se tomaron medidas que contrarresten el incremento de contagios; limitando las actividades cotidianas al aire libre (Rojo & Bonilla, 2020).

Dentro de la pandemia los sectores más representativos en el consumo energético y de mayor afectación han sido; transporte, industria y residencial; causando pérdidas económicas y de producción a causa del confinamiento en el sector productivo e intensificando el consumo en el área residencial (Guzowski & Zabaloy, 2020). En este contexto, la emergencia sanitaria también ha generado retrasos en aspectos de transición como en integración energética, la crisis sanitaria ha retraído a los estados al punto de cerrar fronteras e imponer medidas de confinamiento que condicionan los acuerdos políticos y económicos (Guerrero, 2020). A todo esto, los efectos negativos de la crisis sanitaria a comprometido el desarrollo social, económico y empresarial, de las naciones alrededor del mundo; además, para el modelo latinoamericano el depender de la producción de petróleo y la caída de este, demuestre que el desarrollo sea muy efímero, sin alternativas a corto plazo (Rojo & Bonilla, 2020).

Desde la perspectiva mundial, el sector residencial tienen un consumo del 29% de energía; por esta razón, la contaminación ambiental referente a emisiones de CO<sub>2</sub> es del 21% (World Health Organization [WHO], 2020). En cuanto a la energía eléctrica, en el panorama actual a causa de la pandemia según el reporte Global Energy Review 2020, la demanda decreció en el primer trimestre del presente año, en 2.5% a nivel mundial y se espera que descienda hasta en un 5% en todo el año (International Energy Agency [IEA], 2020). Para América Latina y el Caribe se refleja una tendencia similar a la mundial; que, aunque las

actividades en el hogar se han elevado, el sector no permite contrarrestar la baja de los sectores industriales y transporte (Lac et al., 2020). Por esta razón, en los últimos meses del confinamiento, se ha generado un patrón de consumo eléctrico que muestra la similitud de la curva de consumo en el fin de semana con la de los días laborables, demostrando así el grado de aceptación a las medidas implantadas de confinamiento (IEA, 2020).

En Ecuador los sectores de consumo eléctrico se dividen en; residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros, siendo el residencial el sector de mayor consumo con 7 771.61 GWh representando el 31.19% del total, hasta el mes de abril del 2020 (Agencia de Regulación y Control de Electricidad [ARCONEL], 2020). Ecuador al igual que el resto de países han tomado medidas de restricción desde que inicio la pandemia, generando así una reducción en la demanda de energía eléctrica; que para el mes de abril ha ocasionado un descenso del 18%, en comparación al mes de febrero que presentaba un consumo de 2 099.3 GWh (Operador Nacional de Electricidad [CENACE], 2020b). Sin embargo, con las resoluciones emitidas por parte del Comité de Operaciones de Emergencia (COE nacional), para reactivar la economía, la demanda de electricidad aumentó en un 8% con respecto al mes de abril, debido a la parcial reapertura de los sectores de la industria y el comercio (CENACE, 2020a).

Por otra parte, debido a la pandemia la situación económica del país ha decrecido notablemente, más aún por la variación en el precio del petróleo; que en los últimos meses ha mermado considerablemente variando en menos de 45 dólares; reduciendo así los ingresos monetarios del país (Investing, 2020). Por lo tanto, en materia de política económica el precio de los combustibles tales como; gasolina, diésel y GLP, pueden verse afectados al variar los subsidios, siendo estos un instrumento con el que pueden generarse efectos de inflación, tal como lo concluye la investigación denominada “Las políticas de eliminación en los subsidios de los combustibles fósiles y su relación con la inflación del Ecuador” (Chicaiza, 2019).

En materia legislativa, el estado ecuatoriano a pesar de la pandemia prioriza la importancia de la mitigación del cambio climático, con medidas de restricción de emisiones de CO<sub>2</sub>, como el control del consumo y la deforestación (Constitución de la República del Ecuador, 2008). Además, enfatiza a la eficiencia energética y el uso de recursos o fuentes renovables como cambio estratégico de la matriz energética, según la (Constitución de la República del Ecuador, 2008, art. 413), *“El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua”*.

## **1.2 Planteamiento del Problema**

El consumo de energía durante los últimos años se ha incrementado en función al aumento de factores como: población, tecnología, dispositivos eléctricos, entre otros. De esta manera, el crecimiento constante de estos elementos permite que cada día los servicios públicos como privados deban ampliar sus recursos y capacidades (Bevan, 2012). Sin embargo, los sucesos ocasionados por la pandemia tienen un efecto contrario en esta tendencia; ya que el sector industrial como el de transporte paralizaron sus actividades (Rodríguez, 2020).

En efecto, la emergencia sanitaria impuesta a nivel mundial compenetró en las economías del mundo, cambiando las actividades cotidianas. El confinamiento ha generado nuevas tendencias y patrones en las curvas de consumo, evidenciando una variación con respecto a los periodos posteriores a la pandemia. Por lo tanto, identificar la nueva tendencia o las principales características y sus variaciones, permiten obtener un panorama de la demanda actual como futura, con la finalidad de reajustes; economizando recursos (Rojo & Bonilla, 2020).

El consumo no gestionado de energía genera problemas ambientales, puesto que se incrementan las emisiones de CO<sub>2</sub> emitidas al planeta por el consumo de los recursos naturales, y en especial por la demanda de energía eléctrica. Además, es perjudicial cuando las fuentes energéticas de mayor consumo son no renovables; como los combustibles fósiles, que tienen un límite de consumo y generan mayor contaminación (Segovia et al., 2019). Por el contrario, las energías renovables tienden a mejorar su tecnología cada día y son de menor impacto ambiental; en Ecuador los efectos han sido similares a los del resto del mundo ocasionando un descenso y luego un incremento de consumo con el paulatino recorte de restricciones (CENACE, 2020a).

En definitiva, dentro de la investigación desarrollada por docentes de la carrera de energías renovables de la Universidad Técnica del Norte, en la cual desarrollaron un modelo multivariado, haciendo énfasis en el análisis de variables en función de los efectos generados por la pandemia. Uno de estos efectos es el causado en el consumo de energía eléctrica en el sector residencial de la ciudad de Ibarra, provincia de Imbabura. Con el fin de mejorar la gestión de la energía procurando disminuir su consumo, aprovechando al máximo los recursos actuales de las mismas instituciones, utilizando tecnología por medio de software y dispositivos eléctricos. Para así, lograr un manejo adecuado en conjunto con técnicas de eficiencia energética, aumentando su eficacia y prevención de eventos a futuro.

### **1.3 Justificación**

Si bien el desarrollo de elementos tecnológicos y dispositivos eléctricos han tenido mayor repercusión en actividades más técnicas y visuales, las temáticas de; análisis, pronóstico y evaluación se acoplan perfectamente en la gestión de uso de la energía. Por tal motivo, en la actualidad la mayor problemática además de la contaminación; es el abastecimiento de recursos energéticos y la sobreexplotación. Por otra parte, las energías renovables han logrado tomar mayor campo en la generación de electricidad y combustibles;

sin embargo, se ven estancados por los costos en comparación a los combustibles fósiles optando por la gestión energética (Pérez, 2015).

La predicción de un recurso es fundamental para diversas áreas de la economía como: la agricultura, la generación eléctrica, el comercio, la industria, entre otras; ya que poder determinar la continuidad de un bien permite gestionar adecuadamente su consumo (Machado et al., 2015). En cuanto a la aplicación de las energías renovables en los procesos de generación distribuida son proyectos que atraen beneficios múltiples como; la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, minimización de pérdidas por transmisión, generación de empleo, incremento de eficiencia en el sistema, entre otros (Ochoa, 2018).

Uno de los problemas que compromete al planeta entero es la necesidad y la dependencia de la energía eléctrica. En el confinamiento, los balances de consumo tienen afectaciones que son necesarias de identificar, con el propósito de anticipar efectos futuros y determinar el comportamiento de una población. Si bien, las actividades paralizadas permitieron un descanso al planeta, las evidencias demuestran que la contaminación va a surgir si no existe un buen manejo de la pandemia, y de la salida de la misma (Chicaiza, 2019). De esta manera, es primordial conocer el comportamiento de la población en sus actividades de consumo eléctrico.

En definitiva, con base en la investigación denominada “Modelamiento multivariado del COVID-19 y sus implicaciones socio-económicas y ambientales en la zona 1 del Ecuador” es determinante la variable del comportamiento del consumo de energía eléctrica en el sector residencial; ya que, contribuye al estudio macro de la incidencia del coronavirus y del confinamiento en los diferentes aspectos de la sociedad. Además, el uso de herramientas tecnológicas e informáticas en el campo de la gestión energética, conseguirá que se tome decisiones más adecuadas, poniendo en cautela el ecosistema y la sociedad.

## **1.4 Pregunta Directriz**

¿El confinamiento a causa de la pandemia incide en el consumo de energía eléctrica en el sector residencial de la ciudad de Ibarra?

## **1.5 Objetivos**

### ***1.5.1 Objetivo General***

Desarrollar un modelo predictivo del consumo eléctrico bajo la incidencia del COVID-19 para proponer una estrategia de autoabastecimiento con energías renovables en el sector residencial de Ibarra-Imbabura.

### ***1.5.2 Objetivos Específicos***

- Analizar el consumo eléctrico residencial antes y durante la pandemia.
- Crear el modelo predictivo sobre el consumo eléctrico residencial considerando los efectos del COVID-19.
- Establecer una propuesta de implementación de respaldo eléctrico con energías renovables por medio de simulación.

## **1.6 Hipótesis**

El confinamiento por efecto de la pandemia del COVID-19, ha generado una alteración en el patrón del consumo del sector eléctrico residencial de la ciudad de Ibarra, provincia de Imbabura.

## **Capítulo II**

### **Marco Teórico**

La siguiente revisión de literatura muestra el material e información de diferentes estudios, donde se desarrollaron investigaciones sobre el tratamiento de datos, factores incidentes en pandemia, modelación predictiva y el uso de energías renovables para la generación eléctrica.

#### **2.1 Cambio Climático**

El cambio climático es un fenómeno causado por las actividades humanas, por el excesivo consumo de los recursos. Estos procesos emiten gases efecto invernadero a la atmosfera (CO<sub>2</sub>), generando alteraciones climáticas y riesgos a los seres que habitan el planeta (Roth, 2019). En la actualidad, se pretende minimizar las actividades relacionadas con la utilización de los recursos que cubren necesidades básicas; principalmente, enfocados al consumo de energía, indistintamente de su tipo de fuente, ya que proporciona una diversidad de aplicaciones tanto como; electricidad, calefacción, mecánica, entre otras (Segovia et al., 2019).

Un indicador utilizado para medir el impacto de contaminación bajo el consumo de energía, es el de intensidad energética evaluado según el consumo energético por unidad de producto interno bruto; y es de vital importancia que este valor sea reducido (Prado & Castro, 2017).

#### **2.2 Energías Renovables**

El concepto de energía está establecido de manera física a la capacidad de los cuerpos para generar un tipo de trabajo y su principal característica es que puede transformarse en diversas formas, dependiendo a su utilidad; entre sus distintas naturalezas tenemos a: eléctrica, cinética, magnética, nuclear y gravitatoria (Schallenberg et al., 2008). Por lo tanto,

las energías renovables se obtienen de fuentes que se encuentran en una renovación constante y son causadas por fuerzas físicas tales como: viento, agua, marea, gradientes térmicos radiación solar, materia a base vegetal y animal (Yazid et al., 2014).

En si la gran parte de las energías renovables provienen del sol; con algunas excepciones tales como la energía a base de las olas del mar y la del calor geotérmico en el interior de la tierra; además, se las considera inagotables en función a la escala de la vida humana (Schallenberg et al., 2008). Por otra parte las energías alternativas han logrado desarrollarse gracias al agotamiento de los combustibles tradicionales; que además de ser limitados tienen un alto grado de contaminación (Ramos & Chávez, 2019).

En cuanto a la participación de las energías renovables en comparación a las fuentes convencionales es muy bajo, se estima que a nivel mundial bordea el 8%; además las fuentes más representativas de generación es la hidráulica y biomasa (Schallenberg et al., 2008).

### **2.3 COVID-19**

El COVID-19 es una enfermedad de riesgo y alto grado de infección causada por el virus SARS-Cov-2 (coronavirus), la cual afecta a seres humanos como a los animales, generando infecciones respiratorias de leves a graves; como el síndrome respiratorio de Oriente Medio (MERS) y el síndrome respiratorio agudo severo (SARS) (Organización Mundial de la Salud [OMS], 2019). Su origen data del mes de diciembre del 2019, y su principal afección es atacar al sistema respiratorio, el cual según las investigaciones se originó en la ciudad de Wuhan, provincia de Hubei China, y tiene un alto índice de contagio y de mortalidad (Wang et al., 2020).

Por esta razón, en la mayoría de países, se ha implementado un plan de control, que permita disminuir la tasa de contagios; con el fin de evitar el colapso del sistema de salud. Entre estas medidas se han dispuesto restricciones de movilidad, prohibición de reuniones

sociales, actividades comerciales, entre otras (Guan et al., 2020). Sin embargo, el virus ha infectado a más de 9.5 millones de seres humanos y es causante de más de 480 000 fallecidos, datos recopilados hasta el 24 de junio 2020; según investigaciones recientes el COVID-19, no solo es causante de una patología respiratoria, también se le atribuyen varias manifestaciones extra pulmonares (Gupta et al., 2020).

### **2.3.1 Población Susceptible**

A pesar de que el COVID-19, afecta a todos los grupos etarios de la población, existe mayor riesgo para la denominada población vulnerable (Aquino et al., 2020), y los grupos más afectados se clasifican de la siguiente manera:

- Adultos mayores
- Mujeres embarazadas
- Personas con discapacidad
- Personas con comorbilidades
- Personas inmunocomprometidas incluidas las personas con cáncer

De esta manera es evidente que los resultados más desfavorables dentro de la pandemia están ligados a estos grupos vulnerables; sin embargo, la atención se la lleva el grupo de la tercera edad, ya que la evidencia señala que la mayoría de fallecidos a causa del COVID-19 registraban edades de más de 60 años (Bravo & Villar, 2020).

## **2.4 Energía Eléctrica**

La energía eléctrica se la define como el proceso del paso de partículas denominadas electrones, desde un punto a otro y puede darse tanto por el exceso como por la falta de esta partícula en el material; además, los electrones son parte de la estructura del átomo siendo estos los que giran alrededor del núcleo (Paola et al., 2020). La electricidad es la fuente de alimentación de todos los dispositivos eléctricos y electrónicos que se utiliza diariamente,

siendo estos adquiridos frecuentemente gracias al desarrollo tecnológico; sin embargo, a pesar de que existen avances favorables en este campo, el sistema eléctrico mundial es totalmente ineficiente y contaminante en la actualidad (Pilicita & Cevallos, 2019).

La energía eléctrica es el recurso más utilizado en la sociedad y sus características dependen tanto de los equipos fabricados como del usuario, y la cual es obtenida por medio de la conversión de diferentes fuentes de energía; las cuales pueden ser renovables como no renovables (Vasconcellos et al., 2018). Los avances tecnológicos han generado un gran incremento en el consumo eléctrico; por esta razón, es de suma importancia el monitoreo y análisis de este parámetro en el sector residencial, con el objetivo de identificar los factores que conllevan al incremento de la demanda eléctrica, demostrada en la investigación; ” Innovación tecnológica de un sistema integral para monitorear el consumo eléctrico” (Pilicita & Cevallos, 2019).

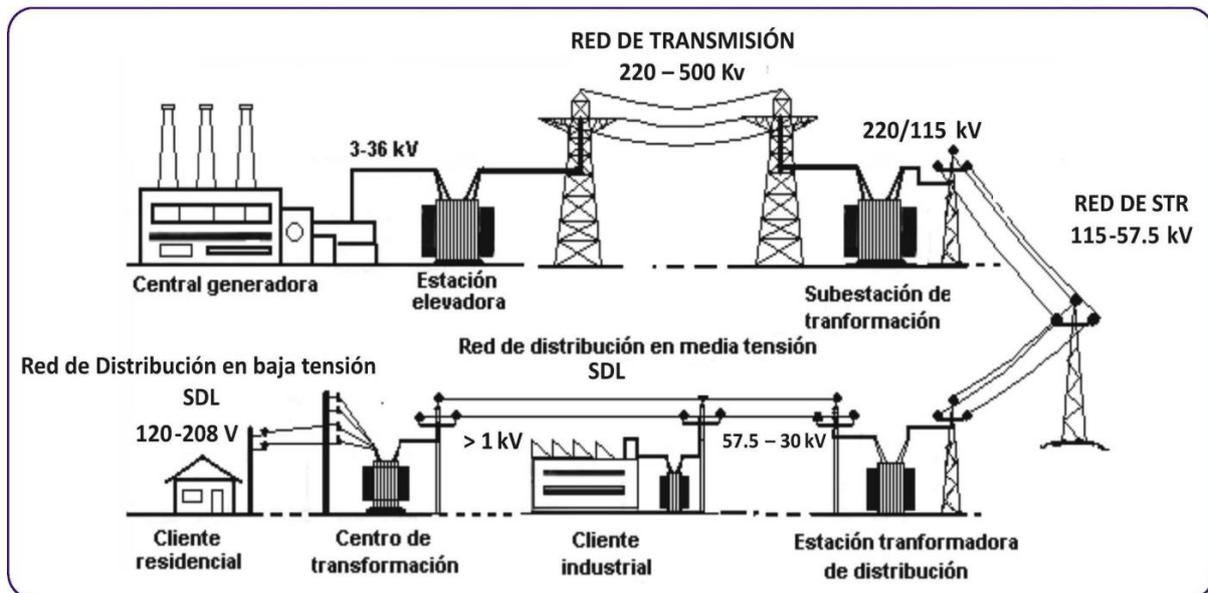
#### ***2.4.1 Sistemas y Distribución de Electricidad***

En la actualidad los sistemas eléctricos de potencia son un medio que se compone de varios elementos y componentes y están divididos en diferentes fases, tomando en cuenta su trayectoria y aprovechamiento, las unidades de gestión de la energía pueden ser clasificados en cuatro etapas tales como: generación, transmisión, distribución y comercialización (Alcantar, 2014). Por lo que, a pesar de que en su recorrido desde las centrales de generación hasta el punto de consumo se hayan mejorado los instrumentos de transmisión y/o transporte, existe un gran porcentaje de pérdidas por el efecto Joule (Cruz et al., 2013).

El servicio de energía eléctrica está dividido en base al traslado de la misma, y es denominada como; la cadena de prestación del servicio eléctrico la cual inicia en la generación y finaliza en el aprovechamiento pasando por sus diferentes etapas tal como se muestra en la Figura 1 (Vélez et al., 2008).

**Figura 1**

*Esquema de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica*



*Nota.* Tomado de *Distribución de energía eléctrica* (p.11), por Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], 2008, CREG.

### **Generación.**

Es el proceso por el cual una fuente de energía se convierte en otra a partir de un sistema captador y generador, el cual produce electricidad por medio de la captación de diferentes fenómenos físicos o químicos como: la radiación solar, la caída de agua, el movimiento del aire, el movimiento de las olas, el calor interno de la tierra, la quema de combustible, entre otras (Vélez et al., 2008).

### **Transmisión.**

Es el proceso por el cual se transporta la energía generada a los centros de distribución por medio de un sistema de transmisión interconectado. En función a sus largas distancias entre el centro de transmisión y el de distribución, el nivel de la tensión es elevado para reducir las pérdidas por efecto Joule (Paola et al., 2020).

## **Distribución.**

La distribución de energía es la fase en la cual se reducen los niveles de tensión para distribuir a cada ciudad, en si a los centros de comercialización y en algunos casos se distribuye directamente a industrias, la cual puede manejar valores de 220 kV – 30 kV – 3 kV (Vélez et al., 2008).

## **Comercialización.**

Esta es la etapa en la que los agentes encargados de comprar y vender la energía eléctrica, comercializan con las generadoras, realizan pagos de transportación y venden a los usuarios finales domiciliarios reduciendo los niveles de tensión entre 220 V-110 V, y quienes se rigen a los tarifarios ya impuestos por las instituciones competentes (Vélez et al., 2008).

### **2.4.2 Instalaciones Eléctricas**

Es la agrupación de dispositivos eléctricos que permite la distribución y el transporte de la electricidad hasta sus cargas (artefactos eléctricos) de tal manera que su rendimiento sea el máximo; por lo cual se desarrollan procesos que asegure que la energía final tenga menos pérdidas en cuestión de abastecimiento (Ramos & Chávez, 2019). Dentro de los circuitos eléctricos existen componentes que permiten el flujo eléctrico de manera más segura y continua, con el objetivo de proteger al mismo artefacto o dispositivo, y estos pueden ser: resistencias, inductores, capacitores, integrados, relés, potenciómetros, entre otros (Paola et al., 2020).

### **2.4.3 Consumo de Energía Eléctrica**

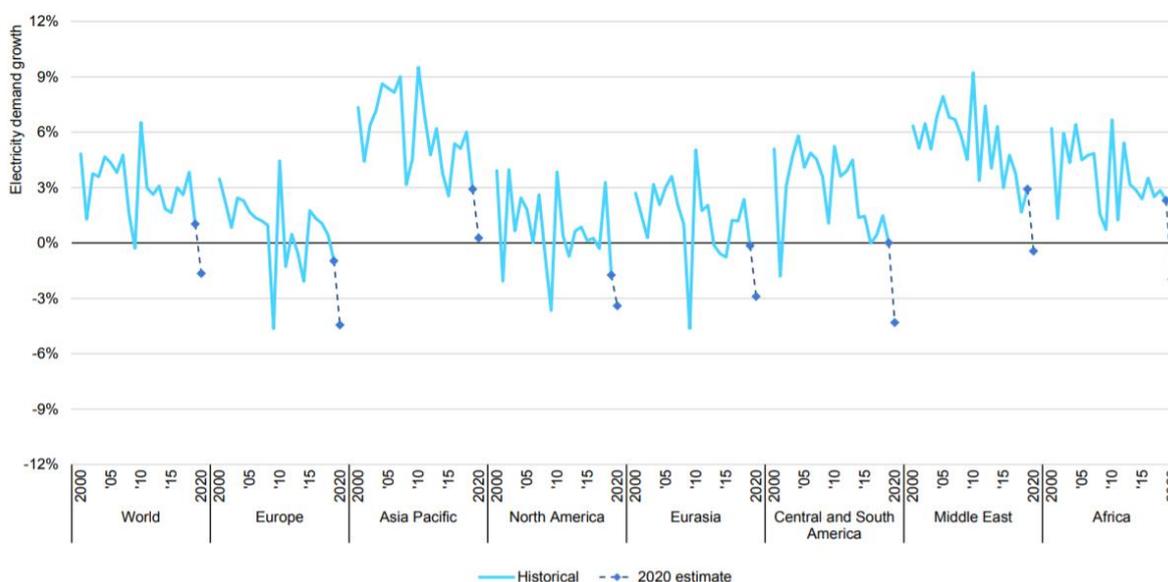
La carga eléctrica tiene una definición intuitiva que se identifica con una serie de propiedades tales como: se encuentra en el entorno de la naturaleza y está relacionada a un portador material (contiene masa y volumen); al no poseer carga eléctrica no tendrá de la misma manera interacción de electricidad; tienen interacción entre si (atracción y repulsión) y

es una magnitud medible (Paola et al., 2020). Por esta razón el consumo eléctrico es la acción de gastar o aprovechar un bien, en el caso de la energía, es el hecho de consumir una fuente energética en sus diferentes naturalezas (Romero, 2011).

Las acciones productivas, comerciales entre otras, requieren el constante uso de la energía eléctrica el cual habilita las funciones de iluminación, movimiento y calor que se necesita en la sociedad (Muela, 2019). Por lo tanto, la demanda o consumo de electricidad se basa en el uso de servicios por medio de aparatos eléctricos o definidos técnicamente como cargas (Cárdenas, 2020). Por otra parte, el consumo eléctrico mundial durante estos últimos años ha tenido un comportamiento decreciente, con valores del 1% en el periodo 2018-2019 y del -2% en 2019-2020, tal como lo muestra la Figura 2 y el cual se repiten en cada una de las regiones (Agencia Internacional de Energía [AIE], 2020).

## Figura 2

*Crecimiento Histórico de la Demanda de Electricidad por Región, 2000-2020*



*Nota.* El gráfico aborda el comportamiento del consumo eléctrico de cada región y a nivel mundial con valores estimados para el año 2020. Tomado de *Electricity Market Report* (p.12), por Agencia Internacional de Energía, 2020, IEA.

## 2.5 División Política de Ibarra

El cantón de Imbabura, la ciudad de San Miguel de Ibarra está situada al norte del país y está constituida por cinco parroquias urbanas y siete rurales como se muestra en la Figura 3 (Cahuasqui, 2010). Su división política está constituida de la siguiente manera:

- **Parroquias Urbanas:** El Sagrario, San Francisco, Caranqui, Alpachaca, La Dolorosa de Priorato
- **Parroquias Rurales:** Ambuquí, Angochagua, La Carolina, La Esperanza, Lita, Salinas y San Antonio

**Figura 3**

*División Política del Cantón Ibarra*



*Nota.* En el mapa se muestra la ubicación de las parroquias rurales y las parroquias urbanas se encuentran dentro de la extensión de Ibarra. Tomado de *Parroquias de Ibarra*, por Go Raymi, s.f. (<https://www.goraymi.com/es-ec/imbabura/ibarra/mapas/parroquias-ibarra-aefev14rx>).

## **2.6 Análisis de Datos Eléctricos**

El análisis de datos eléctricos es un proceso mediante el cual se caracteriza y se estudia valores cuantitativos enfocados al comportamiento energético en función al tiempo; y nos permite generar información englobada en relaciones, hechos y conclusiones (Peña & Trujillo, 2014). Dentro del estudio de datos, y en función al tipo de valores se pueden clasificar dos tipos de análisis; estos pueden ser cualitativos y cuantitativos (Godoy, 2019).

### **2.6.1 Análisis de Datos Cuantitativos**

El análisis cuantitativo es un proceso científico utilizado en la toma de decisiones y el cual involucra a factores cuantitativos (datos numéricos); a esto se agrega el enfoque consistido en definición del problema, desarrollo de un modelo, recopilación de datos de ingreso, solución, probar resultados y el respectivo análisis de la solución; además, involucra el tratamiento de datos (Godoy, 2019).

#### **Limpieza y Tratamiento de Datos (Anomalías).**

Las anomalías son una característica que se presenta en el conjunto de datos, y por el cual se da una representación errada del propósito que estos reflejan. Estos errores o anomalías están encausadas por varias razones tales como: datos sin validar, errores en el registro o en la medición, malas interpretaciones, errores en la digitación o acentuación de estos, entre otras. Es así que se existen diferentes tipos de anomalías, entre las más comunes es la redundancia o múltiples tuplas (López & Pérez, 2009).

#### **Base de Datos.**

Uno de los aspectos fundamentales en el tratamiento de datos; es la creación de una base de datos, la cual pasa por un proceso de filtrado y limpieza de los mismos, ya que estos se importan de muchas fuentes y comúnmente tienen formatos y características variadas (Acosta & Acosta, 2013). Por consiguiente se les da una estructura coherente entre filas y

columnas; de esta manera, se configuran los datos para hacer uso correcto de los mismos utilizando software de procesamiento y análisis tal como el programa Excel el cual permite la creación, gestión y edición de tablas de o planillas de cálculo (Parrás, 2019).

## **2.7 Sistematización de Datos del Sistema Eléctrico (SISDAT)**

Es un sistema que aborda información estadística del sector eléctrico, donde contiene datos sobre las plantas de generación, subestaciones de transmisión, distribución, comercialización, factores técnicos de medición, facturación de consumos, control y uso de los medidores, conexiones y reconexiones, entre otras; esta plataforma permite obtener datos referenciales a del consumo eléctrico de cada provincia, cantón y parroquia del Ecuador (Agencia de Regulación y Control de Electricidad [ARCONEL], 2018).

### **2.7.1 Niveles de Tensión**

Los niveles de tensión se pueden dividir en tres categorías: alta tensión con niveles de voltaje superiores a 40 kV y están dentro de las fases de transmisión y subtransmisión; media tensión con valores entre 600 voltios y 40 kV presentes en los sectores de distribución y la baja tensión que se encuentran en voltajes menores a 600 V usados en instalaciones eléctricas y en el sector residencial (ARCONEL, 2018).

### **2.7.2 Abonados**

Puede ser una persona, institución o empresa que tiene el derecho a recibir un servicio en periodos constantes de algún insumo; en el caso del servicio eléctrico los abonados según ARCONEL (2018), se clasifican en: residenciales, industriales, comerciales, alumbrado público y otros (beneficio público, asistencia social escenarios deportivos, periódicos y abonados especiales); por lo tanto la tarifa se fija dependiendo a la clasificación asignada del abonado.

### **2.7.3 Instalaciones Monofásicas**

Según la red de alimentación conectada, la instalación puede ser monofásicas o trifásicas. En el caso de una acometida monofásica la conexión está dividida en dos líneas, estas son: fase y neutro; además los medidores o contadores de energía están configurados para este tipo de instalación, este tipo de conexiones son utilizadas para la conexión al sector residencial (Conejo, 2007).

### **2.7.4 Tarifas de Energía Eléctrica**

En cuanto al manejo de datos dentro del sector eléctrico, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) contiene el sistema de datos donde se categoriza los diferentes tipos de usuarios y tarifas dentro del consumo eléctrico (ARCONEL, 2016); de los cuales se pueden resaltar los más representativos tales como:

- Residencial (BTCRSD01)
- Industrial (MTCGD03)
- Comercial (MTCGCD01)

Las planillas de registro del consumo eléctrico presentan datos característicos sobre cada cliente como la ubicación de residencia, datos personales, tarifas, categorías, detalles de instalación y consumo. Dentro de la tarifa residencial también se categorizan a los usuarios de bajos consumos y de escasos recursos económicos, que tengan instalado en su vivienda o residencia algún tipo de actividad comercial o artesanal (ARCONEL, 2019).

#### **Tarifa por Tercera Edad.**

Las bases de datos del consumo eléctrico contienen registros sobre la descripción de cada cliente según su edad, condición, sector y tarifa. Dentro de las categorías de cobros existe la tarifa de la tercera edad la cual beneficia a todas las personas naturales a partir de 65 años en adelante; además, son beneficiarias las instituciones que en general brinden servicios

de atención a personas de la tercera edad. Por lo tanto, el costo por concepto de consumo de energía eléctrica dentro de esta categoría tiene el derecho a ser exonerados del pago del 50 % por los primeros 138 kWh (Corporación Nacional de Electricidad [CNEL], 2020).

### **Tarifa por Discapacidad.**

Las tarifas preferenciales también acogen al sector vulnerable de las personas con discapacidad. La cual, beneficia al usuario con la reducción del 50 % del valor del pago de la planilla de electricidad, siendo esta el titular de la cuenta o un representante legal (CNEL, 2020).

## **2.8 Pronóstico de Consumo Energético**

Es el proceso que permite la estimación de la evolución de un evento de acuerdo a un horizonte de tiempo o a un objetivo. En el sector energético, la predicción de electricidad se basa en determinar su comportamiento en un periodo determinado y favorece en la toma de decisiones sobre la planificación de la capacidad de generación, gestión de combustibles, seguridad y programación de consumo y transacciones de energía (Chuquimarca et al., 2017). Por otra parte la predicción de energía permitirá fortalecer acuerdos regulatorios entre naciones, con el principal objetivo de propiciar un aprovisionamiento uniforme y evitar los cortes de suministro (Rico & Hidalgo, 2008).

Determinar un pronóstico, una anomalía, o la identificación de un patrón en el consumo de electricidad permite el control de abastecimiento; el cual exteriormente beneficia al medio ambiente por la cantidad de emisiones no presentes en el planeta (Estévez, 2019). La estimación del consumo de energía futura se lo puede desarrollar tras tener un historial que muestre una tendencia, como lo propone la metodología de Box-Jenkins y la cual se desarrolla por medio de cuatro etapas, tales como: identificación, estimación, verificación y pronóstico (Arenas, 2020).

## 2.9 Modelos Predictivos de Energía

Los modelos predictivos son una expresión formal matemática que permite predecir el comportamiento de una variable, en función a otras; con respecto al pronóstico de energía la variable objetivo es un parámetro energético y puede abarcar modelos de diferente estructura matemática (Chuquimarca et al., 2017). En si los modelos predictivos están vinculados al uso de la minería de datos; dado que se utiliza un historial de información para generar predicciones y tendencia en función al comportamiento de estos (Campoverde & Onofre, 2018).

### 2.9.1 Series de Fourier

Las series de Fourier se originaron a partir del estudio de la cuerda vibrante con el uso de series trigonométricas en 1753, por parte de *D. Bernoulli*; en 1822 *J. Fourier* desarrollo este proceso el cual aborda que, una función arbitraria puede tener una representación en términos trigonométricos de senos y cosenos como se lo figura en la ecuación 1 (Citto, 2020). La series de Fourier son usadas para expresar un función periódica o un conjunto de datos que dependen o se condicionan por una constante y una serie de sinusoides de diferentes amplitudes, frecuencias y ángulos de fase; además en casos prácticos se usa para determinar la demanda eléctrica, al contemplar un comportamiento periódico (Tsai et al., 2016).

$$f(x) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos nx + b_n \text{sen } nx) \quad (\text{ecuación 1})$$

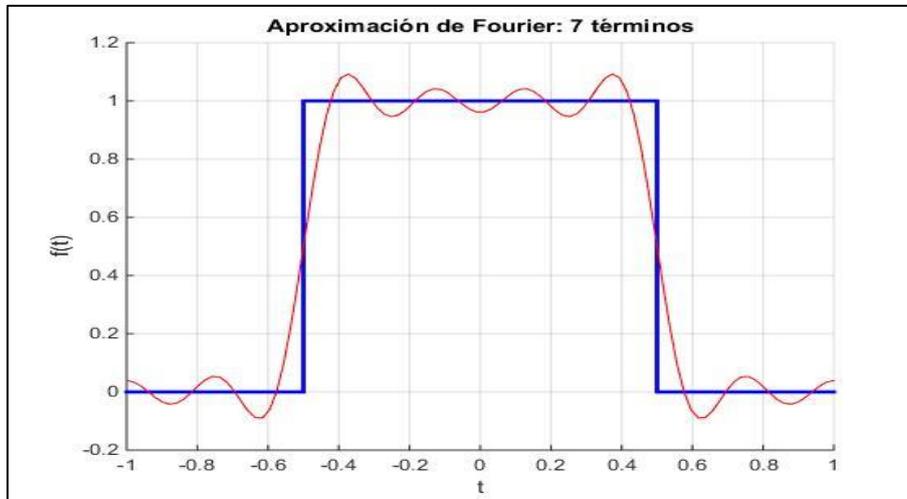
#### **Periodicidad.**

La Periodicidad se refiere a que dado una señal o una sucesión de datos, la función que describe su comportamiento se comporta de forma periódica, y en cuanto a una función periódica de  $\text{sen } x$  y  $\cos x$  su estructura cumple con lo siguiente:  $f(x) = f(x + p)$ , donde  $p$

representa el valor mínimo del periodo de  $f$ ; por tal razón, el periodo de la función  $\text{sen } x$  y  $\text{cos } x$  será igual a  $p = 2\pi$  y las funciones  $\text{sen } nx$  y  $\text{cos } nx$ ,  $p = \frac{2\pi}{n}$  (Citto, 2020).

**Figura 4**

*Representación de la Adaptación de un Modelo De Series de Fourier*



**Nota.** Tomado de *Series de Fourier* por García, 2016, <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/oscilaciones/fourier/fourier.html>

## 2.10 Matlab

Es una herramienta de gran desempeño computacional que permite realizar diferentes cálculos técnicos. Cuenta con una interfaz que une el cálculo, la visualización y la programación, para que los problemas y resultados se generen en notación matemática (Esqueda, 2002). Además, cuenta con diferentes aplicaciones que permiten el análisis, ajuste, desarrollo y representación gráfica de modelos para diferentes propósitos; tal como las aplicaciones *Curve Fitting*, *System Identificación Toolbox*, entre otras (Gil, 2015).

### 2.10.1 Modelo Matemático

Es un grupo de relaciones establecidas que generan la complacencia de estipulaciones que proceden de los axiomas teóricos y permiten el estudio del comportamiento de innumerables fenómenos físicos, químicos y biológicos; es decir, abordan el entendimiento

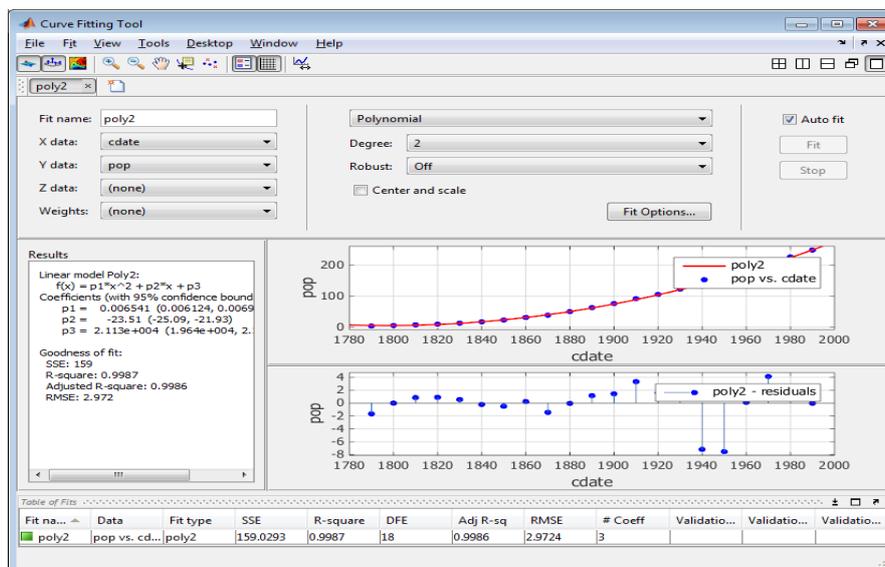
de estructuras complejas referente a procesos que no se pueden visualizar en la vida real (J. Pérez & Gardey, 2008).

### 2.10.2 Módulo (Curve Fitting Toolbox)

El módulo de *Curve Fitting*, es una aplicación en la cual se puede crear y ajustar curvas y superficies de forma participativa a los datos. Esta herramienta se encuentra desarrollada dentro del entorno del software Matlab y permite el análisis exploratorios, el proceso datos, la comparación de modelos y la depuración de valores atípicos (MathWorks, 2020c). Además, permite realizar ajustes de parámetros por medio de las ecuaciones contenidas en su librería o personalizadas por el usuario ya que su interfaz presenta una apariencia amigable con el usuario como se muestra en la Figura 5; la librería contiene ecuaciones de tipo polinomiales, exponenciales, suma de Gaussianos, racionales, series de Fourier entre otros (The MathWorks, 2015).

**Figura 5**

*Interfaz de la Aplicación Curve Fitting Tool de Matlab*



*Nota.* Tomado de *Ajuste de curvas y superficies a datos*, por MathWorks, s.f., [la.mathworks.com/help/curvefit/curvefitting-app.html](https://la.mathworks.com/help/curvefit/curvefitting-app.html)

## **Estadística de Ajustes de Bondad.**

Los ajustes de bondad son parámetros estadísticos que permite determinar la eficiencia del ajuste de la curva a los datos, y así obtener un error mínimo del modelo con los datos reales o en el caso de predicción su cálculo sea el más ajustado a la realidad (The MathWorks, 2015). Para la selección del mejor modelo se considera los siguientes parámetros:

- Suma de cuadrados debido al error de ajuste (SSE)
- Cuadrado de la correlación entre la respuesta y la predicción (R-cuadrado)
- Error porcentual absoluto medio (MAPE)
- Grados de libertad ajustados de R-cuadrado (Adj R-cuadrado)
- Raíz del error cuadrático medio (RMSE)
- Número de coeficientes en el modelo (# Coeff)

### **2.11 System Advisor Model (SAM)**

El System Advisor Model (SAM) es un tipo de herramienta tecnológica digital que permite simular modelos tecno económicos y es de licencia libre o gratuita. Este tipo de software facilita las condiciones de toma de decisiones enfocadas a la industria de las energías alternativas o renovables; además, cuenta con una base de datos meteorológicos alrededor del mundo recopilados por el Laboratorio de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL, 2020).

#### ***2.11.1 Modelos de Sistemas de Energías Renovables en SAM***

Dentro de las características del software SAM, existen un sin número de tecnologías de generación de energía; al cual se denomina modelo de desempeño (Blair et al., 2018). Estos modelos están desarrollados en función al tipo de fuente o recurso renovable y se clasifican de la siguiente manera:

- Sistemas Fotovoltaicos, desde emplazamientos residenciales hasta gran escala
- Almacenamiento de baterías
- Sistemas de generación de electricidad por medio de energía solar por concentración.
- Proyectos eólicos, pequeños, medianos y a gran escala
- Sistemas de energía marina y mareomotriz
- Calefacción de agua por energía solar
- Generación de energía de fuentes geotérmicas
- Combustión de biomasa
- Sistemas fotovoltaicos de alta concentración

### ***2.11.2 Modelos Financieros en SAM***

Los modelos financieros son planes económicos en los que se calculan métricas financieras para diferentes proyectos; en el caso de SAM son de tipo energéticos (Gilman et al., 2017). Estos modelos se basan en función a los flujos de efectivo entorno al tiempo determinado por el usuario y toman la producción energética del sistema, calculada por el mismo, para los resultados de la serie de flujos de efectivos anuales (Blair et al., 2018). En cuanto al modelo financiero que se aborda en la simulación es de costo nivelado de electricidad con sus siglas en ingles LCOE y el cual está adaptado para los siguientes tipos de proyectos:

- Proyectos residenciales y comerciales en el cual el sistema de generación está del lado del cliente.
- Proyectos de acuerdo de compra de energía en el cual su conexión es a la red y sus ingresos se basan en la venta de energía, donde puede existir uno o varios propietarios.

- Propiedad de terceros en el cual el sistema se encuentra instalado en la propiedad del cliente, pero pertenece a una entidad separada.

### ***2.11.3 Herramientas de Simulación en SAM***

El software de simulación genera modelos que involucran múltiples simulaciones, debido a las herramientas que contiene el programa, abordando procesos de modelado paramétricos y estocásticos en función al impacto de los resultados del modelo, de desempeño, de costos y de parámetros financieros (Blair et al., 2018).

#### **Análisis Paramétrico.**

El modelo paramétrico es parte de la estadística inferencial, en la cual se alude el uso de factores o métricas de análisis de datos mediante distribuciones conocidas; es decir, que se requiere un número determinado de parámetros y que su distribución se encuentre en un rango conocido, como la normal (Zapata, 2020).

#### **Análisis Estocástico.**

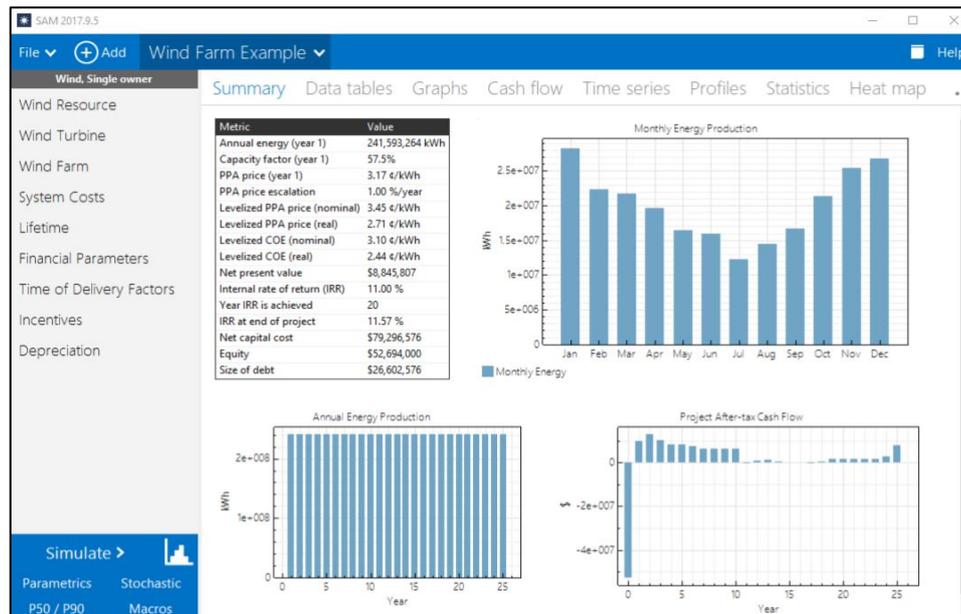
Para el software de simulación SAM, el modelo estocástico crea histogramas que presentan la sensibilidad de las métricas en función a los valores de ingreso; de esta manera proporciona un análisis de variables aleatorias que cambian en base a otra (Blair et al., 2018).

#### **Análisis de Probabilidad de Excedencia (P50/P90).**

La probabilidad de excedencia involucra el factor de retorno, contemplando la probabilidad de que una variable aleatoria sea igual o tome un valor similar a un valor determinado; para SAM se refiere al cálculo de la probabilidad de que la producción total del año del proyecto, supere un determinado valor (National Renewable Energy Laboratory [NREL], 2020).

**Figura 6**

*Interfaz Principal del Software System Advisor Model*



*Nota. Tomado de System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5), por Blair et al., 2018, NREL*

## 2.12 Marco Legal

La presente investigación está enmarcada dentro de las leyes y artículos establecidos en la Constitución de la República del Ecuador (2008); la cual señala como los ámbitos más importantes para este estudio; al régimen del capítulo II, de los Art. 14 y 15, donde: “ (...) se reconoce el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado” de tal manera prioriza el cuidado del ambiente como factor esencial del buen vivir; asimismo, enfatiza el uso de tecnologías limpias y amigables con el ecosistema y su biodiversidad, al buen uso de las energías alternativas con la diversificación y soberanía de la matriz energética.

En relación a los procesos y usos de la energía, el estado lo declara como sector estratégico, y en el Art. 314 establece que, “El estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad,

eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad” de la misma manera, se respalda las técnicas de eficiencia energética con el aprovechamiento de energías alternativas que tengan bajo impacto ambiental, tal como lo describe el Art. 413 de la Constitución de la Republica del Ecuador, 2008.

### **2.12.1 Resoluciones de COE Nacional**

Dentro del periodo de confinamiento, en el país se fueron tomando resoluciones acordes al progreso de la pandemia. Las cuales se las estableció y aprobó por el Comité De Operaciones de Emergencia (COE nacional) bajo la institucionalidad del Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencias. De este modo, hay que resaltar tres etapas de bloqueo en base al grado de movilidad. La primera etapa con el rango de resoluciones emitidas desde el 14 de marzo del 2020, donde se minimiza la viabilidad, la entrada y salida de personas y reducción de aglomeramiento en eventos sociales (Comite de Operaciones de Emergencia, 2020a).

Las tres etapas particularmente se dividen en base al rango de restricciones; en la primera se impuso el toque de queda en horario de (21:00-5:00), la suspensión de eventos masivos y la restricción vehicular por último dígito de placa (Comite de Operaciones de Emergencia, 2020b). En la segunda etapa, aumento el toque de queda en horario (19:00-5:00), restringiendo a la circulación vehicular (Comite de Operaciones de Emergencia, 2020c). Por último la tercera etapa, donde hubo la mayor restricción, el toque de queda se desarrolló en horario (14:00-5:00), limitando la circulación vehicular por un día a la semana (Comite de Operaciones de Emergencia, 2020d).

### **2.12.2 Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021**

Finalmente, el Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021 - Toda una Vida, en el eje 1- objetivo 7, garantizar el alcance energético para todos, con medidas de seguridad,

sostenibilidad y modernización. Además, permita el acceso en todo el territorio ecuatoriano; con medidas eficientes de control y gestión de la energía. Por otra parte, el reglamento general de la ley orgánica del servicio público de energía eléctrica en su artículo 40 decreta las obligaciones de los grandes consumidores, al cumplimiento del consumo del recurso energético de manera eficiente, apegarse a las especificaciones técnicas que establezca el ente encargado de regulación y al pago del servicio que indique en su facturación.

## Capítulo III

### Metodología

En este capítulo se describe la metodología usada para el desarrollo de la presente investigación y en la cual se abordan temáticas como; el área de estudio, métodos, técnicas y materiales.

#### 1.1 Área de Estudio

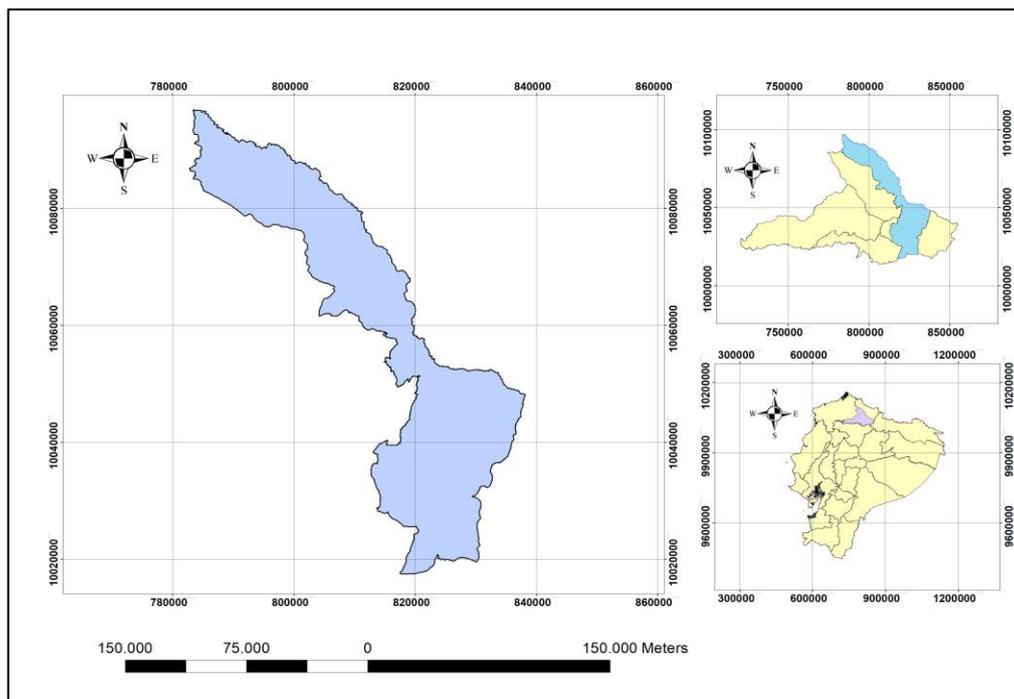
La provincia de Imbabura, se encuentra en la zona 1 del Ecuador, limitada por las provincias; al norte por Carchi y Esmeraldas, al sur por Pichincha, al este por Napo y Sucumbíos y al oeste por Esmeraldas (Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo [SENPLADES], 2019). Cuenta con una superficie de 4 599 km<sup>2</sup> y su división política está conformada por: Antonio Ante, Cotacachi, Ibarra, Otavalo, Pimampiro y San Miguel de Urcuquí; en cuanto a su temperatura se encuentra entre los 18°C y es de clima seco; inclusive contiene gran variedad de fauna y flora (Prefectura de Imbabura, 2018).

La ciudad de Ibarra, es la capital de la provincia de Imbabura y está ubicada en la hoya del Río Chota (Cahuasqui, 2010). Limita, al norte con la provincia del Carchi, al oeste con los cantones Urcuquí, Antonio Ante y Otavalo, al este el cantón Pimampiro y al sur la provincia de Pichincha; cuenta con una superficie de 1 162.22 Km<sup>2</sup> y con una altitud de 2 220 msnm, según se los representa en el mapa de la Figura 7 (Estacio, 2013).

Dentro de la superficie total de la ciudad de Ibarra, la zona urbana tiene una extensión de 41.68 km<sup>2</sup> y la zona rural 1 120.53 km<sup>2</sup>; y alberga una población de 181 175 habitantes con una densidad poblacional de 131.87 hab/km<sup>2</sup> (Estacio, 2013). Con respecto a su clima tiene una particularidad de microclimas que van desde la parte fría del sector de Angochagua hasta el tropical seco del valle del Chota; donde además, oscila a clima cálido húmedo (Cahuasqui, 2010).

**Figura 7**

*Localización del Cantón Ibarra*



## 1.2 Métodos

En la siguiente sección se abordan los procesos usados en la presente investigación, para el desarrollo de cada objetivo específico, permitiendo cumplir lo planteado en los mismos.

### 3.2.1 *Análisis del Consumo Eléctrico Residencial Antes y Durante la Pandemia*

Para el desarrollo de esta investigación dentro de la primera fase se contempló el uso de métodos inductivos y deductivos en el análisis de datos y obtención de los mismo; siguiendo una serie de procedimientos embarcados en el tratamiento y manejo de bases de datos, como en la descripción de la representación gráfica.

#### 3.2.1.1 **Recolección de los Datos.**

Para el desarrollo del análisis del consumo eléctrico residencial, se inició con la obtención de la base de datos (BD), comprendidos dentro del periodo enero 2017 – agosto

2020; el cual se solicitó al sector de comercialización de energía de la Empresa Eléctrica Regional del Norte (Emelnorte); además, se completó los registros de septiembre a diciembre del 2020 por medio de la base de datos de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) (Rea & Caraguay, 2018).

Los datos recopilados son almacenados en hojas de Excel con la nomenclatura designada por SISDAT; en periodos mensuales. El sector de comercialización registra los datos de toda la zona 1 del país, ver Anexo 1; por tal razón, la BD proporcionó información de Carchi, Imbabura, Esmeraldas y Sucumbíos (Agencia de regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, [ARC] 2020).

### **3.2.1.2 Tratamiento de Datos.**

En esta sección se realizó la limpieza y depuración de los datos; extrayendo los más relevantes para la investigación, sintetizando la información por medio de las instrucciones de la Tabla 1, (Gómez, 2015). Los archivos en bruto contienen 56 instancias en forma de columnas, que detallan características e información de cada abonado; por lo cual se procedió a eliminar manualmente instancias no validas tales como: códigos referenciales, columnas de cálculo, valores de facturación, instancias con anomalías semánticas, de contexto y sintácticas (López & Pérez, 2009).

Por consiguiente, se realizó el tratamiento por filas en el cual se eliminó los registros de provincias y cantones que no son relevantes para la investigación; segregando a la ciudad de Ibarra (Rea & Caraguay, 2018). Posteriormente se procedió a la corrección de datos atípicos y problemas a nivel de esquema por ausencia de restricción de integridad o mal diseño del mismo; además, se corrigió valores ilegales (fechas), alteración de dependencia entre atributos, alteración de unicidad de los registros y alteración de la integridad referencial (López & Pérez, 2009).

**Tabla 1***Procedimiento para el Tratamiento de Datos*

Nº	Descripción
1	Crear una copia de seguridad de los datos originales
2	Verificar la estructura de los datos y el formato (filas y columnas), que sean visibles y no existan filas en blanco
3	Revisión de ortografía y manipulación de filas
4	Tareas de manipulación de columnas
5	Transformar o convertir datos si así lo requiera
6	Retirar columnas y filas con anomalías

*Nota.* Adaptado de "Excel-Base de Datos", por J. Gómez, 2015, *Universidad de La Laguna*, p.4 (<http://www.jggomez.eu/>)

### 3.2.1.3 Preparación de la Base de Datos (BD).

Para la preparación de la BD, se utilizó los registros procesados; en el cual se determinó la suma total por cada parroquia y sus porcentajes según la ecuación 2 (Godoy, 2019). Con relación al proceso de indagación se desarrollaron las siguientes aclaraciones:

$$\text{Porcentaje (\%)} = \frac{\text{Valor } n * 100 \%}{\text{Valor Total}} \quad (\text{ecuación 2})$$

**Instancias Principales.** Las instancias seleccionadas para la composición de la BD y el análisis fueron las siguientes: abonados totales, abonados residenciales, abonados de la tercera edad, abonados con discapacidad, usuarios según tipo de medidor (monofásico, bifásico, trifásico, sin medidor), y consumos de energía; como se muestra en la Figura 8 (Godoy, 2019).

**Figura 8**

*Estructura del Resumen de Datos.*

PARROQUIAS	Cuerpo															
	ABONADOS RESIDENCIALES		TERCERA EDAD	TASA DE OCUPACIÓN R	RESIDENCIAL TOTAL	TASA DE OCUPACIÓN T	TIPO DE MEDIDOR				CONSUMO RESIDENCIAL [KWH]	ABONADOS CON DISCAPACIDAD	TASA DE OCUPACIÓN R	ABONADOS CON FIN. COCINA	TASA DE OCUPACIÓN R	
	ABONADOS TOTALES	RESIDENCIAL					RESIDENCIAL_PEC	MONOFASICO	BIFASICO	TRIFASICO						SIN MEDIDOR
CARANQUI	7158	5713	933	471	7,09%	6646	92,8	1713	3954	18	13	755113	116	1,75%	351	5,28%
GUAYAQUIL DE ALPACHACA	6085	4784	909	649	11,40%	5693	93,56%	1713	3954	8	18	647239	118	2,07%	383	6,73%
SAGRARIO	23649	16889	2110	1765	9,29%	18999	80,34%	4953	13957	59	30	2158521	250	1,32%	718	3,78%
SAN FRANCISCO	25423	18200	2568	1867	8,99%	20768	81,69%	5602	15074	58	34	2613181	291	1,40%	801	3,86%
LA DOLOROSA DEL PRIONATO				117	7,19%	1627	88,57%	294	1326	1	6	172212	15	0,92%	64	3,93%
AMBUQUI				155	8,31%	1865	88,18%	1347	505	9	4	157714	24	1,29%	55	2,95%
ANGOCHAGUA				140	11,70%	1197	91,72%	963	231	1	2	63496	3	0,25%	41	3,43%
CAROLINA				118	11,87%	994	87,58%	772	218	2	2	77371	7	0,70%	48	4,83%
LA ESPERANZA	2354	2022	136	149	6,90%	2158	91,67%	976	1178	2	2	165154	32	1,48%	64	2,97%
LITA	1160	867	49	39	4,26%	916	78,97%	667	239	2	8	63032	8	0,87%	32	3,49%
SALINAS	740	490	148	58	9,09%	638	86,22%	278	352	4	4	69391	14	2,19%	95	14,89%
SAN ANTONIO	6369	4826	909	613	10,69%	5735	90,05%	2827	2886	8	14	615149	81	1,41%	373	6,50%
<b>TOTAL</b>	<b>79330</b>	<b>59033</b>	<b>8203</b>	<b>6141</b>		<b>67236</b>		<b>22256</b>	<b>44671</b>	<b>172</b>	<b>137</b>	<b>7557573</b>	<b>959</b>		<b>3025</b>	

*Nota.* En referencia a los sectores se refiere a las parroquias que dividen a la ciudad de Ibarra.

**Tamaño de Muestra o Grupos.** Los datos se encuentran en función a los periodos mensuales que datan de tiempos anteriores y presentes a la pandemia. De esta manera se registraron un total de 44 datos, con lo cual entra en vigor el teorema del límite central ( $n > 30$ ) (Granados, 2016).

**Variables Independientes y Dependientes.** Mediante la clasificación de los datos, se encontró que la variable principal independiente es el tiempo; puesto que esta no se condiciona con otros datos y no varía en características. En cuanto a las variables dependientes, las más representativas para este estudio son: consumo eléctrico, abonados totales, abonados residenciales, abonados de tercera edad, abonados con discapacidad y tipo de suministro (Rea & Caraguay, 2018).

### 3.2.1.4 Caracterización de los Datos.

Dentro de los archivos ya depurados, se realizó la cuantificación de estos, mediante las sumas totales de cada instancia. Por lo tanto, los datos se contabilizaron en función a cada parroquia de la ciudad de Ibarra, más detalles ver en el Anexo 3. De esta manera los datos tienen los atributos, que se detallan en la Tabla 2 (Rea & Caraguay, 2018).

**Cálculo de la Tasa de Crecimiento y Medidas de Tendencia Central.** Los datos denotaron un escalamiento de tipo intervalo, por lo cual se realizó el cálculo de la tasa de crecimiento, aplicando la ecuación 3, (Gómez, 2015).

$$\text{Tasa de Crecimiento (\%)} = \frac{\text{Valor Final} - \text{Valor inicial}}{\text{Valor Inicial}} * 100 \quad (\text{ecuación 3})$$

Dentro de la descripción de los eventos que reflejan los datos, se realizó el cálculo de la media aritmética por medio de la ecuación 4, (Hernandez & Oteyza, 2015).

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (\text{ecuación 4})$$

Donde:

$\Sigma$  = sumatoria

$\bar{x}$  = promedio

$n$  = número de datos

$x_i$  = valores a sumar

**Representación Gráfica.** A partir de la cuantificación de los datos, se realizó la interpretación gráfica en los que constan; graficas de barras, pasteles y lineales. Donde se detectó los valores más representativos y las irregularidades de estos en función al tiempo (Hernandez & Oteyza, 2015).

**Tabla 2***Parámetros Importantes Segregados de los Datos del Consumo Eléctrico*

Nominación	División Política (Parroquias)	Abonados	Tiempo	Consumo
Detalles	Caranqui	Totales	Meses	Energía (kWh)
	Guayaquil de Alpachaca	Residencial	Años	
	Sagrario	Residencial PEC		
	San Francisco	Discapacidad		
	La Dolorosa de Priorato	Tercera Edad		
	Ambuquí	Tipo de Medidor		
	Angochagua			
	Carolina			
	La Esperanza			
	Lita			
	Salinas			
	San Antonio			

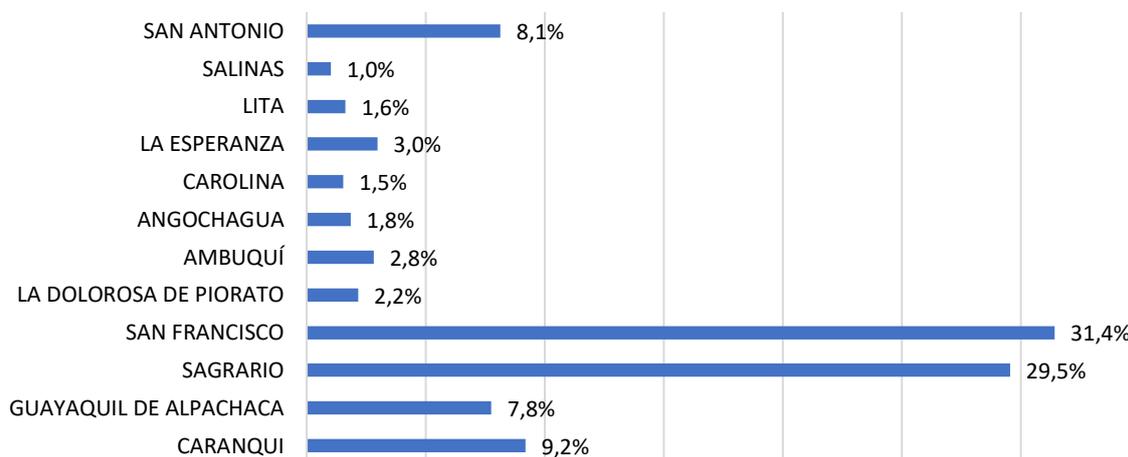
**3.2.1.5 Análisis de la Cantidad Promedio de Abonados.**

En esta sección se describió la integración de abonados al sistema eléctrico en base al tiempo de estudio, los cuales se dividen en tres categorías de abonados: totales, residenciales y tercera edad (Rea & Caraguay, 2018). Además; se identificó las parroquias con mayor volumen de usuarios y la concentración de la demanda eléctrica.

A través de la media aritmética se sintetizó los registros de cada año obteniendo una media anual. Además, se contabilizó el promedio de usuarios por cada parroquia, descritas en la Tabla 2. Dentro del análisis se calculó la tasa de crecimiento de cada año de las parroquias más representativas; las cuales contienen al 86 % de clientes y estas son: Caranqui, Guayaquil de Alpachaca, Sagrario, San Francisco y San Antonio; son en si los sectores de mayor densidad poblacional como se muestra en la Figura 9 (Emelnorte, 2020).

**Figura 9**

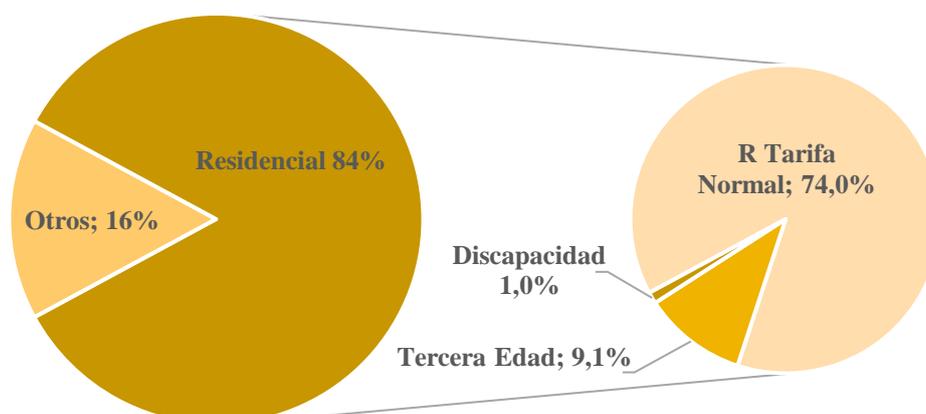
*Porcentaje Promedio de Abonados por Parroquia de Ibarra en el 2017*



En la Figura 10 se observa la ocupación promedio de los abonados del sector eléctrico, en cuatro categorías; abonados residenciales, tercera edad, discapacidad y otros. De estas categorías, el sector residencial representa el 84% con respecto a los abonados totales, los abonados de la tercera edad tienen una ocupación promedio en base al sector residencial del 9.1% y la de los usuarios con discapacidad llega apenas al 1%. Además, el patrón de ocupación se manifiesta en los próximos años (Emelnorte, 2020).

**Figura 10**

*Ocupación Promedio de los Abonados del Servicio Eléctrico (2017-2020)*

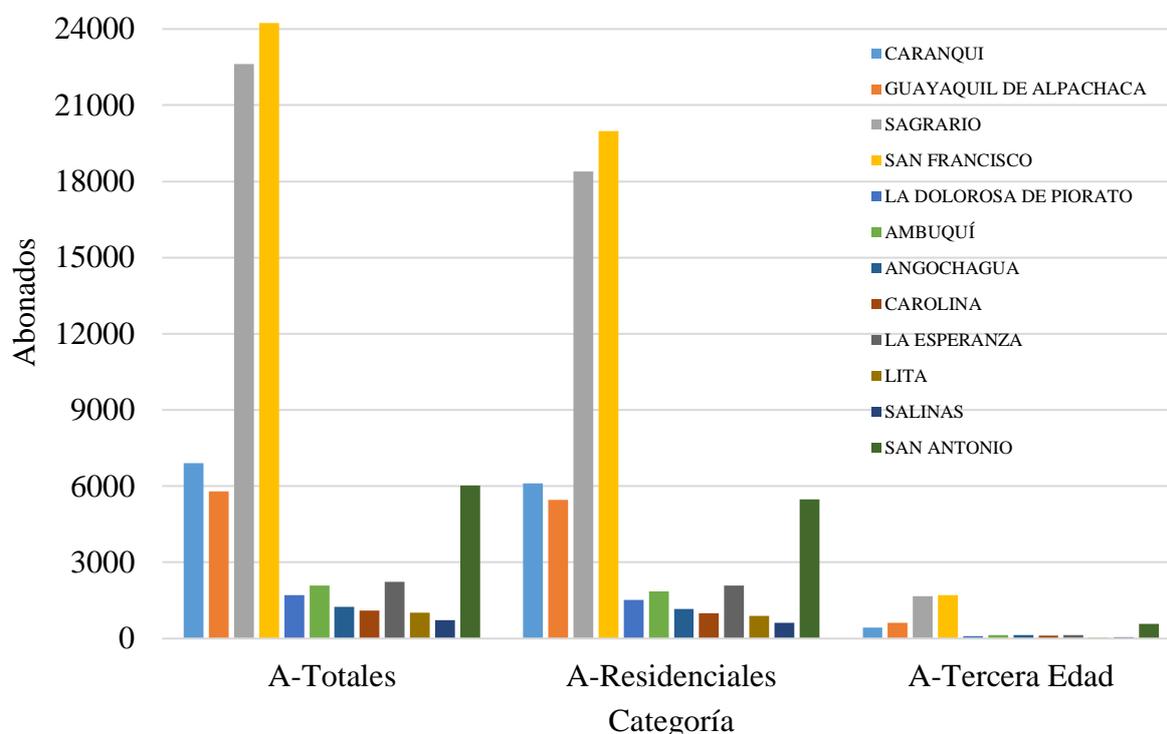


La Figura 11, representa a los abonados promedio del año 2018 en tres categorías y subdivididos por parroquias. En cuanto a su descripción se tomaron las características y variaciones de los cinco sectores más representativos o los de mayor densidad poblacional; identificados en la descripción de la Figura 9. Así mismo se calculó su tasa media de crecimiento, con respecto al periodo antecesor (Emelnorte, 2020).

Los abonados residenciales obtuvieron un crecimiento promedio del 2.74% en comparación al año 2017; mientras que los abonados totales crecieron en 0.31% y la tercera edad en un 0.16%. Además, para este año el sector residencial representa el 85% en función al total de abonados (Emelnorte, 2020).

**Figura 11**

*Abonados Promedio de Ibarra Divididos en Tarifas -2018*

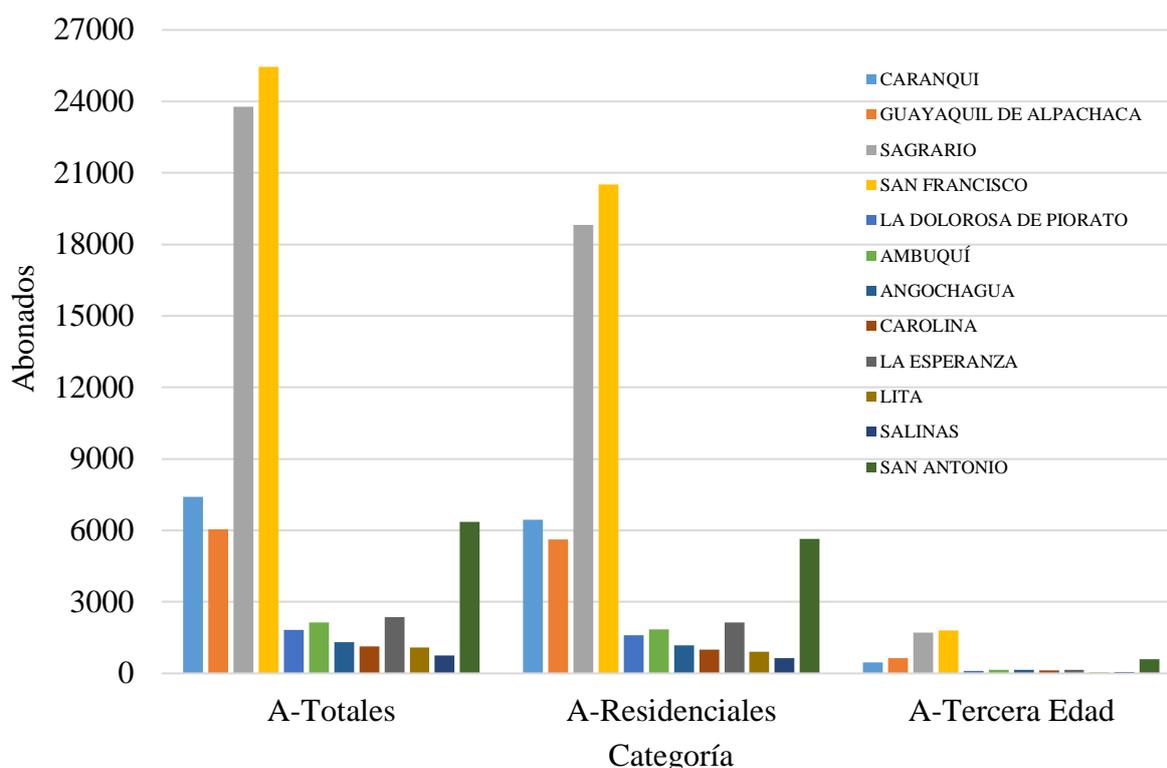


*Nota.* En esta gráfica se muestra que los abonados totales contienen al sector residencial y este agrupa al de la tercera edad.

En la Figura 12 se muestra la cantidad de abonados por parroquia, en tres categorías del año 2019. Por ello los usuarios totales se han incrementado en un 5.4%, los abonados residenciales en un 3.2% y la tercera edad en 4.8%; concentrándose en las parroquias Sagrario y San Francisco. Además, su tasa de ocupación referente al sector residencial es del 83% en comparación al 2018 (Emelnorte, 2020).

**Figura 12**

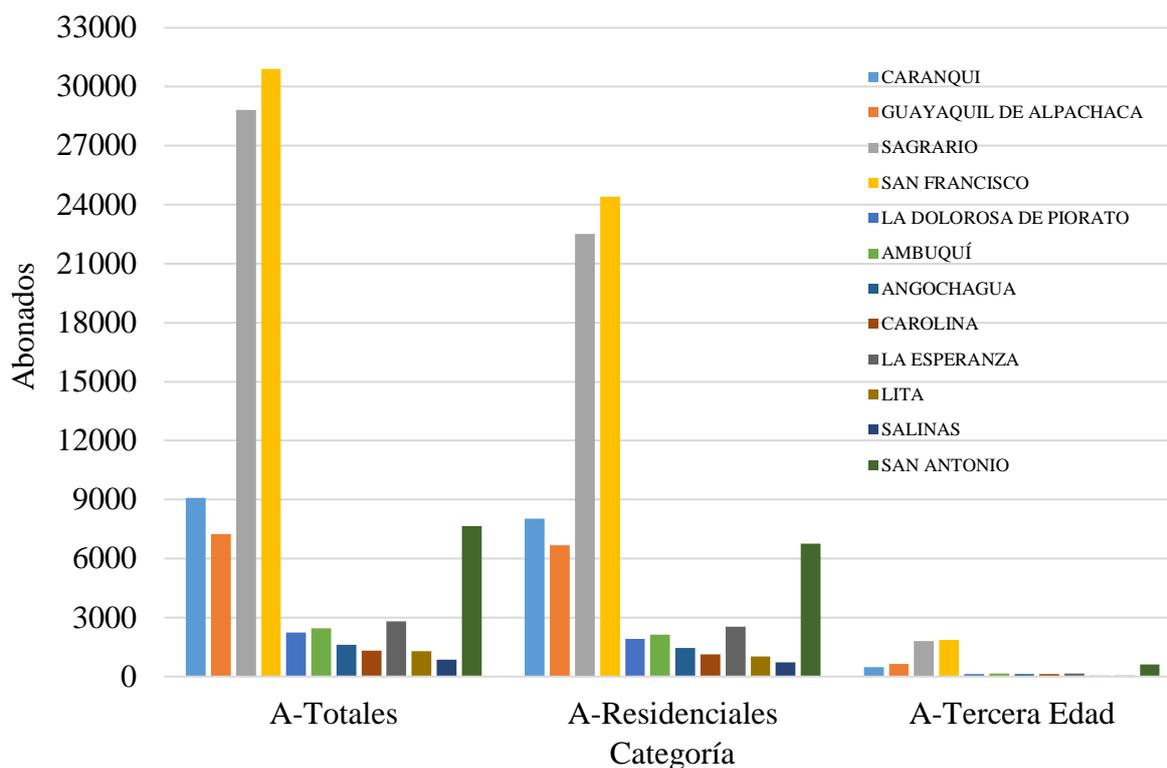
*Abonados Promedio de Ibarra Divididos en Tarifas -2019*



En cuanto a la gráfica de la Figura 13, cabe mencionar que del año 2020 solo se tomó los meses que proporcionó Emelnorte; comprendidos en el periodo enero - agosto. Por lo tanto, en comparación al año 2019 y tomando en cuenta a las parroquias más relevantes; los abonados totales crecieron un promedio del 21%, el sector residencial en un 20.4% y el grupo de la tercera edad en 4.4%.

**Figura 13**

*Abonados Promedio de Ibarra Divididos en Tarifas -2020*

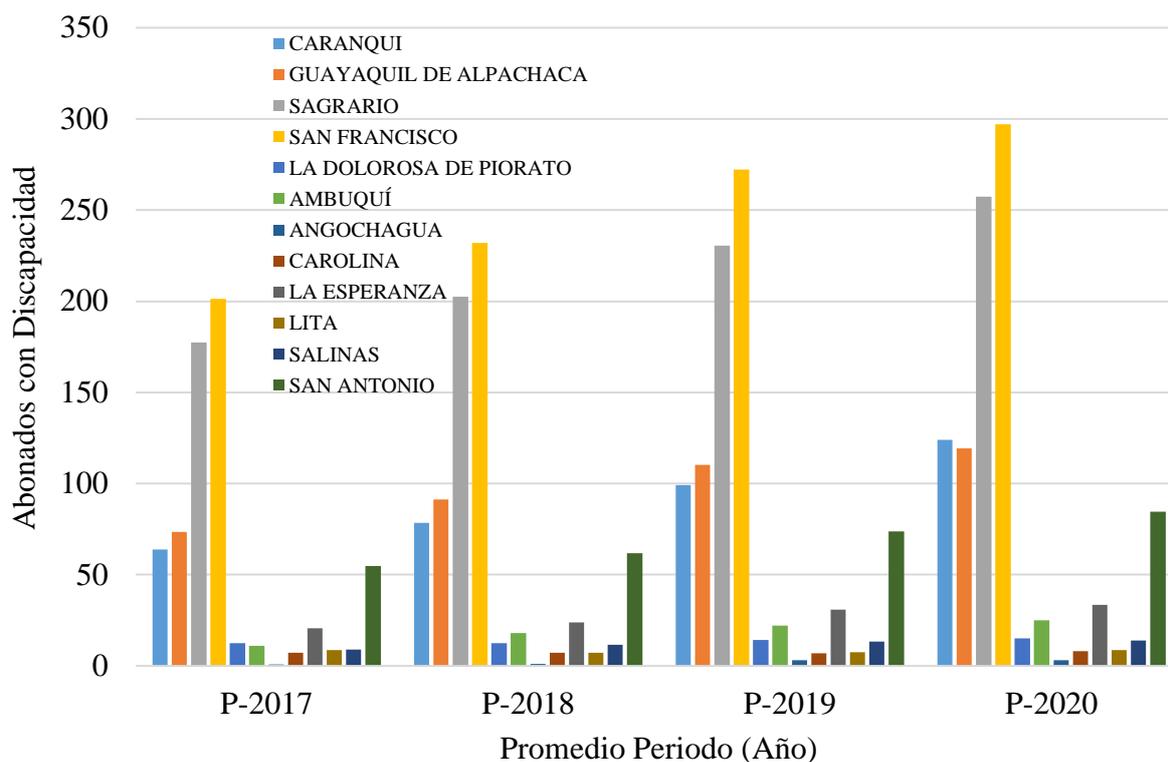


*Nota.* Los abonados totales se refieren a todas las categorías en función a la tarifa y estas son: residencial, industrial, comercial, alumbrado público y otros.

La Figura 14; muestra la concentración de los usuarios con discapacidad desde enero 2017 hasta agosto 2020 de cada parroquia; el cual tiene un crecimiento promedio mensual del 35.2%; demostrando el incremento de abonados a los beneficios de la tarifa eléctrica. Además, las parroquias urbanas en las cuales existen más densidad de clientes son los de mayor concentración de usuarios con discapacidad. Por otro lado, en función a los usuarios residenciales el porcentaje de ocupación promedio de los usuarios con discapacidad es del 1.19%.

**Figura 14**

*Promedio de Abonados con Discapacidad de Ibarra (2017-2020)*



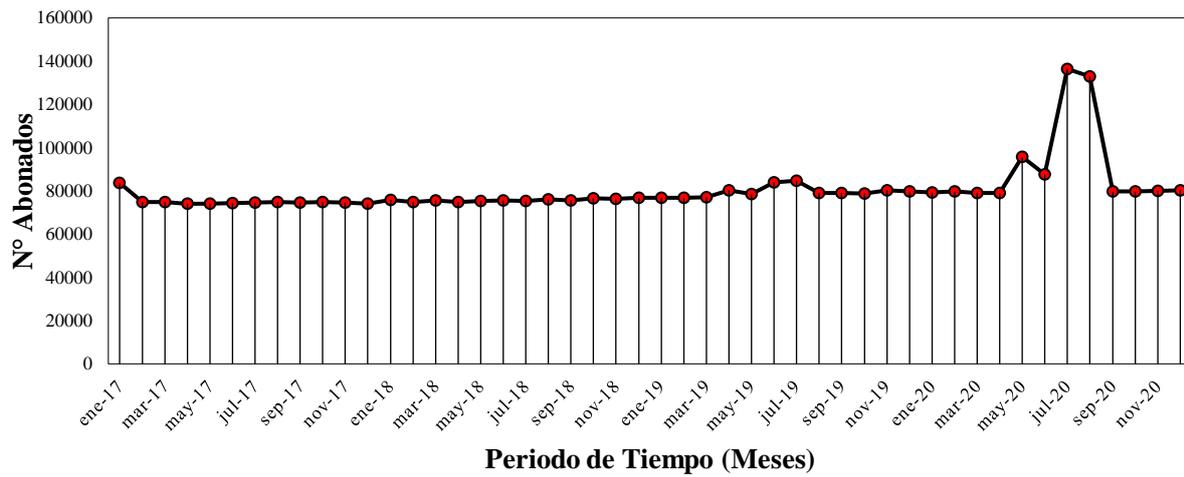
### 3.2.1.6 Curva de Crecimiento de los Abonados.

En esta sección se abordará la descripción del comportamiento en función al tiempo (meses) del crecimiento de los abonados tanto totales, residencial y de tercera edad como también de la evolución del consumo eléctrico residencial.

En la Figura 15, se muestra la curva de crecimiento de los usuarios del sector eléctrico de la ciudad de Ibarra por cada mes, abordando un periodo comprendido entre enero 2017 – diciembre 2020; la cual se caracteriza por tener una forma lineal. Sin embargo, en los meses de mayo – junio del 2019 existe una leve figura cóncava, con un crecimiento de un 7% y en los periodos abril – mayo 2020, hay un aumento del 21.1%, reduciéndose para junio en 8.5%. En cuanto junio-julio 2020 existe un acrecentamiento abrupto del 55.6% (Emelnorte, 2020).

**Figura 15**

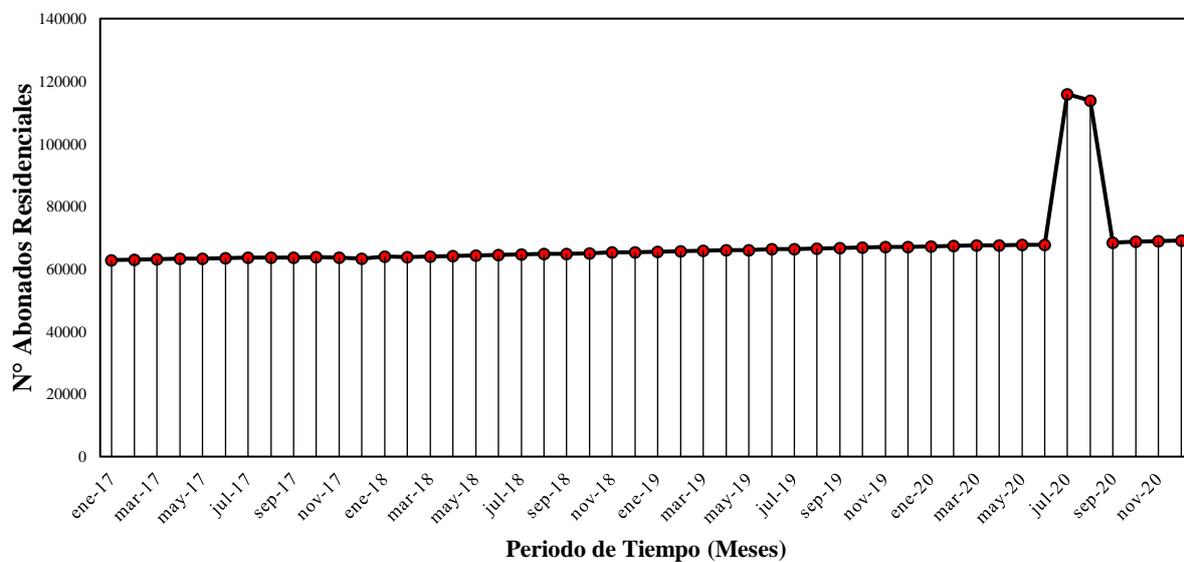
*Curva de Crecimiento de los Abonados del Sector Eléctrico de Ibarra*



La Figura 16 contiene información sobre el crecimiento de los abonados residenciales del sector eléctrico de Ibarra. En este caso la curva se muestra de forma lineal dentro del periodo, enero 2017-junio 2020. Sin embargo, en el mes de julio 2020 existe un incremento exponencial del 71.1%, para luego caer en un 1.8%, para el mes de agosto 2020 (ARC, 2020).

**Figura 16**

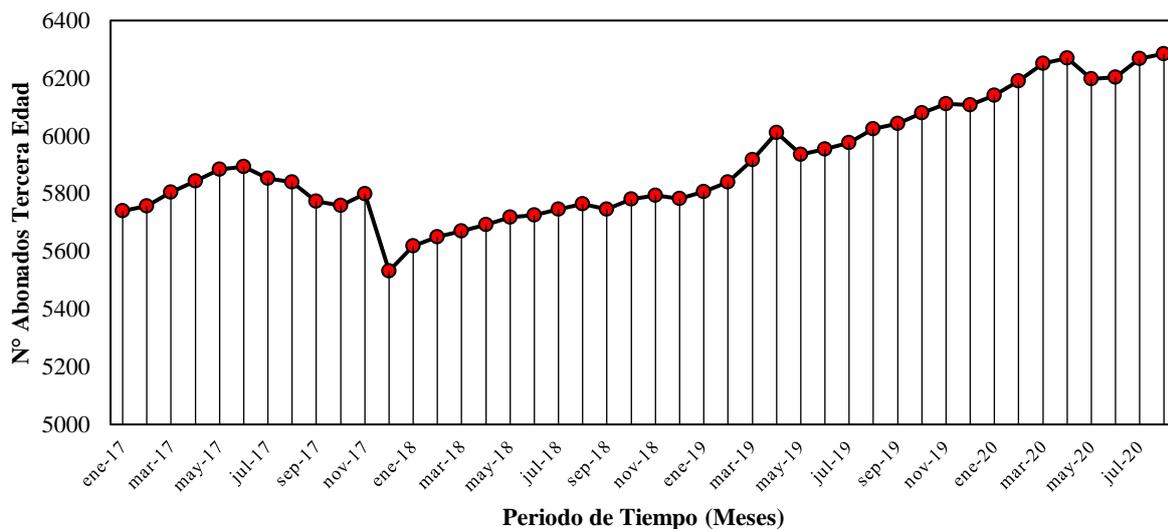
*Crecimiento de los Abonados Residenciales del Sector Eléctrico de Ibarra*



La Figura 17, muestra la curva de incremento de los clientes residenciales de la tercera edad, dentro del periodo enero 2017-agosto 2020; rescatando dos segmentos relevantes. El primer punto se encuentra en el mes de diciembre 2017 con un descenso del 4.6%, para luego ascender en 1.6% para enero 2018. Por consiguiente, en el segundo caso existe un decrecimiento del 1.1% en el mes de mayo 2020; periodo el cual se desarrollaban eventos relacionados con la pandemia (Emelnorte, 2020).

**Figura 17**

*Crecimiento de los Abonados de la Tercera Edad del Sector Eléctrico*

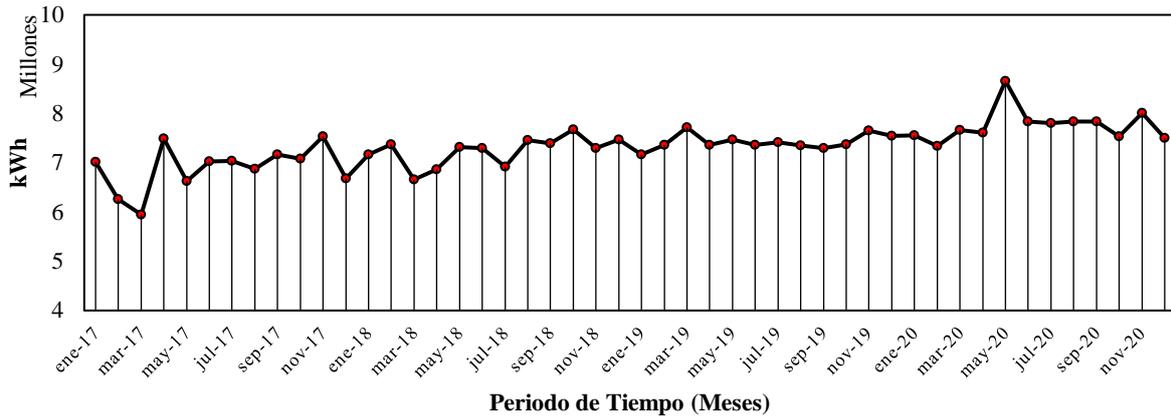


### 3.2.1.7 Consumo Eléctrico Residencial Histórico.

La Figura 18, representa la curva de consumos de energía eléctrica mensuales en el periodo enero 2017 – diciembre 2020, de los residentes de la ciudad de Ibarra. En primera instancia se aprecia que la curva es irregular, contiene ascensos como descensos; por otra parte, en el mes de mayo 2020 se evidencia un aumento exponencial del 13.8% con un consumo mensual de 8.65 GWh y en el mes de noviembre, un crecimiento del 6.3% (ARC, 2020).

**Figura 18**

*Curva de Crecimiento del Consumo Eléctrico Residencial de Ibarra*

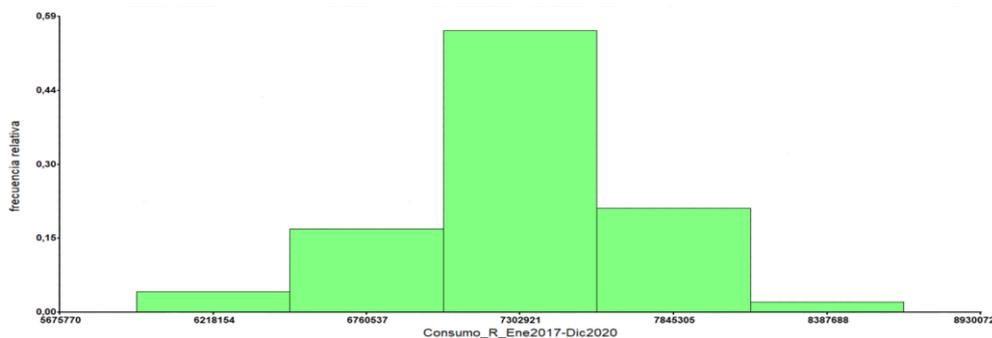


### 3.2.1.8 Análisis de Normalidad del Consumo Eléctrico Residencial

Para la sección estadística, se realizó un análisis de normalidad, a partir del software *Infostat* y por medio del método Shapiro-Wilks, con el cual se determinó la medida de tendencia central; para establecer la potencia de diseño. En la Figura 19 se muestra un histograma de los datos de la demanda (Hernandez & Oteyza, 2015).

**Figura 19**

*Histograma del Consumo Eléctrico Residencial de Ibarra*



### 3.2.2 Modelo Predictivo sobre el Consumo Eléctrico Residencial Considerando los Efectos del COVID-19

El proceso predictivo consistió en determinar un pronóstico del consumo eléctrico residencial con la influencia de variables cuantitativas, abordadas en el contexto previo y

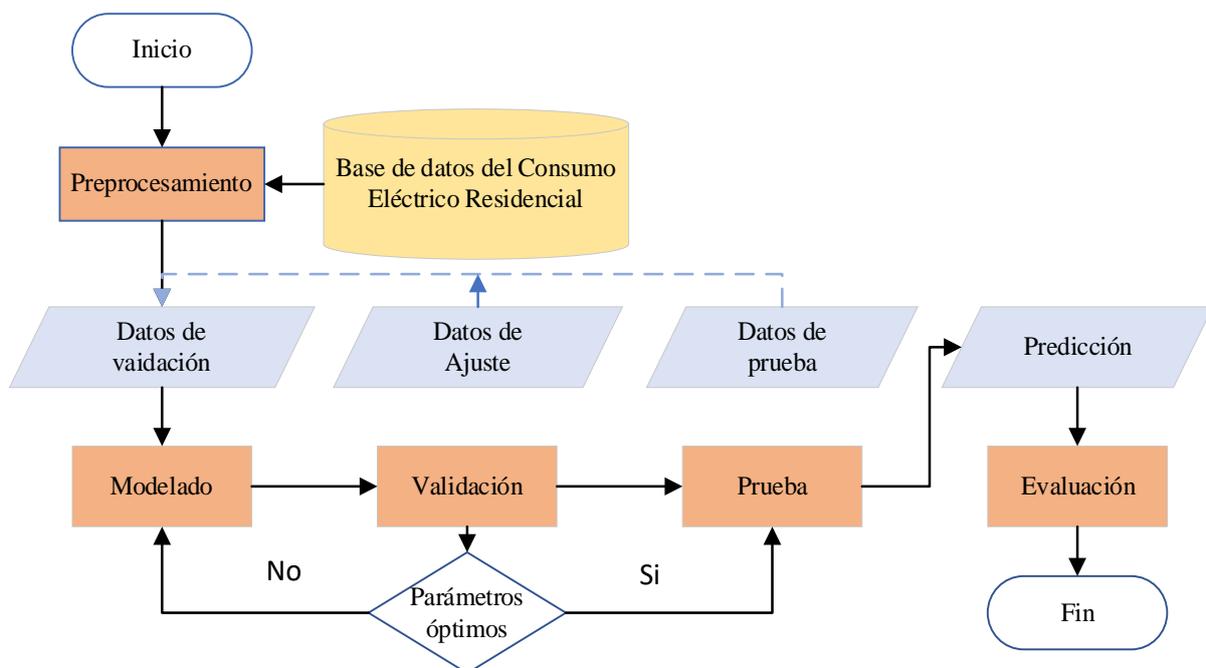
posterior al confinamiento por el COVID-19. Para el desarrollo del modelo predictivo, se utilizó la metodología de las series de Fourier, incorporada en la aplicación *Curve Fitting Toolbox* del software Matlab, la cual permitió procesar, ajustar y evaluar el modelo, tal como se muestra en la Figura 20 (MathWorks, 2020a).

### 3.2.2.1 Preprocesamiento de los Datos.

Se realizó un preprocesamiento de los datos, eliminando anomalías y errores; por medio del tratamiento de datos (López & Pérez, 2009). Una vez realizada la fase de preprocesamiento, el modelo se generó a partir del crecimiento de la población de Ibarra, incorporando los decesos por el COVID-19 y el consumo eléctrico en ese periodo; a partir de la siguiente formulación (Prefectura de Imbabura, 2019).

**Figura 20**

*Diagrama de Flujo para la Construcción de Modelos*



*Nota.* Adaptado de "Se presenta una metodología para construir e implementar, de manera práctica, modelos basados en el aprendizaje automático para resolver la complejidad de pronosticar el consumo de electricidad de un prosumidor residencial en Alemania"(p. 93), por J .Castillo, 2019, *Investigación Aplicada e Innovación* (3)

- **Datos de Población**

$P_t$  = Población de Ibarra en periodo de COVID19

$P_i$  = 479 168 Población inicial Imbabura (proyección 2020)

$tmN$  = 16.62% tasa mensual de natalidad (índice 2015)

$tmM$  = 4.3% tasa mensual de mortalidad (índice 2015)

$M(COVID - 19)$  = mortalidad por COVID-19 (2020)

$t_o$  = 45% porcentaje de ocupación de Ibarra (2010)

- **Formulación**

$$P_t = \left[ (P_i * tmN - P_i * tmM) - \frac{M(COVID - 19)}{mes} \right] * t_o$$

$$P_t = \left[ \left( P_i * \frac{0.1662}{12} - P_i * \frac{0.043}{12} \right) - \frac{M(COVID - 19)}{mes} \right] * 0.45$$

$$P_t = \left[ P_i * (1.01027) - \frac{M(COVID - 19)}{mes} \right] * 0.45$$

Por consiguiente se cuantificó los datos en el periodo marzo-diciembre 2020; obteniendo las siguientes instancias: tiempo en meses, población de Ibarra en periodo de COVID-19, mortalidad a causas del COVID-19 obtenidos de la investigación “Modelamiento multivariado del COVID-19 y sus implicaciones socio-económicas y ambientales en la zona 1 del Ecuador” y el consumo de energía eléctrica en kWh; como se lo muestra en la Tabla 3 (Castillo, 2019).

**Tabla 3***Base de Datos para la Generación del Modelo Predictivo*

Meses	Mortalidad (COVID-19)	Población Ibarra	Consumo de Electricidad [kWh]
mar-20	3	217 837	7 663 661
abr-20	8	217 832	7 611 495
may-20	18	217 822	8 659 034
jun-20	36	217 804	7 833 343
jul-20	63	217 777	7 801 903
ago-20	98	217 742	7 838 810
sep-20	133	217 707	7 836 130
oct-20	166	217 674	7 538 032
nov-20	191	217 649	8 012 223
dic-20	212	217 628	7 504 364

**3.2.2.2 Generación del Modelo.**

El modelo fue generado en base a la metodología de ajuste de curvas y los procesos de creación de modelos a partir de series de Fourier para sistemas periódicos; según lo detalla la Tabla 4. El proceso inicio con el ingreso de los datos y el ajuste del modelo; modificando los coeficientes hasta generar la mejor eficiencia en la estadística de bondad (The MathWorks, 2015).

**Tabla 4***Detalle de los parámetros para la construcción del modelo predictivo*

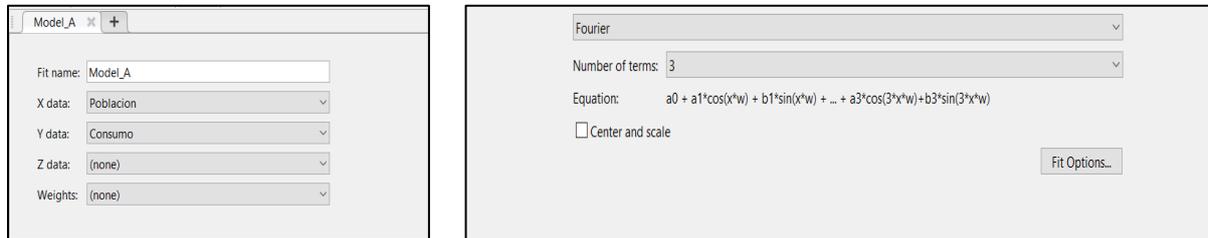
Nominación	Detalle
Entrada	Población de Ibarra en periodo de COVID-19
Salida	Consumo Eléctrico Residencial kWh
Tipo de modelo	Series de Fourier
Opciones de Ajuste	Mínimos Cuadrados no Lineales
Coeficientes	3 términos

En las configuraciones de la plataforma, se ingresó las variables de entrada y salida con la selección y el ajuste del modelo. Por consiguiente, se ajustó el modelo aumentando el

número de términos, de tal manera que aumente su eficiencia incrementando los coeficientes y los periodos de senos y cosenos como se muestra en la Figura 21.

**Figura 21**

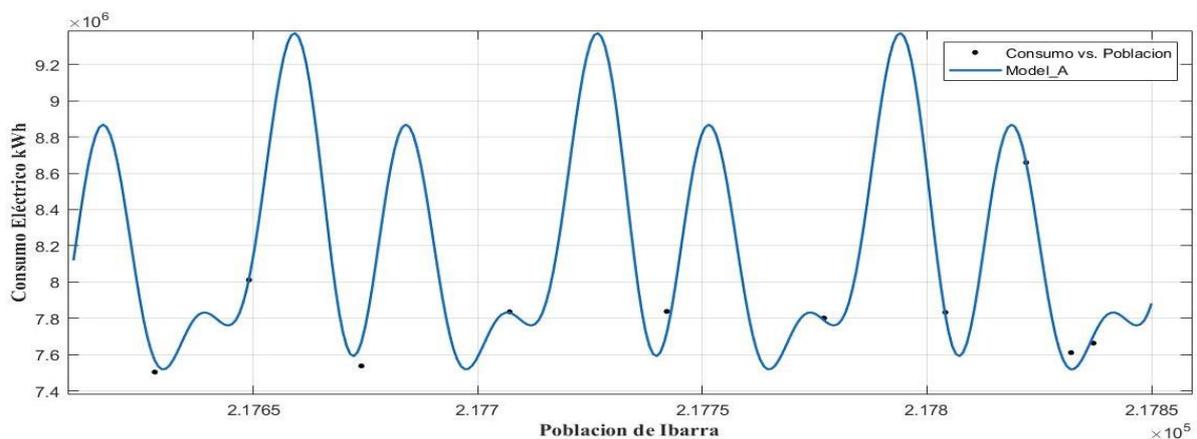
*Ingreso de Datos y Ajuste de Modelo en Curve Fitting*



En la Figura 22, se muestra la representación gráfica del modelo predictivo y el ajuste a los datos reales. El consumo eléctrico presenta una forma periódica, en la que sus valores crecen y decrecen cada cierto tiempo, de esta manera el modelo predictivo oscila de acuerdo a su amplitud y frecuencia (MathWorks, 2020b).

**Figura 22**

*Representación Gráfica del Modelo (Consumo vs Población)*



### 3.2.2.3 Evaluación del Rendimiento del Modelo

Para la evaluación del modelo, la plataforma despliega los parámetros estadísticos de bondad según lo siguiente: suma de cuadrados debidos al error (SSE), coeficiente de

determinación múltiple (R-square), R cuadrado ajustado (Adjusted R-square) y raíz del error cuadrático medio (RMSE) y sus valores se detallan en la Tabla 5 (Nadler, 2019).

**Tabla 5**  
*Parámetros Estadísticos de Bondad del Modelo Predictivo*

Nominación	Valor
SSE	4.539e+10
R-square	0.9541
Adjusted R-square	0.7933
RMSE	1.506e+05

Además para la evaluación del modelo se incorporó el método del error porcentual absoluto medio (MAPE) con el que se determinó cuanto difiere los datos pronosticados de los reales en valores porcentuales y se cuantifico a través de la ecuación 4 (Arenas, 2020).

$$MAPE = \left( \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \frac{|e_j|}{y_j} \right) \times 100 \quad (\text{ecuación 4})$$

Donde:

$e$  = errores absolutos

$y$  = valor real de los datos

$n$  = número de datos

### **3.2.3 Propuesta de Implementación de Respaldo Eléctrico con Energías Renovables por Medio de Simulación**

La simulación de proyectos de generación se basó en la aplicación de sistemas computacionales, los cuales analizaron tres escenarios al 100%, 75% y 25% en base a la capacidad. Para la investigación se utilizó el simulador System Advisor Model (SAM), herramienta desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) (Gilman et al., 2017). En el cual se desarrollaron modelos de proyección con factores de

rendimiento, tecno-económicos y parámetros financieros sobre sistemas de generación eléctrica renovable (Blair et al., 2018).

El proceso de simulación constó de seis fases tal como se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 23. Los procesos pueden variar dependiendo al recurso y al tipo de tecnología que se utilice en el diseño del sistema (NREL, 2020).

**Figura 23**

*Diagrama de Bloques del Proceso de Simulación por medio SAM*



### **3.2.3.1 Identificación del Recurso**

En la siguiente sección se identificó el recurso energético que contiene Ibarra; a partir del Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con Fines de Producción Eléctrica 2015, en el cual se expone información referente a la capacidad energética, abundancia, densidad, entre otros (Agencia de Regulación y Control de Electricidad [ARCONEL], 2015). Por consiguiente, se realizó la descripción de la capacidad hidroeléctrica, eólica, solar, biomasa y geotérmica de la ciudad.

- Energía solar

A partir del atlas solar con fines de generación eléctrica desarrollado por la CONELEC, se verificó la incidencia de radiación solar; global, directa y difusa que existe en la ciudad de Ibarra. La intensidad de radiación solar promedio mensual de la ciudad de Ibarra

es de: difusa 2.2 kWh/m<sup>2</sup>/día, directa 3.9 kWh/m<sup>2</sup>/día y global 5.1 kWh/m<sup>2</sup>/día (CONELEC, 2008).

En ese contexto las condiciones estándar de medida para la evaluación de un panel fotovoltaico colocan como irradiación solar con fines de generación un valor mínimo de 1000 W/m<sup>2</sup>, (Constante & Palacios, 2014).

- Energía eólica

El recurso eólico de Ibarra según el atlas eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica, varía desde 3.5 a 5 m/s a diferentes alturas; el cual se detalla en la Tabla 6. Por otro lado los meses de mayor abundancia de viento son desde mayo hasta agosto (SEMC, 2007).

**Tabla 6**

*Características del Recurso Eólico en Ibarra*

Altura sobre el suelo (m)	Velocidad media anual (m/s)	Densidad de potencia media anual (W/m <sup>2</sup> )
30	3.5-4	70-100
50	4 – 4.5	150-200
80	4.5-5	200-250

*Nota. Adaptado de (Atlas eólico del Ecuador por SEMC, 2007)*

- Bioenergía

Según el atlas bioenergético del Ecuador, el potencial energético a partir de la biomasa del cantón Imbabura; se obtiene de los residuos agrícolas y forestales y sus valores se detallan en la Tabla 7 (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2014).

Con respecto a los residuos agropecuarios; Imbabura y en especial la ciudad de Ibarra se destacan por abarcar una crianza avícola aproximada de 1000 a 20 000 cabezas/km<sup>2</sup>/año

generando residuos de entre 20 a 100 toneladas por km<sup>2</sup> las cuales se abordan un potencial energético de 168 000 a 336 000 m<sup>3</sup> de metano/año (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2014).

**Tabla 7**

*Principales productos y Residuos Agrícolas de Imbabura*

Producto	Producción absoluta (t/año)	Residuos (t/año)	Energía Bruta (TJ/año)
Forestal		50 123.36	965.34
Caña de azúcar	467 223.73	35 897.83	712.55
Plátano	3 965.03	4 274.48	53.97
Banano	84.42	2 076.84	26.22
Palmito	304.81	7 533.98	99.75
Maíz duro	3 001.49	403.26	5.03
Total	474 579.48	100 309.75	1 862.86

*Nota. Tomado de (Atlas bioenergético del Ecuador, por Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2014)*

Para los residuos del sector porcino la densidad de excretas esta entre, 0.01 a 1 t/km<sup>2</sup>/año con un potencial energético de 336 a 16 800 m<sup>3</sup> de metano/año y el vacuno se extiende en una densidad de excretas de 1 a 5 t/km<sup>2</sup>/año con un potencial de 16 800 a 84 000 m<sup>3</sup> de metano/año; finalmente la ciudad de Ibarra tiene un potencial bioenergético total de 725 a 1 450 TJ/año (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2014).

- **Energía Geotérmica**

El recurso geotérmico principal de la provincia de Imbabura se encuentra a 20 Km de la ciudad de Ibarra, en San Miguel de Urcuquí, denominado como Chachimbiro; el cual tiene una extensión proyectada de 4 200 ha con una altitud máxima de 4 000 msnm y mínima de 2 600 msnm. Por otro lado, su temperatura de superficie como de reservorio es de <55 °C y 240

°C respectivamente y con una potencia estimada hipotética de 113 MWe. Este recurso al no estar dentro del área del cantón Ibarra no es tomado en cuenta como recurso de generación (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2010).

- Energía Hidráulica

El recurso hidro energético de Ibarra son menores a 1 MW, como el proyecto La Carolina de 0.64 MW a partir del Rio San Jerónimo, el proyecto Angochagua de 0.18 MW y de Guallupe de 0.12 MW. Este potencial no es apto para generación de gran potencia y no es tomado en cuenta en las propuestas (Instituto Nacional de Preinversión, 2013).

### 3.2.1.1 Evaluación del Recurso

En la Tabla 8 se resume los recursos energéticos que abundan en la ciudad de Ibarra con fines de generación eléctrica, especificando su fuente y su potencia energética. Por lo tanto, se determinó que los recursos con mayor factibilidad de generación son: solar, eólico y biomasa; cabe mencionar que se usó el recurso de biomasa de Imbabura para completar el respaldo; permitiendo así que se desarrollen tres propuestas; planta fotovoltaica, parque eólico y central termoeléctrica de biomasa.

**Tabla 8**

*Resumen Evaluación del Recurso Energético en Ibarra.*

Fuente	Capacidad Energética	Capacidad
Energía Solar	I. Directa 3.9 kWh/m <sup>2</sup> /día	325 W/m <sup>2</sup>
Energía Eólica	(50 m) 150-200 W/m <sup>2</sup>	150 W/m <sup>2</sup>
Biomasa	725 a 1 450 TJ/año	<7 MW
Energía Hidráulica	0.94 MW (No aplica)	0.94 MW
Energía Geotérmica	113 MWe (No Aplica)	113 MWe

### **3.2.1.2 Locación y Recursos.**

En la sección de inicio de SAM, al seleccionar el tipo de tecnología se despliega la clase de proyecto de generación eléctrica. Por consiguiente, se realiza la localización del lugar y la selección de las fuentes de información meteorológicas. Por lo tanto, la base de datos del clima, se obtuvo de los recursos que contiene NREL, los cuales se descargaron desde la plataforma, y contiene los parámetros principales meteorológicos por año específico o en años de referencia (NREL, 2020).

- **Proyecto Planta Fotovoltaica**

En la sección de los datos meteorológicos se ingresó la ubicación de la ciudad de Ibarra (0.035052; -78.1179) y se generó la base de datos con los siguientes parámetros: radiación, temperatura, velocidad de viento promedio, albedo, y elevación; más detalle en el Anexo 52.

- **Proyecto Parque Eólico**

A partir de la misma ubicación y tomando la media de velocidad del viento a 50 m del Atlas Eólico del Ecuador, se generó la distribución de Weibull de la velocidad del viento, ya que el software SAM tiene conflictos al cargar los datos meteorológicos, y el cálculo se lo realizó con un factor K de 2, como se muestra en el detalle del Anexo 53.

- **Planta termoeléctrica de Biomasa**

Con respecto al recurso bioenergético se ingresaron los residuos agrícolas con fines de generación de eléctrica, según los siguiente: bagazo de la caña de azúcar, residuos forestales, residuos del plátano, rastrojo de maíz, residuos de banano y palmito (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2014). Los detalles de la materia prima como las toneladas, poder calorífico, porcentaje de carbón, hidrógeno y nitrógeno; se detallan en el Anexo 54; con un potencial bruto de 6 483.2 kW (Giraldo & Montoya, 2015).

### 3.2.1.3 Diseño del Sistema.

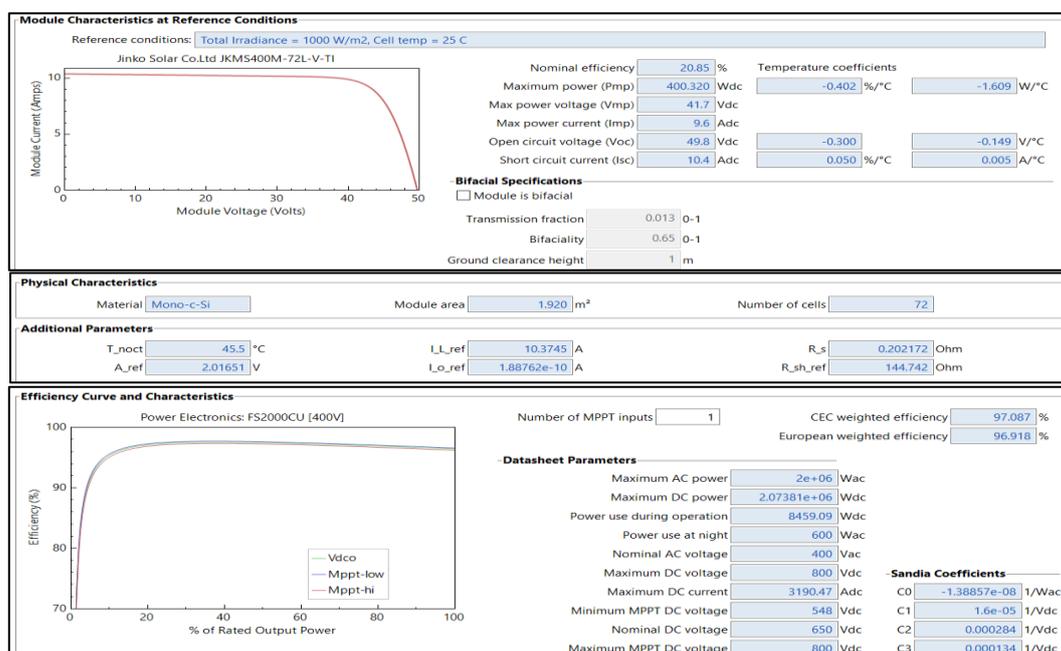
En esta sección se ingresaron los valores de diseño del sistema, tales como: número de elementos, características estructurales, parámetros eléctricos, accesorios adicionales, entre otras. Además, se detallan las condiciones de funcionamiento como; pérdidas, degradación, tiempo de vida útil y aspectos generales. (Blair et al., 2018). La potencia de diseño de cada planta, se basó en la predicción del consumo eléctrico residencial, estimada a partir del modelo predictivo; y en base al análisis de normalidad se tomó como medida de centralización a la mediana siendo esta de 7.86 GWh, con una potencia de 10.9 MW. Además, se realizó tres escenarios de cada propuesta al 100%, 75% y 25% de cada planta.

- **Diseño del Sistema Fotovoltaico**

Para la modelación del sistema se seleccionó el módulo fotovoltaico Jinko Solar JKMS400M-72L-V-TI, con una potencia de 400 W y una eficiencia nominal de 20.58%. En la Figura 24 se observa las características detalladas del módulo (NREL, 2020).

**Figura 24**

*Parámetros y Características del Módulo Fotovoltaico*



En la sección de diseño se ingresaron los valores correspondientes a la potencia, al tamaño, el área, la inclinación, la orientación y las pérdidas constituyentes a los implementos eléctricos como: conversión, transformación y transmisión de energía detallados en el Anexo 55. En la Tabla 9 se describen los valores de diseño (Herrera, 2016).

**Tabla 9**  
*Valores de los Parámetros de Diseño*

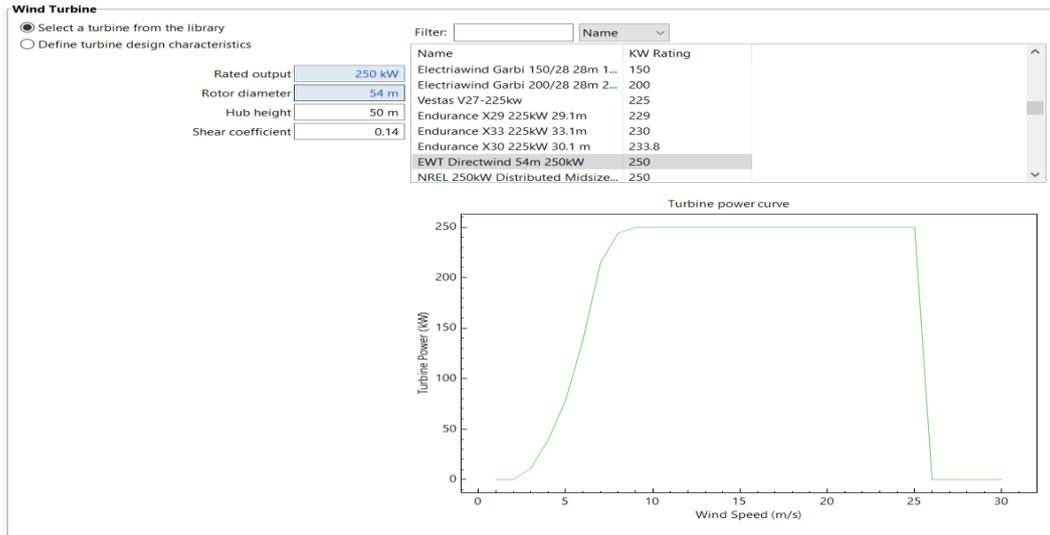
Parámetro	Valor
	11 000 kW (100%)
Capacidad de Diseño	8 250 kW (75%)
	3 000 kW (25%)
Relación de conversión DC-AC	1.2
	27 480 (100%)
Número de módulos	20 610 (75%)
	7 500 (25%)
Inclinación	7 °
Azimut	180 °
Relación de Cobertura de Suelo	0.3
Seguimiento	Fijo

- **Diseño del Parque Eólico**

Para el diseño del parque se tomó una altura media de 50 m, ya que la velocidad del viento solo difiere en un punto con el de 80 m; teniendo un rango de 4 - 4.5 m/s. De esta manera el aerogenerador seleccionado es de la empresa Emergya Wind Technologies, teniendo la siguiente descripción; EWT Directwind 54 m 250kW, el cual puede arrancar desde 2 m/s y es ideal para velocidades de bajo rango según se muestra en las especificaciones que se detallan en la Figura 25 (NREL, 2020).

**Figura 25**

*Características del Aerogenerador*



Para el diseño del parque, se tomaron los siguientes parámetros: capacidad, cantidad de aerogeneradores, extensión, pérdidas y coeficientes. Estos valores se designaron a partir de proyectos de estudio sobre emplazamientos eólicos y las librerías de SAM; los cuales se detallan en la tabla 10 (Moreno, 2014).

**Tabla 10**

*Parámetros de Diseño del Parque Eólico*

Parámetro	Valor
Capacidad de Diseño	11 000 kW (100%)
	8 250 kW (75%)
	3 000 kW (25%)
Nº de Aerogeneradores	44 (100%)
	33 (75%)
	12 (25%)
Coeficiente de Turbulencia	0.1
Perdidas por Estela	1.10%
Perdidas de Disponibilidad	3.58% Turbina

- **Diseño Central Termoeléctrica de Biomasa**

El sistema termoeléctrico se diseñó con una potencia de 4.7 MW la cual se obtuvo a partir de la capacidad del recurso basado en los residuos agrícolas. El sistema de generación es de tipo Combustión de lecho fluidizado, el cual generó la mayor eficiencia y sus características se detalla en la figura 26 (NREL, 2020).

**Figura 26**

*Parámetros del Diseño de la Central Termoeléctrica de Biomasa*

**Biomass Feedstock Handling**

Fed as received  
 Allow feedstock to air-dry to atmospheric Equilibrium Moisture Content (EMC)  
 Dry to specified moisture content

10 wet %

**Combustion System**

Fluidized Bed Combustor

**Boiler Parameters**

Steam Grade 750 F, 600 psig

Percent excess fed air 20 %

Number of boilers 2

Flue gas temperature 390 F

Estimated steam produced 41646.2 lb/hr steam

Boiler oversize factor 10 %

Design capacity of each boiler 22905.4 lb/hr steam

**Estimated Efficiency Losses (HHV)**

Dry flue gas losses	9.08272 %
Moisture in fuel	2.33641 %
Latent Heat	3.94194 %
Unburned fuel	0.25 %
Radiation and miscellaneous	2.03 %
<b>Total Boiler Efficiency (HHV basis)</b>	<b>82.3589 %</b>

Con respecto al diseño general del sistema las características principales se dividen en los siguientes aspectos: el estado de la materia prima, parámetros del ciclo de vapor Rankine, perdidas y parámetros de eficiencia y conversión, detallados en la tabla 11. Los datos se ajustaron por medio de caso de estudio de centrales termoeléctricas a base de cascarilla de arroz y se describen con más detalle en el Anexo 61 (Ríos, 2018).

**Tabla 11***Parámetros de Diseño de la Planta Termoeléctrica de Biomasa.*

Parámetro	Valor
Capacidad de Diseño	6 483.26 kW (100%)
Tipo de manipulación del residuo	Secado al aire ambiente
Eficiencia de Conversión CN	0.35
Carga mínima	0.25
Temperatura de diseño del ciclo de potencia	77 °F
Corrección de temperatura	Bulbo húmedo

#### **3.2.1.4 Costos del Sistema.**

En la siguiente sección se designaron los costos de inversión de cada sistema, donde se valorizó cada planta a partir de dos métodos tanto en función a la energía generada como por el elemento o equipo. Dentro de los costos se detallaron cuatro secciones tales como: capital directo, capital indirecto, instalación y mantenimiento (NREL, 2020).

- **Costos Sistema Fotovoltaico**

A continuación, se definen los costos del sistema fotovoltaico en sus diferentes etapas, estimando finalmente el costo global de inversión. Para ello se tomó casos de estudio, realizados en el Ecuador; en los cuales se determinan valores de acuerdo a la potencia instalada (Herrera, 2016).

En la Tabla 12, se muestra los valores de los costos referenciales por cada ítem, cotizados en unidades de \$/Wdc de la potencia instalada; en cuanto al entorno del ingreso de los valores se muestra con más detalle en el Anexo 62.

**Tabla 12***Detalle de Cotización de los Elemento del Sistema Fotovoltaico.*

Descripción de Costos	Precio Unitario-Capacidad
<b>Costos del Capital Directo</b>	
Módulos Fotovoltaicos	219.29 \$/Unidad
Inversores	0.32 \$/Wdc
Labor de Instalación	0.19 \$/Wdc
Balance del Sistema	0.20 \$/Wdc
Misceláneos	0.17 \$/Wdc
Contingente	5% Subtotal
<b>Costos del Capital Indirecto</b>	
Estudios en General	0.08 \$/Wdc
Ingeniería	0.13 \$/Wdc
Interconexión	0.03 \$/Wdc
Terreno	80 000/ Ha
Preparación de Tierra	0.02 \$/Wdc
Impuestos	12% CD
<b>Costos de Operación y Mantenimiento</b>	
Costos de Ajuste por Capacidad	25 \$/kW-año

- **Costos Parque Eólico**

En la siguiente sección se presentan la valorización de la inversión del parque eólico, los valores se estimaron de acuerdo a cada sección o ítem del sistema. En la Tabla 13, se expone la cotización de los elementos principales del sistema, en base a estudios de caso implementados en Loja. Los costos se los ingresó por capacidad instalada; además, la planta generadora es de tipo *Land-based installation*; es decir que se instalará en tierra, más detalle en el Anexo 63 (Moreno, 2014).

**Tabla 13***Detalle de Cotización de los Elemento del Parque Eólico.*

Descripción de Costos	Precio Unitario-Capacidad
Costos del Capital	
Aerogeneradores	1 957.57 \$/kW
Balance del Sistema	411.52 \$/kW
Impuestos	12% TE
Costos de Operación y Mantenimiento	
Costos de Ajuste por Capacidad	9.21 \$/kW-año

- **Planta Termoeléctrica de Biomasa**

En la siguiente sección se describen los costos directos e indirectos de la planta termoeléctrica basados en diseños de plantas termoeléctricas a partir de cascarilla de arroz; y los que se detalla en la. Tabla 14. Donde se muestran los costos de instalación como de operación y mantenimiento, ver detalle de costos en Anexo 64 (Ríos, 2018).

### 3.2.1.1 Financiamiento.

Una vez realizados los estudios previos de diseño y valoración de costos, se ejecuta la evaluación financiera la cual determinó la factibilidad y rentabilidad de cada proyecto. Por lo tanto, en esta sección se presenta el desarrollo del análisis financiero, los cuales están elaborados a partir de los indicadores económicos establecidos en el Banco Central del Ecuador, como en otras instituciones bancarias (NREL, 2020).

**Tabla 14**

*Cotización de los Elemento de la Planta Termoeléctrica de Biomasa.*

Descripción de Costos	Precio Unitario-Capacidad
<b>Costos del Capital Directo</b>	
Caldera	730.75 \$/kW
Turbina de Generación	829.98 \$/kW
Equipo de Tratamiento de la Materia Prima	278.99 \$/kW
Balance del Sistema	1 129.68 \$/kW
Misceláneos y Otros Equipos	916.81 \$/kW
Contingente	10% CD
<b>Costos del Capital Indirecto</b>	
Construcción, Adquisición e Ingeniería	13% CD
Terreno, Proyecto y Otros	4% CD
Impuestos	12% CD
<b>Costos de Operación y Mantenimiento</b>	
Costos de Ajuste por Capacidad	441.98 \$/kW-año
Costo Variable por Generación	4 \$/MWh

Para el análisis financiero los valores de ingreso se tomaron a partir de los términos de deuda según el programa *Factoring para Proveedores* que mantienen la CFN, en el cual permite el financiamiento de capital de trabajo para diferentes líneas de la industria. En la Tabla 15, se describen los parámetros que se ingresaron en el simulador, tales como: tasas de interés, impuestos, plazos, periodos de gracias, términos y condiciones de deuda; tomados en el mes de marzo 2021 (Corporación Financiera Nacional, [CFN] 2021).

Además cabe mencionar que hay parámetros nulos o en cero al ser una plataforma diseñada para el sistema norteamericano, estos no se aplica en el contexto ecuatoriano más detalle del entorno ver Anexo 65 (NREL, 2020).

**Tabla 15***Detalle de los Parámetros Financieros.*

Descripción del Parámetro	Sistema de Generación		
	S. Fotovoltaico	P Eólico	PT Biomasa
<b>Tasas-Impuestos y Parámetros de Análisis</b>			
Periodo de Análisis	20	25	25
Tasa de Inflación		-0.93%/año	
Tasa de Descuento		9.23%/año	
Tasa de Impuesto sobre la renta Nacional		25%/año	
Tasa de Impuesto a la venta		12% TDC	
Tasa de seguro Anual		0.4% CI	
<b>Parámetros de Deuda</b>			
Porcentaje de Deuda		80%	
Plazo		15 años	
Periodo de gracia		3 años	
Tasa de interés		10.21% anual	

**3.2.1.2 Tarifas de Electricidad.**

En cuanto a los precios de venta de la energía generada, fueron establecidos según la última regulación del Consejo Nacional de Electricidad del año 2011 denominada como REGULACIÓN No. CONELEC-004/11. En la Figura 27, se observa las tarifas de venta de cada sistema con el periodo de proyección y el porcentaje de escalación; el cual no a diferido en los últimos años y se ha colocado el valor estándar o por defecto según el software (Consejo Nacional de Electricidad, 2011). De esta manera el precio de venta de electricidad en base al recurso eólico es de 0.091 \$/kWh, por recurso solar 0.40 \$/kWh y biomasa 0.11 \$/kWh.

**Figura 27**

*Detalle de los Precios de Venta por cada Tecnología de Generación.*

<b>Solution Mode</b>		IRR target <input type="text" value="11"/> %		IRR target year <input type="text" value="20"/>	<b>Escalation Rate</b>	
<input type="radio"/> Specify IRR target		PPA price <input type="text" value="0.0913"/> \$/kWh			PPA price escalation <input type="text" value="0.01"/> %/year	Inflation does not apply to the PPA price.
<input checked="" type="radio"/> Specify PPA price						

<b>Solution Mode</b>		IRR target <input type="text" value="11"/> %		IRR target year <input type="text" value="20"/>	<b>Escalation Rate</b>	
<input type="radio"/> Specify IRR target		PPA price <input type="text" value="0.4"/> \$/kWh			PPA price escalation <input type="text" value="0.01"/> %/year	Inflation does not apply to the PPA price.
<input checked="" type="radio"/> Specify PPA price						

<b>Solution Mode</b>		IRR target <input type="text" value="11"/> %		IRR target year <input type="text" value="20"/>	<b>Escalation Rate</b>	
<input type="radio"/> Specify IRR target		PPA price <input type="text" value="0.1105"/> \$/kWh			PPA price escalation <input type="text" value="0.01"/> %/year	Inflation does not apply to the PPA price.
<input checked="" type="radio"/> Specify PPA price						

### 3.2.1.3 Simulación e Informe.

Finalmente, el software realizó las simulaciones de cada proyecto en tres escenarios, generando las métricas y los valores de rentabilidad del proyecto creando un informe final. En la figura 38 se presenta las diferentes métricas que genera el software para el estudio de factibilidad dentro de las tres secciones; técnica, económica y financiera (NREL, 2020) .

**Figura 28**

*Detalle de las Métricas de la Simulación*

Metric
Annual energy (year 1)
Capacity factor (year 1)
Energy yield (year 1)
Performance ratio (year 1)
PPA price (year 1)
PPA price escalation
Levelized PPA price (nominal)
Levelized PPA price (real)
Levelized COE (nominal)
Levelized COE (real)
Net present value
Internal rate of return (IRR)
Year IRR is achieved
IRR at end of project
Net capital cost
Equity
Size of debt
Minimum DSCR

### 1.3 Materiales

En la presente investigación se utilizará los materiales detallados en la Tabla 16.

**Tabla 16**  
*Materiales e Insumos*

Detalle	Unidades
Software Excel	1
Software Matlab	1
Simulador SAM	1
Software InfoStat	1
Computador	1

## Capítulo IV

### Resultados y Discusión

En el Capítulo IV se presentan los resultados y discusión de la presente investigación, donde se presenta el análisis de la demanda eléctrica residencial, el modelo de pronóstico de la demanda energética y las propuestas con fines de generación eléctrica para cubrir un porcentaje de la demanda generada por los residentes de la ciudad de Ibarra.

#### **4.1 Analizar el consumo eléctrico residencial antes y durante la pandemia.**

En la presente investigación se tomaron los datos más importantes dentro del análisis del consumo eléctrico residencial, los cuales presentaron un comportamiento distinto al de la curva de crecimiento normal; y se sintetizan en: los abonados residenciales y el consumo eléctrico residencial, donde se compara la tendencia en el ámbito normal (pre pandemia) y dentro del confinamiento.

##### ***4.1.2 Análisis del crecimiento de abonados pre y durante la pandemia***

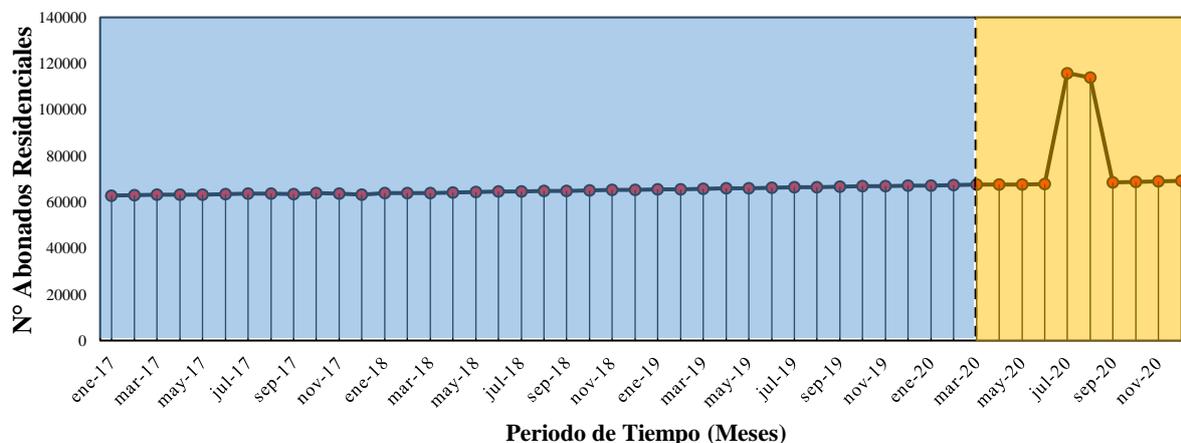
Al determinar el comportamiento de la curva de crecimiento de los abonados anexados al servicio eléctrico, se muestra que en la Figura 29, la línea seccionada muestra la división de la curva en dos periodos; antes del confinamiento y dentro del confinamiento. En la primera sección tomada desde el mes de enero 2017 a febrero 2020, se muestra una linealidad con un crecimiento promedio mensual del 0.2%; y una media de usuarios al mes de 64 879 sin presentar asensos o descensos irregulares.

En el periodo de pandemia las restricciones fueron incrementándose acorde al aumento del número de infectados, iniciando en el mes de marzo del 2020 y prolongándose para el resto de meses. En la segunda sección de la Figura 29, se visualiza un crecimiento de abonados irregular, con un promedio de 3.1% mensual hasta el mes de diciembre del 2020. Estos valores indican una incorporación de usuarios al sector residencial mayor que en la

etapa de normalidad; con más de dos puntos ajustándose a las medidas del confinamiento y las restricciones. La curva en esta sección presenta una particularidad en el mes de julio 2020 al presentar un crecimiento abrupto, manteniéndose para agosto y decreciendo en septiembre.

**Figura 29**

*Abonados Residenciales del Sector Eléctrico de Ibarra*



La Figura 30, muestra de forma territorial el consumo eléctrico promedio de cada parroquia de la ciudad de Ibarra, examinado en el periodo enero 2017 a diciembre 2020. La gráfica muestra que la concentración del consumo eléctrico se encuentra en las parroquias urbanas, en especial la del Sagrario y San Francisco donde su consumo medio mensual fue de 2 126.44 y 2 520.46 MWh, respectivamente. En cuanto al sector rural sus parroquias de mayor demanda eléctrica referentes son; San Antonio con 585.15 MWh, La Esperanza con 160.98 MWh y Ambuquí con 153.37 MWh, además, su ubicación limita al noroeste y al este con las parroquias urbanas.

De esta manera se evidencia que la variable del consumo eléctrico residencial, es directamente proporcionales a la cantidad de abonados de cada parroquia y su patrón de crecimiento cambia en función a los eventos que estén ligados al comportamiento de los usuarios. En definitiva, el consumo eléctrico depende del tiempo, de la cantidad de abonados y del comportamiento de estos.

### Figura 30

*Concentración del Consumo Promedio Eléctrico de Ibarra (2017-2020)*



#### ***4.1.2 Análisis de la demanda eléctrica en los periodos pre y durante la pandemia***

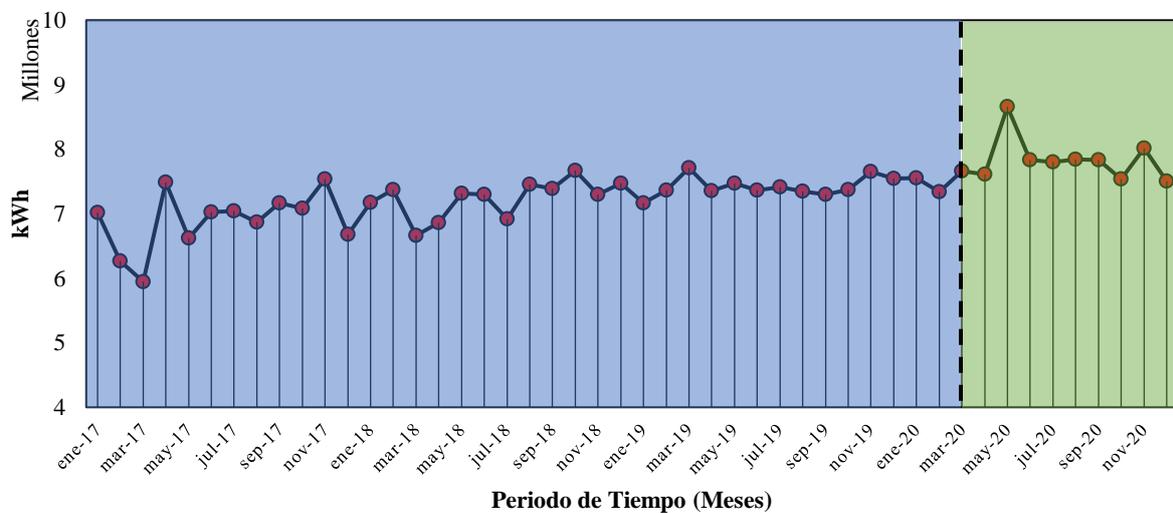
Por consiguiente, el consumo eléctrico residencial es irregular y no tiene patrones definidos; sin embargo, tiende al crecimiento ya que para el periodo pre pandemia de enero 2017 a febrero 2020 su tasa de crecimiento promedio en 0.3% con una media de consumo mensual de 7.19 GWh. La tasa es muy similar al incremento de abonados al sector eléctrico residencial, demostrando una similitud entre sus curvas por lo cual demuestra una relación positiva entre estos, como lo plantea Rea & Caraguay, (2018) en los periodos 2014-2016.

En el periodo de restricción y confinamiento las actividades educativas, comerciales, industriales y sociales se trasladaron al sector residencial adaptándose a este. En esta etapa el consumo de electricidad desde marzo a diciembre del 2020 creció mensualmente en 0.4% con una media de 7.82 GWh. Existe un crecimiento con respecto al periodo pre pandemia debido

a picos en la curva, específicamente en el mes de mayo y noviembre; donde se registra un consumo de 8.65 y 8.01 GWh respectivamente, los cuales superan a la media; lo que afirma que los efectos de la pandemia si alteran el consumo eléctrico en el sector residencial y se lo demuestra con los análisis de los impactos de la pandemia del COVID-19 sobre el sector energético de América Latina y el Caribe, donde hay un incremento del 20% y una reducción del 9% en los sectores del transporte, industria y del 28% en el comercio planteado en F. García et al., (2020); demostrando la similitud con esta investigación en el comportamiento de los datos.

**Figura 31**

*Curva de Crecimiento del Consumo Eléctrico Residencial de Ibarra*



Dentro del análisis estadístico, tomando los datos reales del consumo eléctrico en el periodo enero 2017 a diciembre 2020 con un total de 48 datos; el análisis de Shapiro-Wilks genero un p-value de 0.48 lo que es mayor a al valor de alfa de 0.05; con lo cual no se rechaza la hipótesis nula, determinando así que los datos tienen un comportamiento normal o paramétrico.

## 4.2 Crear el modelo predictivo sobre el consumo eléctrico residencial considerando los efectos del COVID-19.

A continuación, se presentan los resultados de la creación del modelo predictivo del consumo eléctrico residencial a partir de la demanda eléctrica y la población de Ibarra en periodo de pandemia. Por consiguiente, se presenta: el código para la predicción mediante un script del software Matlab, el modelo en su notación matemática y la representación gráfica de la modelación pronosticada comparada con los datos reales.

### 4.2.1 Modelo predictivo del consumo eléctrico residencial

A través, del análisis de la demanda eléctrica histórica se determinó que tiene una tendencia creciente, pero a su vez tiene estacionalidad, debido a factores climáticos, económicos y culturales. Con lo que demuestra que su comportamiento se repite cada cierto tiempo; como se lo ha planteado en Arenas, (2020), en el análisis de la demanda eléctrica de Colombia; obteniendo una similitud en los factores ya mencionados.

A partir del ajuste que permite realizar el módulo *Curve Fitting* se determinó un modelo a través de las series de Fourier, ya que se ajustan a una señal periódica como lo describe la demanda eléctrica. Para este caso se utilizó su forma trigonométrica donde se asocia la suma de senos y cosenos. Por lo tanto, en la ecuación 5 se presenta el modelo predictivo en su notación matemática con la incorporación de sus términos.

### Modelo Matemático

$$F(P) = 8.2 \times 10^6 - 8 \times 10^4 \cos(w P) + 4.1 \times 10^5 \sin(w P) - 7.5 \times 10^4 \cos(2 w P) \\ + 5 \times 10^5 \sin(2 w P) - 2.7 \times 10^5 \cos(3 w P) - 3.5 \times 10^5 \sin(3 w P)$$

(ecuación 5)

## Rangos del Valor de los Términos

$F(P) = \text{consumo eléctrico residencial kWh}$

$$a_0 = 8.21 \times 10^6 \quad (7.21 \times 10^6; 9.22 \times 10^6)$$

$$a_1 = -8.03 \times 10^4 \quad (-7.61 \times 10^8; 7.61 \times 10^8)$$

$$b_1 = 4.10 \times 10^5 \quad (-1.47 \times 10^8; 1.48 \times 10^8)$$

$$a_2 = -7.58 \times 10^4 \quad (-1.85 \times 10^9; 1.85 \times 10^9)$$

$$b_2 = 5.01 \times 10^5 \quad (-2.80 \times 10^8; 2.81 \times 10^8)$$

$$a_3 = -2.76 \times 10^5 \quad (-1.96 \times 10^9; 1.96 \times 10^9)$$

$$b_3 = -3.53 \times 10^5 \quad (-1.53 \times 10^9; 1.53 \times 10^9)$$

$$w = 0.09319 \quad (0.084; 0.101)$$

P = población de la ciudad de Ibarra con efectos del COVID-19

### 4.2.2 Código del Modelo Predictivo

Por medio del módulo *Curve Fitting*, se generó el código del modelo predictivo para poder realizar la predicción ingresando el vector de entrada. En la Figura 32, se observa las líneas de código, por secciones. En la primera sección se encuentra la información de los datos generales del modelo, desde la línea 17 se muestra la información y la ejecución del modelo con los siguientes parámetros: tipo de ajuste, opciones de ajuste, opciones de visualización y punto de inicio. Finalmente, a partir de la línea 29, se incorpora la representación gráfica y la colocación de leyenda y denominación de sus ejes.

Por medio del código mencionado se obtiene el valor pronosticado con el ingreso de una variable y la ejecución del modelo, que por lo contrario en el uso de modelos dinámicos para el pronóstico residencial como lo propone Muela, (2019) requiere de un grupo de variables en diferentes procesos para diagramas causales que incluso la predicción supera el 10% de error.

**Figura 32**

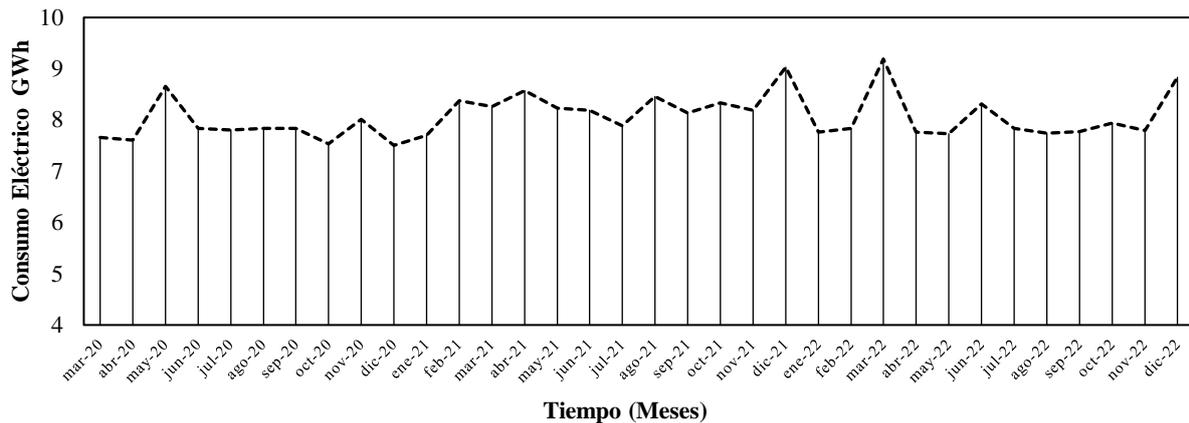
*Código del Modelo Predictivo en Matlab*

```
1 function [fitresult, gof] = createFit1(Poblacion, Consumo)
2 %CREATEFIT1(POBLACION, CONSUMO)
3 % Create a fit.
4 %%
5 % Data for 'Model_A' fit:
6 % X Input : Poblacion
7 % Y Output: Consumo
8 % Output:
9 % fitresult : a fit object representing the fit.
10 % gof : structure with goodness-of fit info.
11 %%
12 % See also FIT, CFIT, SFIT.
13 %%
14 % Auto-generated by MATLAB on 31-May-2021 12:04:42
15 %%
16 %%
17 %% Fit: 'Model_A'.
18 [xData, yData] = prepareCurveData( Poblacion, Consumo );
19 %%
20 % Set up fittype and options.
21 ft = fittype( 'fourier3' );
22 opts = fitoptions( 'Method', 'NonlinearLeastSquares' );
23 opts.Display = 'Off';
24 opts.StartPoint = [0 0 0 0 0 0 0.0901892627824821];
25 %%
26 % Fit model to data.
27 [fitresult, gof] = fit( xData, yData, ft, opts );
28 %%
29 % Plot fit with data.
30 figure( 'Name', 'Model_A' );
31 h = plot( fitresult, xData, yData );
32 legend( h, 'Consumo vs. Poblacion', 'Model_A', 'Location', 'NorthEast', 'Interpreter', 'none' );
33 % Label axes
34 xlabel( 'Poblacion', 'Interpreter', 'none' );
35 ylabel( 'Consumo', 'Interpreter', 'none' );
36 grid on
37 %%
38 %%
```

Con el modelo predictivo, se realizó el pronóstico del consumo eléctrico residencial, utilizando los datos de la población proyectada en base a la mortalidad por COVID-19, del periodo marzo 2020 – diciembre 2022. La Figura 33 muestra la curva de predicción del consumo eléctrico referente a la cantidad de población de cada mes; la cual presenta una tendencia creciente irregular, acorde a los eventos suscitados en la pandemia. Por otra parte, los valores de consumo en la proyección se encuentran en un rango mínimo de 7 GWh a máximo de 10 GWh, lo que prevé que hasta el año 2020 oscilara dentro de ese rango.

**Figura 33**

*Representación Gráfica de la Predicción de Energía Eléctrica*



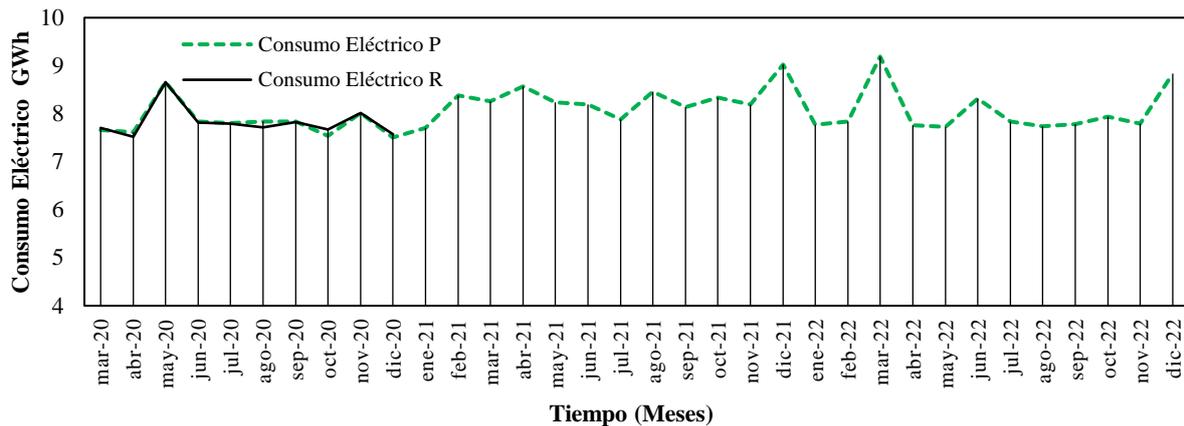
#### **4.2.3 Validación y comparación del modelo**

Con la predicción realizada desde el inicio de la pandemia (marzo 2020) hasta el mes de diciembre del 2022, se incorporó los valores reales de la demanda demostrando gráficamente la similitud de estos. La Figura 34, muestra la curva de predicción del periodo mencionado y la de los datos reales en el periodo marzo-diciembre 2020, las cuales se asemejan entre si generando un coeficiente R-cuadrado de 0.95, con un comportamiento periódico a lo largo de los años.

En cuanto al error absoluto del modelo es de 0.63% por lo que se demuestra que tiene estimación muy alta, en comparación a los modelos SARIMAX, los cuales se ajustan adecuadamente al tipo de datos estacionarios; sin embargo, su sintaxis y su composición requieren de mayor complejidad al incorporar coeficientes estadísticos endógenos y exógenos como lo presenta Arenas, (2020), en su investigación y en el cual su modelo presenta un error absoluto del 1.12%, categorizándolo de buena calidad.

**Figura 34**

*Predicción del Consumo Eléctrico de Ibarra*



### **4.3 Establecer una propuesta de implementación de respaldo eléctrico con energías renovables por medio de simulación.**

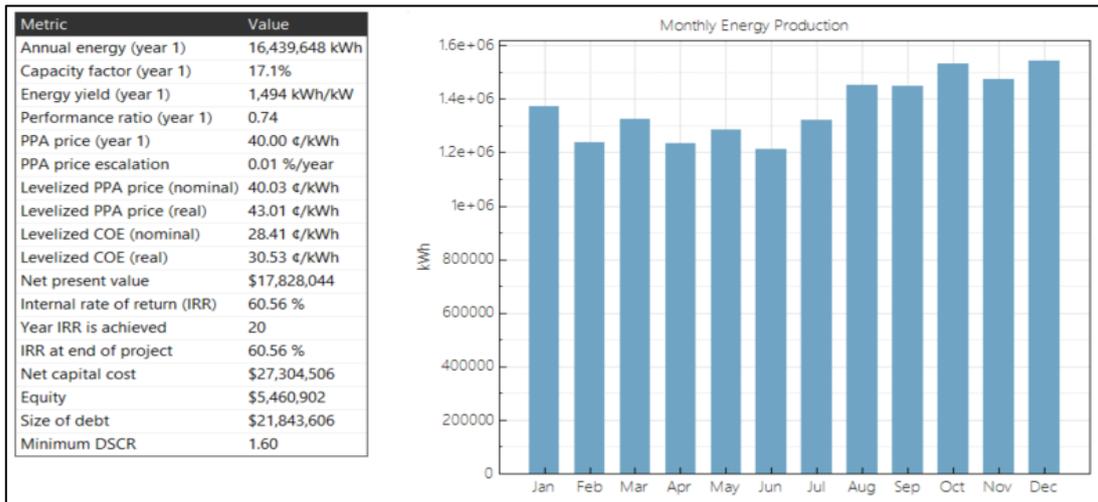
En la siguiente sección se expondrá los resultados obtenidos para el presente objetivo, en el cual se realizó las propuestas de los proyectos de generación eléctrica usando el software SAM dentro de tres escenarios incorporando los cuadros comparativos.

#### **4.3.1 Resultado de la Propuesta del Sistema Fotovoltaico**

**Escenario 1 (100%).** Con el primer sistema de generación el cual se diseñó con una capacidad de 11 MW se generó 16 439 648.00 kWh al año; siendo los últimos meses del año los de mayor producción. Dentro de los parámetros técnicos y económicos la planta cuenta con un factor de potencia del 17.1%, su costo nivelado de energía real es de 0.30 \$/kWh y sus parámetros financieros se muestran optimistas al contemplar un VAN de 17 828 044.00 y un TIR del 60.56% demostrando factibilidad financiera como se detalla en la figura 35; sin embargo, su respaldo a la demanda energética de la ciudad es del 18.77%.

**Figura 35**

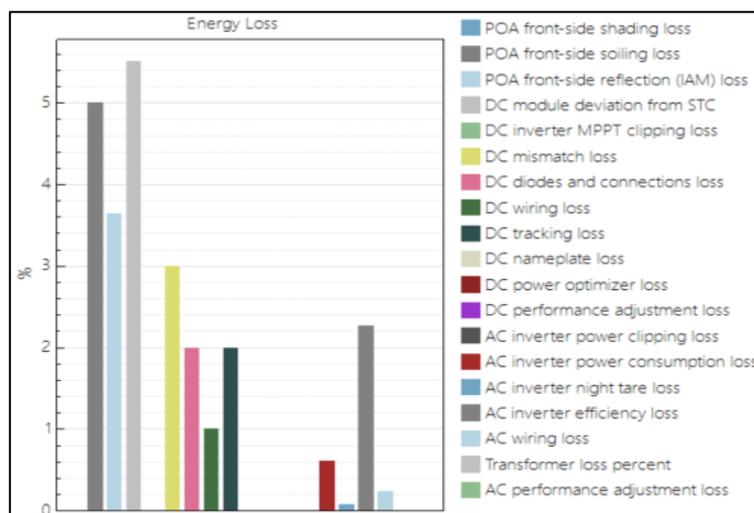
*Resultados Técnico-Económicos de la Planta Fotovoltaico*



Con respecto a las pérdidas del sistema, la simulación generó un diagrama dividido por cada componente y las pérdidas de energía más relevantes son: por desviación del módulo, por suciedad en el plano total de la matriz y por reflexión en la parte delantera frontal, siendo estas superiores al 3% en los tres escenarios ya que mantiene su comportamiento. Mientras que los factores restantes son inferiores al 3% tal como se visualiza en la figura 36.

**Figura 36**

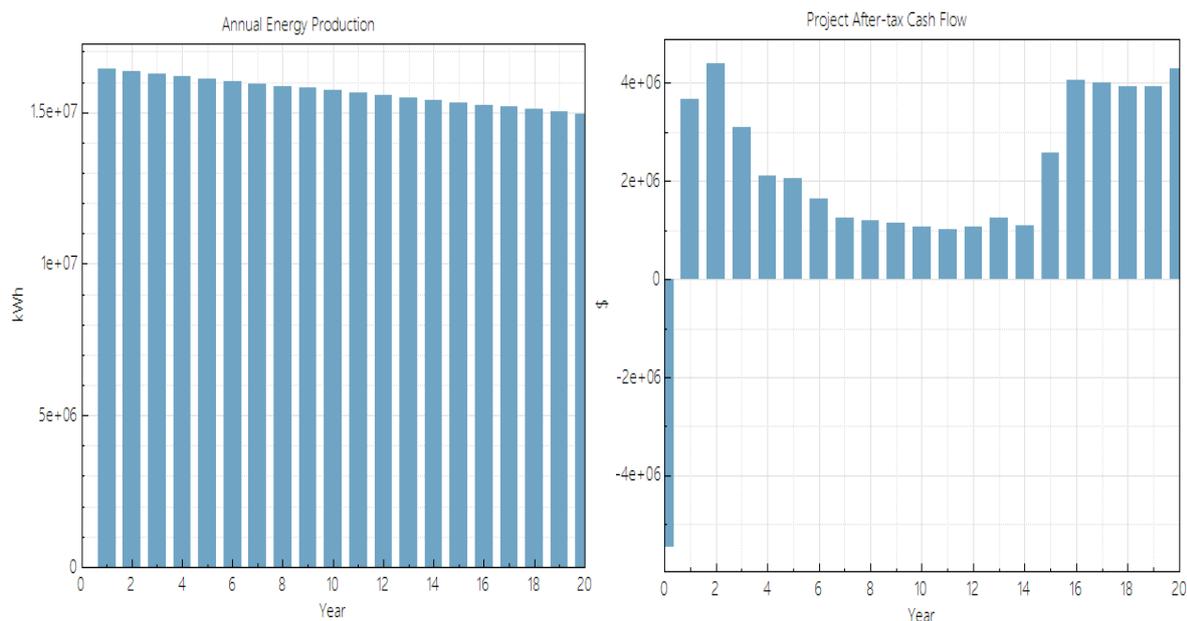
*Resultado de Perdidas del Sistema Fotovoltaico*



Acorde a la degradación de los equipos tanto del sistema de generación como de los aparatos de control, conversión y distribución de energía; la generación eléctrica anual decrece de la misma forma. Por lo tanto, en la Figura 37, se observa como decae la producción de energía el cual también afecta al flujo de caja, que como se muestra en la misma figura, en los primeros años tiende a crecer debido a los términos de deuda los cuales se paga a partir del tercer año; pero pasado el año 14 existe un retorno real.

**Figura 37**

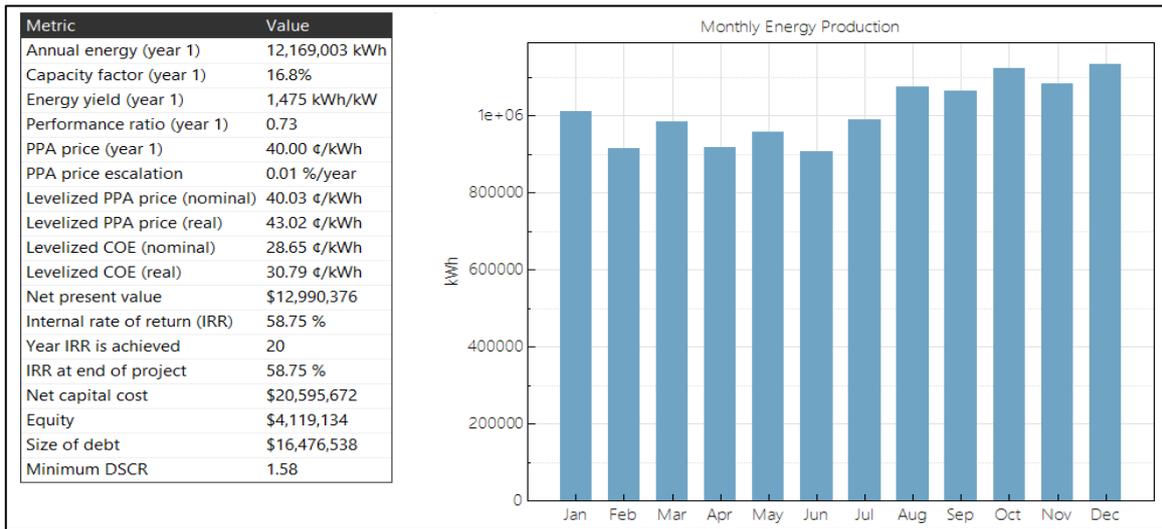
*Producción de Energía y Flujo de Caja*



**Escenario 2 (75%).** En este escenario la capacidad es de 8.25 MW con una generación de 12 169 003.00 kWh al año. En este caso el factor de potencia es de 16.8%, y el costo nivelado de energía real no cambia en relación al escenario al 100% y se mantiene en 0.30 \$/kWh. En cuanto a sus parámetros financieros se contemplan valores positivos al mostrar un VAN de 12 990 376.00 y una tasa de retorno del 58.75% como se detalla en la figura 38.

**Figura 38**

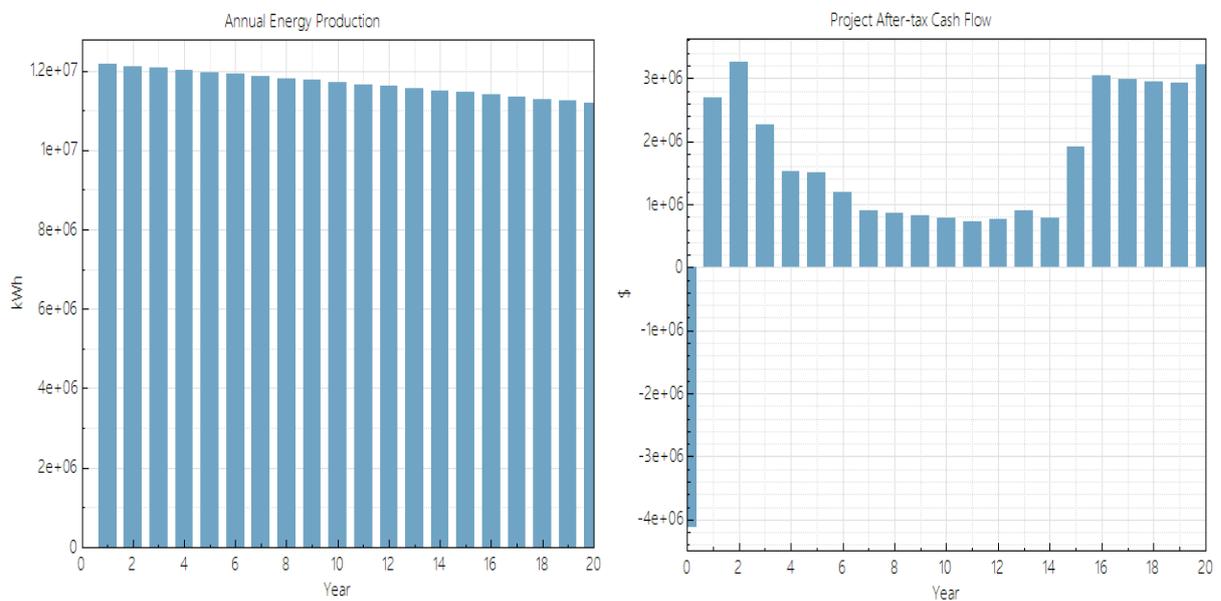
*Resultados Técnico-Económicos de la Planta Fotovoltaico*



La Figura 39, presenta el comportamiento de la producción de energía a lo largo del periodo de estudio y el flujo de caja. En cuanto a la producción de energía es similar en los tres escenarios siendo decreciente y en cuanto al flujo de caja es similar al primer escenario recuperando la inversión a partir del año 15.

**Figura 39**

*Producción de Energía y Flujo de Caja*

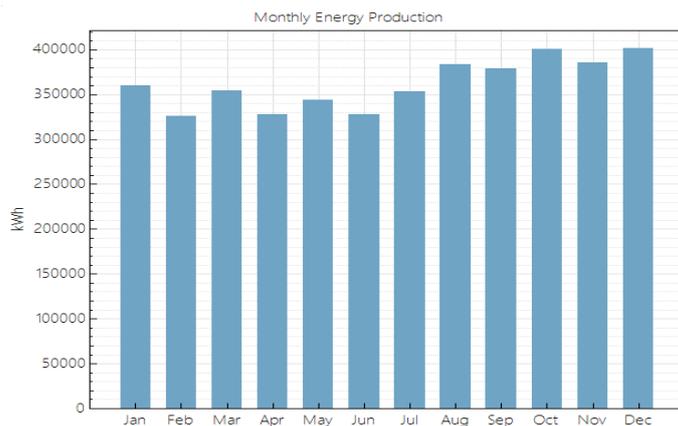


**Escenario 3 (25%).** En último escenario la potencia de generación es de 3 MW produciendo 4 345 552.00 kWh al año. En este caso el factor de potencia es de 16.5%, el costo nivelado de energía real LCOE sube con respecto al anterior en 0.31 \$/kWh y sus parámetros financieros contemplan un VAN de 4 300 982.00 y un TIR del 53.32% con más detalle en la figura 40.

**Figura 40**

*Resultados Técnico-Económicos de la Planta Fotovoltaica*

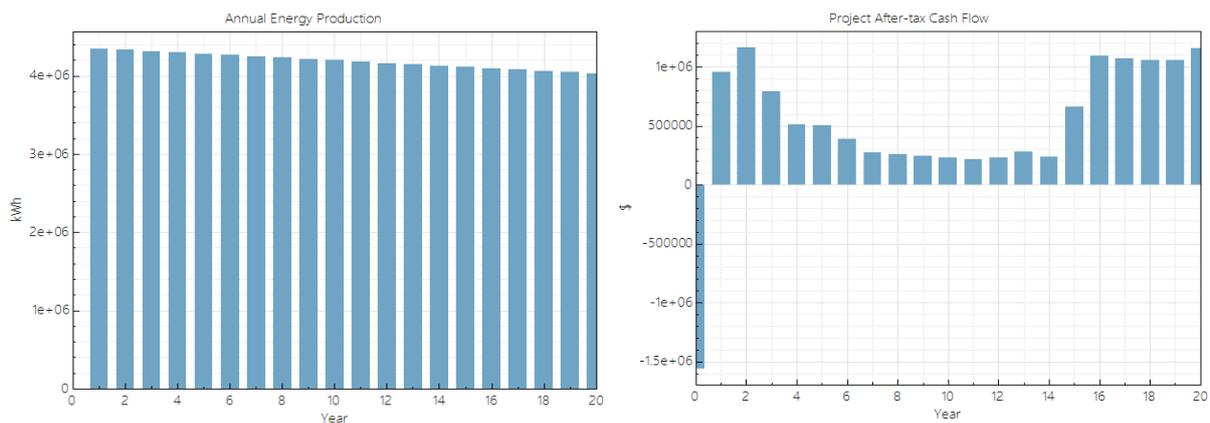
Metric	Value
Annual energy (year 1)	4,345,552 kWh
Capacity factor (year 1)	16.5%
Energy yield (year 1)	1,447 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.72
PPA price (year 1)	40.00 €/kWh
PPA price escalation	0.01 %/year
Levelized PPA price (nominal)	40.03 €/kWh
Levelized PPA price (real)	43.02 €/kWh
Levelized COE (nominal)	29.51 €/kWh
Levelized COE (real)	31.72 €/kWh
Net present value	\$4,300,982
Internal rate of return (IRR)	53.32 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	53.32 %
Net capital cost	\$7,793,219
Equity	\$1,558,644
Size of debt	\$6,234,576
Minimum DSCR	1.50



En la Figura 39, se observa el comportamiento de la producción de energía y el flujo de caja. En cuanto a la producción de energía es decreciente y el flujo de caja muestra los tres años de gracia y cómo se comporta los flujos en el periodo de deuda.

**Figura 41**

*Producción de Energía y Flujo de Caja*

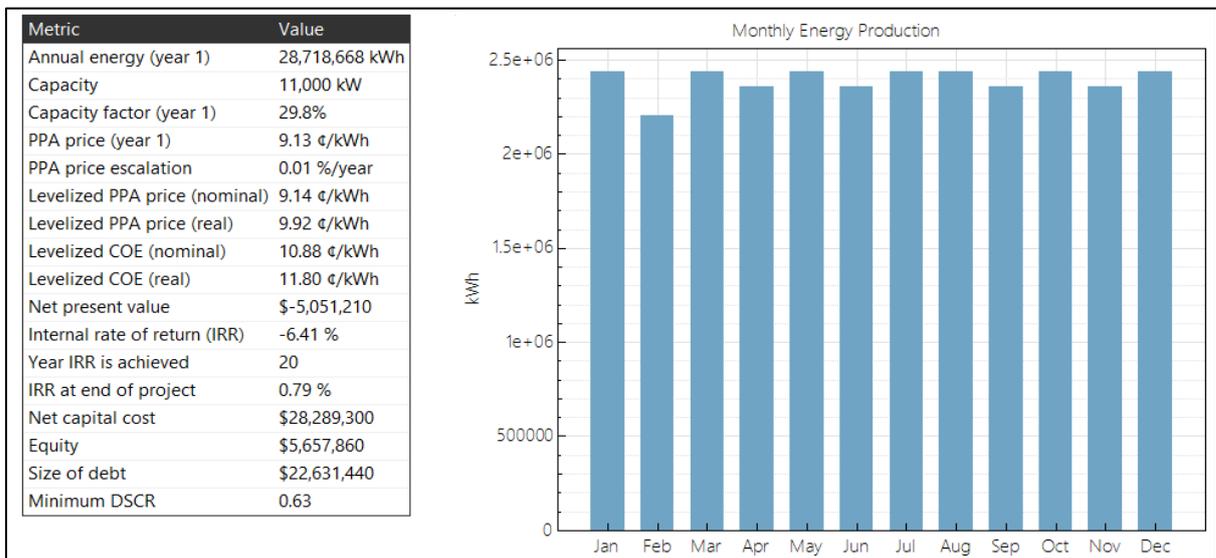


### 4.3.2 Resultado de la Propuesta del Parque Eólico

**Escenario 1 (100%).** En cuanto a la simulación de la proyección del parque eólico con una capacidad instalada de 11 MW los resultados más relevantes son los siguientes: la energía generada es de 28 718 668.00 kWh/añal con factor de capacidad del 29.8% y un costo nivelado de energía LCOE es de 0.118 \$/kWh generado como se muestra en la figura 42. Dentro de sus parámetros financieros tenemos que el VAN es de -5 051 210.00 y su tasa de retorno TIR es de -6.41% demostrando que la generación de energía no supe los costos referentes a la planta. Además, la energía anual generada solo supe el 32.80% de la demanda de la ciudad.

**Figura 42**

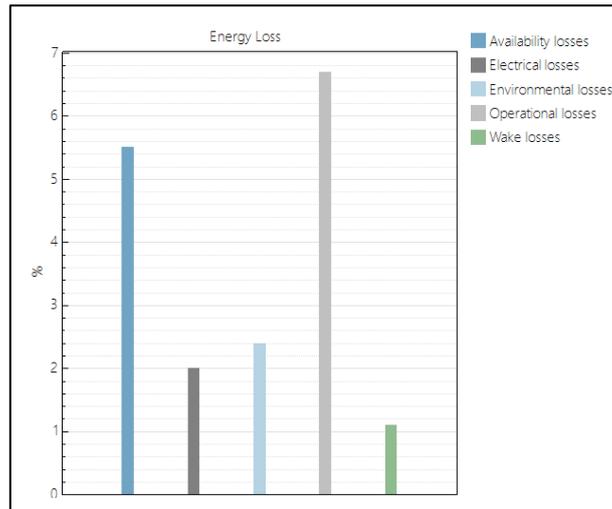
*Resultados Tecno-Económico del Parque Eólico*



En cuanto a las pérdidas del sistema, la simulación formó un diagrama dividido por cada factor. Por lo tanto, las pérdidas en la planta eólica según un orden descendente son las siguientes: por operación, disponibilidad, ambiental, eléctricas y de estela, tal como se visualiza en la figura 43.

**Figura 43**

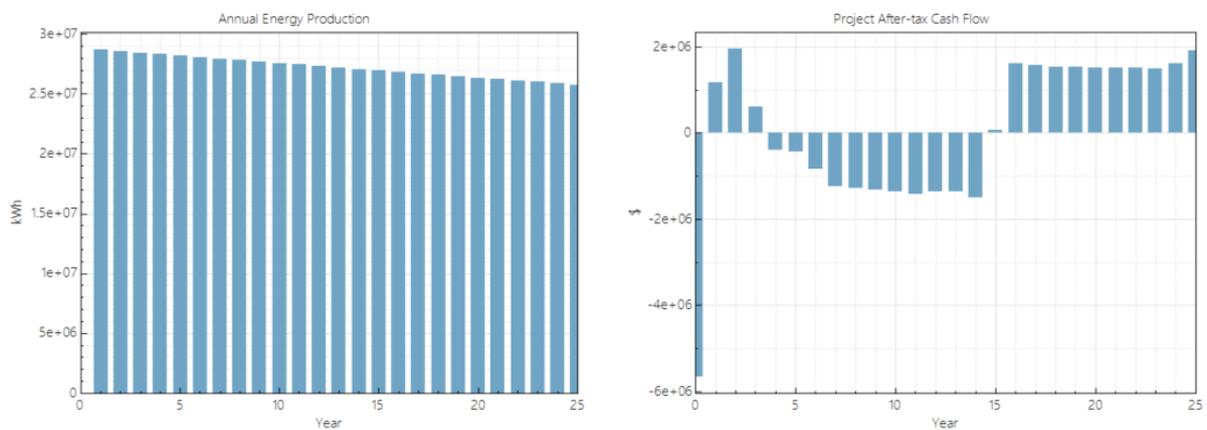
*Resultados de las Perdidas del Parque Eólico*



La electricidad generada por año desciende en función al desgaste de los instrumentos tal como se muestra en la figura 44; además, en la gráfica del flujo de caja se observa que aparte de los tres años de gracia, los flujos son negativos hasta el año 15 donde empieza la recuperación.

**Figura 44**

*Producción de Energía y Flujo de Caja*



**Escenario 2 (75%).** Para este escenario la capacidad instalada es de 8.25 MW obteniendo una generación de 21 539 002.00 kWh/anual con un factor de capacidad de 29.8%

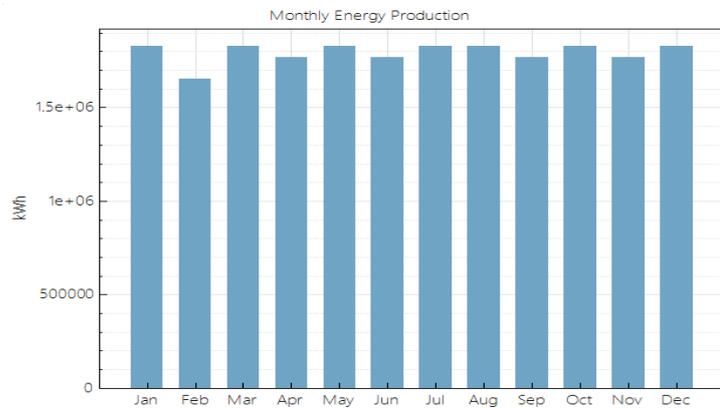
y un costo nivelado de energía LCOE de 0.118 \$/kWh, como se muestra en la figura 45.

Además, se observa que el VAN es de -3 878 710.00 y su tasa de retorno TIR es de -6.57%.

**Figura 45**

*Resultados Tecno-Económico del Parque Eólico*

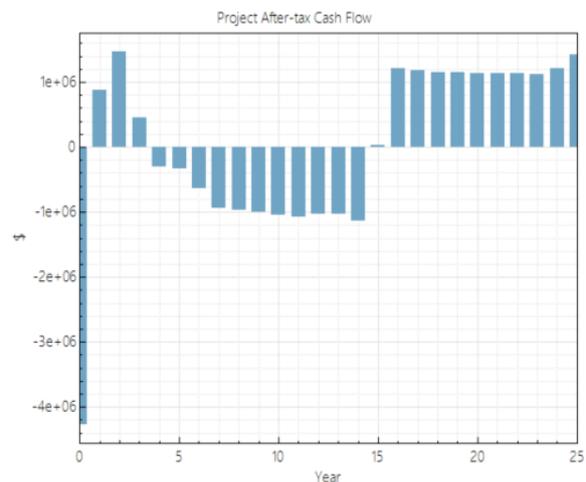
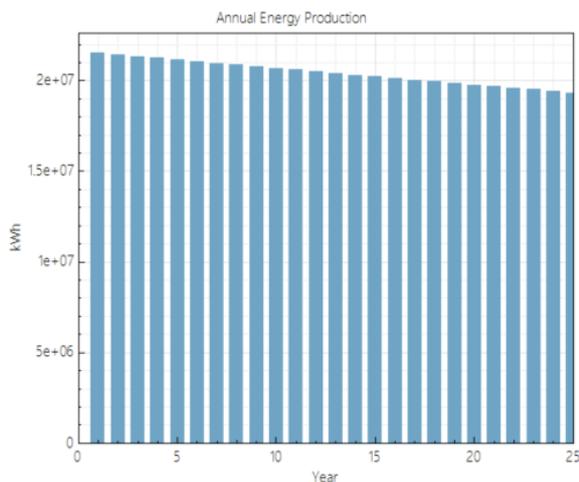
Metric	Value
Annual energy (year 1)	21,539,002 kWh
Capacity	8,250 kW
Capacity factor (year 1)	29.8%
PPA price (year 1)	9.13 ¢/kWh
PPA price escalation	0.01 %/year
Levelized PPA price (nominal)	9.14 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	9.92 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	10.92 ¢/kWh
Levelized COE (real)	11.85 ¢/kWh
Net present value	\$-3,878,710
Internal rate of return (IRR)	-6.57 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	0.67 %
Net capital cost	\$21,334,264
Equity	\$4,266,853
Size of debt	\$17,067,412
Minimum DSCR	0.62



La producción eléctrica desciende en función al desgaste de los instrumentos tal como se muestra en la figura 46, y en cuanto al flujo de caja tiene un comportamiento que muestra que gran parte del periodo es negativo debido al endeudamiento hasta el año 15 donde existe mínima recuperación.

**Figura 46**

*Producción de Energía y Flujo de Caja*

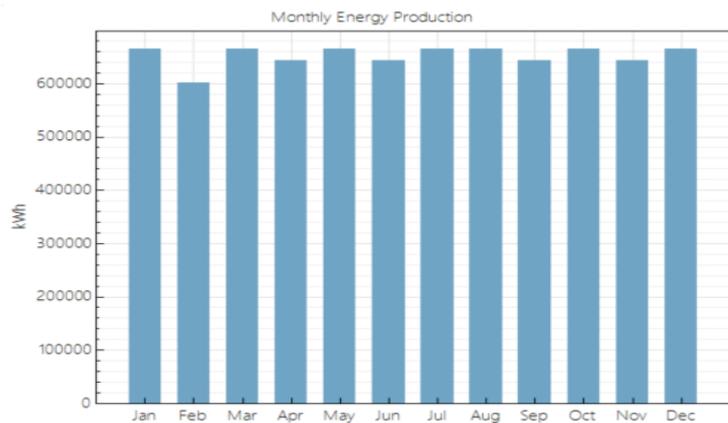


**Escenario 3 (25%).** En cuanto al presente escenario la capacidad instalada es de 3 MW obteniendo una generación de 7 832 364.00 kWh/añual y un costo nivelado de energía LCOE de 0.121 \$/kWh, como se muestra en la Figura 47. Además, se observa que en este contexto el VAN es de -1 640 302.00 y su tasa de retorno TIR es de -7.62%.

**Figura 47**

*Resultados Tecno-Económico del Parque Eólico*

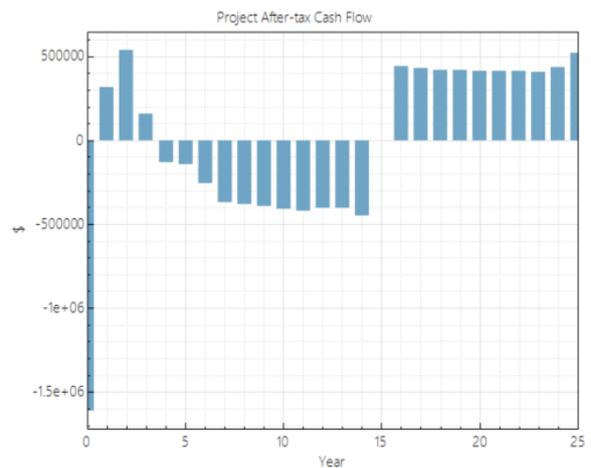
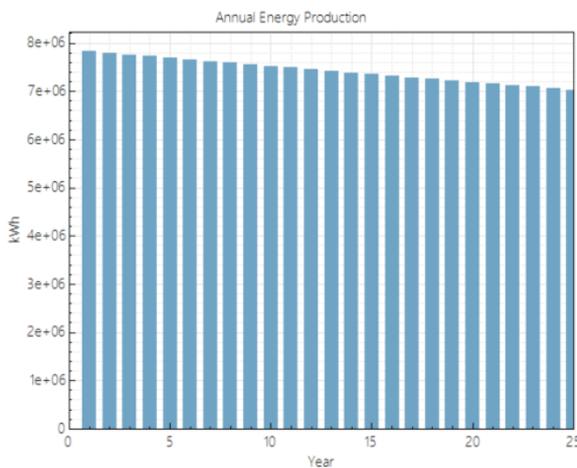
Metric	Value
Annual energy (year 1)	7,832,364 kWh
Capacity	3,000 kW
Capacity factor (year 1)	29.8%
PPA price (year 1)	9.13 ¢/kWh
PPA price escalation	0.01 %/year
Levelized PPA price (nominal)	9.14 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	9.92 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	11.21 ¢/kWh
Levelized COE (real)	12.16 ¢/kWh
Net present value	\$ -1,640,302
Internal rate of return (IRR)	-7.62 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	-0.10 %
Net capital cost	\$8,056,471
Equity	\$1,611,294
Size of debt	\$6,445,177
Minimum DSCR	0.60



Para el tercer escenario el comportamiento de la producción de energía es el mismo lo que difiere es en los valores, al igual que el flujo de caja que de igual manera presenta un retorno desde el año 16; más detalle se muestra en la Figura 48.

**Figura 48**

*Producción de Energía y Flujo de Caja*



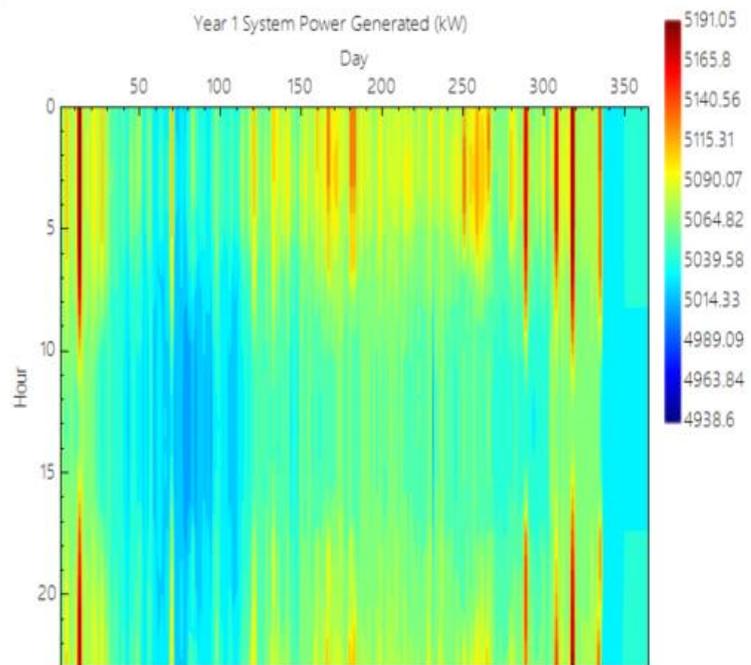
### 4.3.3 Resultado de la Propuesta de la Planta Termoeléctrica de Biomasa

La planta termoeléctrica de biomasa a partir de una potencia de 6.4 MW genero 44 256 716.00 kWh/anual con factor de capacidad del 77.9 %; con lo que suple el 50.55% de la demanda de la ciudad. Por otra parte, los parámetros financieros se sintetizan de la siguiente manera el VAN es de -33 848 508.00 y en este caso no existe tasa interna de retorno.

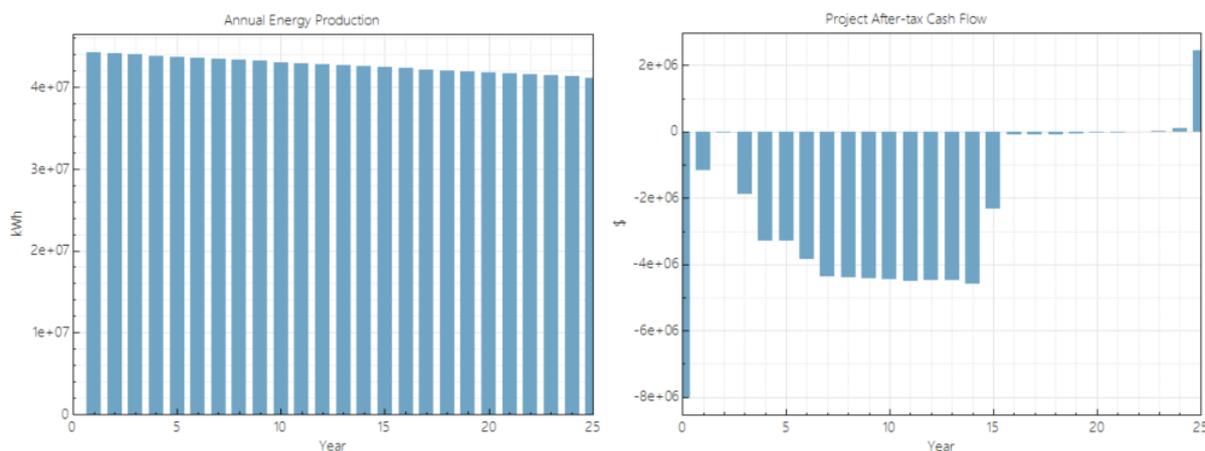
**Figura 49**

*Resultados Tecno-Económicos de la Planta Termoeléctrica de Biomasa*

Metric	Value
Annual energy (year 1)	44,259,716 kWh
Annual biomass usage (year 1)	37,266 dry tons/yr
Capacity factor (year 1)	77.9%
PPA price (year 1)	11.05 ¢/kWh
PPA price escalation	0.01 %/year
Levelized PPA price (nominal)	11.06 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	12.01 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	18.53 ¢/kWh
Levelized COE (real)	20.12 ¢/kWh
Net present value	-\$33,848,508
Internal rate of return (IRR)	NaN
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	NaN
Net capital cost	\$40,025,416
Equity	\$8,005,084
Size of debt	\$32,020,334
Minimum DSCR	-0.24



En cuestión a la producción de energía su generación es decreciente de acuerdo al desgaste de los equipos en este caso la generación inicia en 44.25 GWh y al final del periodo con 41 GWh teniendo una reducción del 7.34% en todo el periodo de análisis, como se observa en la figura 50. En cuanto el flujo de caja la inversión es muy alta y no existe recuperación; ya que solo en el año 20 hay flujo positivo.

**Figura 50***Producción de Energía y Flujo de Caja***4.2.1 Cuadros comparativos de las proyecciones cada escenario**

En la siguiente sección se muestra la comparación de los parámetros tecno-económicos más relevantes de cada planta, dentro de los tres escenarios:

A continuación, se presenta el cuadro de comparación de los parámetros tecno-económicos de cada proyecto, dentro de un escenario del 100%, relacionado a su capacidad instalada; los cuales se describen en la tabla 17.

**Tabla 17***Cuadro de Comparación de las Plantas Escenario 100% de Capacidad*

<b>Parámetros Tecno-económicos</b>	<b>Sistema Fotovoltaico</b>	<b>Parque Eólico</b>	<b>Planta Termoelectrica de Biomasa</b>
Potencia Instalada	11 MW	11 MW	6.48 MW
Energía Anual (kWh)	16 439 648.00	28 718 668.00	44 259 716.00
Factor de Capacidad	17.1%	29.8%	77.9%
Precio de Venta (\$/kWh)	0.40	0.09	0.11
LCOE (\$/kWh)	0.30	0.11	0.20
VAN (\$)	17 828 044.00	-5 051 210.00	-33 848 508.00
TIR	60.56%	-6.41%	
Costo Neto (\$)	27 304 506.00	28 289 300.00	40 025 416.00
Respaldo de Demanda	18.77%	32.80%	50.55%

En el siguiente cuadro de la Tabla 18 se expone los parámetros tecno-económicos dentro del escenario del 75% de la capacidad instalada. Para ello, se debe considerar que se ha tomado la comparación solo del sistema fotovoltaico y del parque eólico, debido a que la planta termoeléctrica de biomasa no contiene un ajuste de su capacidad.

**Tabla 18**

*Cuadro de Comparación de las Plantas Escenario 75% de Capacidad*

<b>Parámetros Tecno-económicos</b>	<b>Sistema Fotovoltaico</b>	<b>Parque Eólico</b>
Potencia Instalada	8.25 MW	8.25 MW
Energía Anual (kWh)	12 169 003.00	21 539 002.00
Factor de Capacidad	16.8%	29.8%
Precio de Venta (\$/kWh)	0.40	0.09
LCOE (\$/kWh)	0.30	0.11
VAN (\$)	12 990 376.00	-3 878 710.00
TIR	58.75%	-6.57%
Costo Neto (\$)	20 595 672.00	21 334 264.00
Abastecimiento de la Demanda	13.90%	24.60%

Finalmente, en el siguiente cuadro se expone los parámetros tecno-económicos para el escenario del 25% de potencia instalada. En este caso se muestra que a pesar de que la potencia de instalación se reduzca los parámetros económicos y financieros no mejoran para el caso de la generación por energía eólica y se debe tanto al mínimo recurso como a los costos de venta. En la Tabla 19 se muestran los valores por cada métrica; tomando en comparación al sistema fotovoltaico y al parque eólico.

**Tabla 19***Cuadro de Comparación de las Plantas Escenario 25% de Capacidad*

<b>Parámetros Tecno-económicos</b>	<b>Sistema Fotovoltaico</b>	<b>Parque Eólico</b>
Potencia Instalada	3 MW	3 MW
Energía Anual (kWh)	4 345 552.00	7 832 364.00
Factor de Capacidad	16.5%	29.8%
Precio de Venta (\$/kWh)	0.40	0.09
LCOE (\$/kWh)	0.31	0.12
VAN (\$)	4 300 982.00	-1 640 302.00
TIR	53.32%	-7.62%
Costo Neto (\$)	7 793 219.00	8 056 471.00
Abastecimiento de la Demanda	4.96%	8.94%

Por medio de la comparación se puede deducir que el sistema fotovoltaico simulado a partir de los parámetros y condiciones de operación dentro de la ciudad de Ibarra tiene factibilidad técnica y económica; lo que tiene relación con el estudio de confiabilidad de una central fotovoltaica, con el caso de estudio de la central fotovoltaica Gran Solar, donde se argumenta que las condiciones son muy favorables para la ejecución de este tipo de proyectos con índices favorables, en cuanto a la generación como lo expone Fierro & Patricio, (2019); que además, expone la probabilidad del 90% de superar las proporciones de generación, en las mismas condiciones de trabajo.

## Capítulo V

### Conclusiones y Recomendaciones

#### 5.2 Conclusiones

- El consumo eléctrico residencial de Ibarra, tiene un incremento en la tasa anual del 30% con relación a la tasa promedio analizada en el periodo de pandemia por el COVID-19, del presente estudio.
- El consumo eléctrico territorial dentro del periodo enero 2017 – diciembre 2020, determinó que las parroquias El Sagrario y San Francisco son los sectores de mayor consumo eléctrico, con una media de 2 126.44 y 2 520.46 MWh/mes respectivamente, ocupando el 63.4% de la demanda. Así mismo, dentro de este periodo de análisis el consumo medio es de 92.12 kWh/mes por hogar.
- El modelo matemático obtenido, realiza la predicción de la demanda eléctrica mensual a partir de la población de Ibarra bajo los efectos del COVID-19 con un coeficiente de correlación R-cuadrado del 0.954 y un error absoluto del 0.63%.
- Considerando los recursos energéticos y el pronóstico del consumo eléctrico realizado hasta el 2022, la planta térmica de biomasa, es la central con mayor producción de electricidad debido a su equipo de generación; puesto que, su factor de potencia es de 77.9%. Por otra parte, con la generación de las tres proyecciones tales como; fotovoltaica, eólica y de biomasa se abastece el 100% de la demanda residencial de Ibarra, en un escenario al 100% de potencia.

- De acuerdo al estudio financiero, el sistema fotovoltaico con una capacidad de 11 MW es la única central con factibilidad técnica y económica, dentro de los tres escenarios. Esto se debe a la abundancia del recurso solar, a los costos de construcción, operación y mantenimiento en el Ecuador y al precio de venta, estipulado en la REGULACIÓN No. CONELEC-004/11.
- El estudio técnico-económico del parque eólico presenta un factor de capacidad de 29.8 con una generación de 28.7 GWh; sin embargo, no tiene factibilidad económica, debido a la escasez del recurso y al tener un LCOE superior a su precio de venta, en los escenarios al 100%, 75% y 25% en base a la potencia.

### **5.3 Recomendaciones**

- Para un análisis más profundo del consumo eléctrico se recomienda incrementar información relacionada a los grupos etarios; lo que ayudaría a mejorar la categorización e identificación de los grupos de edad que tienen mayor consumo eléctrico.
- Se sugiere realizar el análisis para los sectores industriales y comerciales con el propósito de determinar los efectos en el consumo eléctrico debido al confinamiento por la pandemia y el cierre de la producción.
- Con respecto al modelado del tipo predictivo se sugiere el uso de metodologías de modelos dinámicos con el objetivo de minimizar el SSE y el RMSE para que no haya incertidumbre al ajustar el R-cuadrado.

- Con respecto a la simulación de las proyecciones se sugiere una propuesta con un mix de generación; en el cual todas las fuentes puedan suministrar energía eléctrica comportadita y en base a sistemas híbridos como solar-eólico, entre otras.
- Implementar comparación de propuestas energética, de diferentes programas como el software Homer, RETScreen, entre otras, con el fin de verificar su cercanía a la realidad y su actualización y corrección de errores como de su base de datos climática y técnica y financiera.
- Para mejorar los parámetros técnicos, económicos y financieros de la planta termoeléctrica de biomasa se recomienda abarcar los residuos de los sectores agropecuarios y urbanos de la provincia de Imbabura; aumentando su capacidad de generación.

## Referencias

- Acosta, N., & Acosta, T. (2013). *Excel 2013 aplicado al manejo de datos Primera edición en español*.
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2015). *Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con Fines de Producción Eléctrica-2015*.
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2016). *Sistematización de Datos del Sector Eléctrico*. 3–7. <http://www.regulacioneolica.gob.ec/>
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2018). *Manual para la recopilación de la información del sector eléctrico a través del sistema SISDAT (Sistematización de Datos del Sector Eléctrico)*.
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2019). Pliego Tarifario Para Las Empresas Eléctricas de Distribución - Servicio Público de Energía Eléctrica. Periodo: Enero-Diciembre 2020. *Resolución Nro. ARCONEL – 035/19, 19, 35*.
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2020). *Balance Nacional de Energía Eléctrica*. <https://www.regulacioneolica.gob.ec/balance-nacional/>
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables. (2020, September 1). *Reportes de información estadística del sector eléctrico*. Base de Datos. <http://reportes.controlrecursosyenergia.gob.ec/>
- Agencia Internacional de Energía. (2020). Electricity Market Report. In *Electricity Market Report* (Issue December). <https://doi.org/10.1787/f0aed4e6-en>
- Alcantar, L. (2014). Apuntes de Sistemas Eléctricos de Potencia. In *Instituto Tecnológico de Los Mochis-Mexico* (Issue April 2014). <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2233.6722>
- Aquino, C. R., Quispe, R. del C., & Huaman, K. M. (2020). COVID-19 y su relación con poblaciones vulnerables. *Revista Habanera de Ciencias Médicas*, 19, 1–18.
- Arenas, J. (2020). *Pronóstico de demanda de energía eléctrica de Colombia utilizando un modelo estadístico a partir de la metodología de Box-jenkins*. Fundación Universitaria Los Libertadores.
- Ayala, M. (2020). *COVID-19 Y La Transición Energética*. 9.
- Bevan, G. (2012). Renewable energy and climate change [Energías renovables y cambio

- climático]. *Significance*, 9(6), 8–12. <https://doi.org/10.1111/j.1740-9713.2012.00614.x>
- Blair, N., Diorio, N., Freeman, J., Gilman, P., Janzou, S., Neises, T. W., & Wagner, M. J. (2018). *System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5)* (Issue NREL/TP-6A20-70414, p. 19). National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf>
- Bravo, S., & Villar, F. (2020). La representación de los mayores en los medios durante la pandemia COVID-19: ¿hacia un refuerzo del edadismo? *Revista Española de Geriatria y Gerontología*, 55(5), 266–271. <https://doi.org/10.1016/j.regg.2020.06.002>
- Cahuasqui, V. (2010). *Estudio de factibilidad para la creación de un complejo vacacional en la provincia de Imbabura, cantón Ibarra, sector La Florida*. Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Campoverde, B., & Onofre, X. (2018). *Análisis predictivo de datos para el consumo de energía CNEL (Corporación Nacional de Electricidad) EP Milagro mediante redes neuronales artificiales utilizando el software Matlab* [Universidad Estatal de Milagro]. [papers2://publication/uuid/512EBCE8-D635-4348-A67D-22DD52988F4C](https://publication/uuid/512EBCE8-D635-4348-A67D-22DD52988F4C)
- Cárdenas, R. A. (2020). Demanda de electricidad residencial: Una perspectiva de regresión cuantílica. *Ensayos Revista de Economía*, 39(1), 87–114. <https://doi.org/10.29105/ensayos39.1-4>
- Carretero, A., & García, J. M. (2012). Gestión de la eficiencia energética: cálculo del consumo, indicadores y mejora. *AENORediciones*, 1–28. <https://doi.org/10.1126/science.aao4277>
- Castillo, J. (2019). Se presenta una metodología para construir e implementar , de manera práctica , modelos basados en el aprendizaje automático para resolver la complejidad de pronosticar el consumo de electricidad de un prosumidor residencial en Alemania . *Investigación Aplicada e Innovación*, 13, 90–99.
- Cerdá, E. (2018). Cambio Climático y Energía: Una visión a nivel global. *Papeles de Europa*, 31(1), 1–17. <https://doi.org/10.5209/pade.61486>
- Chicaiza, P. del R. (2019). *Las políticas de eliminación en los subsidios de los combustibles fósiles y su relación con la inflación del Ecuador* [Universidad Técnica de Ambato]. <http://repositorio.uta.edu.ec/bitstream/123456789/23899/1/T3764ig.pdf>

- Chuquimarca, R. C., Paz-Sánchez, C. E., & Romero-Ramírez, H. A. (2017). Ponostico Del Consumo Pico Para La Gestión Energética De La Universidad De Cienfuegos. *Universidad y Sociedad*, 9(2), 313–318.
- Citto, E. (2020). *Matemática avanzada para estudiantes de ingeniería* (J. Sarmiento (ed.); Universita). Universitas.
- Comite de Operaciones de Emergencia. (2020a). *Resoluciones-COE-Nacional-14-de-marzo-2020.pdf*.
- Comite de Operaciones de Emergencia. (2020b). *Resoluciones-COE-Nacional-17de-marzo-2020.pdf*.
- Comite de Operaciones de Emergencia. (2020c). *Resoluciones-COE-Nacional-19-de-marzo-2020.pdf*.
- Comite de Operaciones de Emergencia. (2020d). *Resoluciones-COE-Nacional-24-de-marzo-2020.pdf*.
- Conejo, A. J. (2007). *Instalaciones Eléctricas* (Mc Graw-Hi).
- CONELEC. (2008). Atlas solar del Ecuador. *Conelec*, 1–51. [http://www.conelec.gob.ec/archivos\\_articulo/Atlas.pdf](http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf)
- Consejo Nacional de Electricidad. (2011). *CONELEC\_004\_11\_ERNC.pdf*. CONELEC.
- Constante, J., & Palacios, E. (2014). El Recurso Solar Para Generación De Energía. In Abya-Yala (Ed.), *Universidad Politécnica Salesiana*. <http://www.dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/6791>
- Constitución de la República del Ecuador. (2008). Constitucion de la republica del ecuador 2008 norma: publicado: *Registro Oficial*, 449(20), 38. [http://02a045b.netsolhost.com/legislacion/normativa/leyes/constitucion2008.pdf%0Ahttp://www.finanzas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2012/09/NORMAS\\_CONSTITUCIONALES.pdf%0Ahttp://bivicce.corteconstitucional.gob.ec/local/File/Constitucion\\_Enmiendas\\_Inte](http://02a045b.netsolhost.com/legislacion/normativa/leyes/constitucion2008.pdf%0Ahttp://www.finanzas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2012/09/NORMAS_CONSTITUCIONALES.pdf%0Ahttp://bivicce.corteconstitucional.gob.ec/local/File/Constitucion_Enmiendas_Inte)
- Corporación Financiera Nacional. (2021, April). *Factoring para Proveedores*. Primer Piso. <https://www.cfn.fin.ec/servicio/primer-piso/>
- Corporación Nacional de Electricidad. (2020, October 22). *Atención a aplicación a subsidio*

*por tercera edad | Ecuador - Guía Oficial de Trámites y Servicios.*  
<https://www.gob.ec/cnel/tramites/atencion-aplicacion-subsidio-tercera-edad>

Cruz, J., Cardona, J., & Hernández, D. (2013). Aplicación electrónica para el ahorro de energía eléctrica utilizando una energía alternativa. *Entramado*, 9, 234–248.  
<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=265429948017>

Emelnorte. (2020). *Base de datos consumo eléctrico de Ibarra*.

Esqueda, J. J. (2002). Matlab e Interfaces Gráficas. *INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO, Universidad Autónoma de Baja California, Unidad Tijuana*, 133.

Estacio, J. (2013). Análisis de vulnerabilidad cantón San Miguel de Ibarra Documento preliminar Escuela de Ingeniería en Recursos Naturales Renovables PERFIL TERRITORIAL DEL CANTÓN IBARRA. *Análisis de Vulnerabilidad Cantón San Miguel de Ibarra*, 1, 169.  
[http://repositorio.cedia.org.ec/bitstream/123456789/848/1/Perfil territorial IBARRA.pdf](http://repositorio.cedia.org.ec/bitstream/123456789/848/1/Perfil%20territorial%20IBARRA.pdf)

Estévez, A. (2019). *Aplicación de series temporales para análisis de patrones de consumo eléctrico*. Universidad de Vigo.

Fierro, S., & Patricio, E. (2019). *Determinación de la Confiabilidad de una Central Fotovoltaica a partir de Información Histórica de Operación de sus Componentes*. Escuela Politécnica Nacional.

García, A. (2016). *Series de Fourier*.  
<http://www.sc.edu/es/sbweb/fisica3/oscilaciones/fourier/fourier.html>

García, F., Moreno, A., & Schuschny, A. (2020). Análisis de los Impactos de la Pandemia del COVID-19 sobre el Sector Energético de America Latina y el Caribe. *Olade*, 1–65.

Gil, M. (2015). *Introducción rápida a Matlab y Simulink para ciencia e ingeniería* (Díaz de Sa). <http://www.freelibros.org/programacion/introduccion-rapida-a-matlab-y-simulink-para-ciencia-e-ingenieria-manuel-gil-rodriguez.html>

Gilman, P., Dobos, A., DiOrío, N., Freeman, J., Janzou, S., & Ryberg, D. (2017). *System Advisor Model (SAM)*. March.

Giraldo, N., & Montoya, N. (2015). *Caracterización de residuos de banano (pseudotallo y hojas) mediante análisis termogravimétrico para uso potencial como biocombustible sólido*.

- Go Raymi. (n.d.). *Parroquias de Ibarra*. Retrieved February 13, 2021, from <https://www.goraymi.com/es-ec/imbabura/ibarra/mapas/parroquias-ibarra-aehev14rx>
- Godoy, A. M. (2019). *Herramienta para el análisis y la experimentación con datos cuantitativos*. Universidad de La Laguna.
- Gómez, J. (2015). *Excel - Base de Datos ( I )* (Issue I, pp. 1–33). Universidad de La Laguna. <http://www.jggomez.eu/K Informatica/3 Excel/03 Mis Temas/B BD y TD/BD I.pdf>
- Granados, R. (2016). Modelos de regresión lineal múltiple. In *Documentos de Trabajo en Economía Aplicada* (p. 60).
- Guan, D., Wang, D., Hallegatte, S., Davis, S. J., Huo, J., Li, S., Bai, Y., Lei, T., Xue, Q., Coffman, D. M., Cheng, D., Chen, P., Liang, X., Xu, B., Lu, X., Wang, S., Hubacek, K., & Gong, P. (2020). Global supply-chain effects of COVID-19 control measures. *Nature Human Behaviour*, 4(6), 577–587. <https://doi.org/10.1038/s41562-020-0896-8>
- Guerrero, A. L. del V. (2020). Representar la Integración Energética Sudamericana Frente a la Incertidumbre de la Integración Regional y la Transición energética Global. *Revista Aportes Para La Integración Latinoamericana*, 42, 1–29. <https://doi.org/https://doi.org/10.24215/24689912e025>
- Gupta, A., Madhavan, M. V., Sehgal, K., Nair, N., Mahajan, S., Sehrawat, T. S., Bikdeli, B., Ahluwalia, N., Ausiello, J. C., Wan, E. Y., Freedberg, D. E., Kirtane, A. J., Parikh, S. A., Maurer, M. S., Nordvig, A. S., Accili, D., Bathon, J. M., Mohan, S., Bauer, K. A., ... Landry, D. W. (2020). Extrapulmonary manifestations of COVID-19. *Nature Medicine*, 26(July). <https://doi.org/10.1038/s41591-020-0968-3>
- Guzowski, C., & Zabaloy, M. F. (2020, May 11). *¿Cuál es el impacto del COVID-19 sobre la transición energética de los países de la región de América Latina y el Caribe? Perspectivas a futuro – CapevLAC*. <https://capevlac.olade.org/2020/05/11/cual-es-el-impacto-del-covid-19-sobre-la-transicion-energetica-de-los-paises-de-la-region-de-america-latina-y-el-caribe-perspectivas-a-futuro/>
- Hernandez, C., & Oteyza, E. (2015). *Probabilidad y estadística*. Pearson Educacion. <https://elibro.net/es/lc/utnorte/titulos/38015>
- Herrera, S. (2016). *Metodología Para Determinar El Precio De Comercialización De La Energía Producida Por Una Central Fotovoltaica Conectada a La Red*. Universidad de

Cuenca.

Instituto Nacional de Preinversión. (2013). *Estudio de la energía de olas, corrientes y energía cinética de ríos en el Ecuador para generación eléctrica.*

International Energy Agency. (2020). Global Energy Review 2020. In *Global Energy Review 2020*. <https://doi.org/10.1787/a60abfb2-en>

Investing. (2020). *Precio del Petroleo crudo / Cotización WTI* .  
<https://es.investing.com/commodities/crude-oil>

Lac, P., Pds, C., Diana, P., León, C., Cárdenas, C., Lac, P., & Pds, C. (2020). *Lecciones del COVID-19 para una agenda de sostenibilidad en América Latina & Caribe. 14.*

López, B., & Pérez, R. (2009). *Limpieza de datos* (L. Ravelo (ed.); Feijóo).  
[https://elibro.net/es/ereader/utno\\_rte/71744?page=1](https://elibro.net/es/ereader/utno_rte/71744?page=1)

Machado, N., Lussón, A., Leysdian, L., Bonzon, J., & Escalona, O. (2015). Seguidor Solar, optimizando el aprovechamiento de la energía solar. *Solar Tracker, Optimizing Ofimprovementof the Solar Energy.*, 36(2), 190–199.  
<http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=fua&AN=111069432&lang=es&site=ehost-live>

MathWorks. (n.d.). *Ajuste curvas y superficies a datos*. Centro de Ayuda. Retrieved February 13, 2021, from <https://la.mathworks.com/help/curvefit/curvefitting-app.html>

MathWorks. (2020a). *¿Qué es la regresión lineal? - MATLAB & Simulink*.  
<https://la.mathworks.com/discovery/linear-regression.html>

MathWorks. (2020b). *Aplicación de aprendizaje de regresión*.  
<https://la.mathworks.com/help/stats/regression-learner-app.html>

MathWorks. (2020c). *Curve Fitting Toolbox - MATLAB*.  
<https://la.mathworks.com/products/curvefitting.html>

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2010). *Plan para el aprovechamiento de los recursos geotérmicos en el Ecuador* (Issue 589 2).

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2014). *Atlas bioenergético del Ecuador*.

Moreno, E. (2014). *Estudio del Potencial Eólico-Eléctrico Caso de Estudio: Huacacocha-Loja* (Issue 2) [Escuela Politecnica Nacional].

<https://books.google.com.ec/books?id=yIAzAQAAMAAJ&pg=PA130&dq=enzima+papina&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwjQ-MbzjvFPahVC7iYKHYM7A30Q6AEIQTAAH#v=onepage&q=enzima papina&f=false>

- Muela, J. C. (2019). *Modelo causal del consumo energético residencial para pronosticar la demanda*. 1–22.
- Nadler, D. W. (2019). Decision support: using machine learning through MATLAB to analyze environmental data. *Journal of Environmental Studies and Sciences*, 9(4), 419–428. <https://doi.org/10.1007/s13412-019-00558-9>
- National Renewable Energy Laboratory. (2020). *Modelo de asesor de sistemas (SAM)*. <https://sam.nrel.gov/>
- Ochoa, B. (2018). *Alcance de un modelo de generación distribuida de energías renovables integrada a la red eléctrica pública en La república Argentina*.
- Operador Nacional de Electricidad. (2020a). *El 8% de la demanda de energía eléctrica se recupera en mayo*.
- Operador Nacional de Electricidad. (2020b). *En el Ecuador la demanda de energía eléctrica de abril se reduce en un 18%*.
- Organización Mundial de la Salud. (2019). *Preguntas y respuestas sobre la enfermedad por coronavirus (COVID-19)*. Emergencias Sanitarias. <https://www.who.int/es/emergencias/diseases/novel-coronavirus-2019/advices-for-public/q-a-coronaviruses>
- Paola, C. A., De Vito, M. A., & Dirani, L. D. (2020). Electricidad y magnetismo. *Electricidad y Magnetismo*. <https://doi.org/10.35537/10915/87001>
- Parrás, D. A. (2019). *Tópicos de Excel*. 104.
- Peña, J., & Trujillo, A. (2014). *Monitorización, análisis y difusión del consumo energético eléctrico de modelo de vivienda del sector residencial de la ciudad de Riobamba*. [Escuela Superior Politécnica de Chimborazo]. <http://dspace.esPOCH.edu.ec/handle/123456789/3527>
- Pérez, J., & Gardey, A. (2008). *Definición de modelo matemático - Qué es, Significado y Concepto*. <https://definicion.de/modelo-matematico/>

- Pérez, R. (2015). Cambio climático, energía y propiedad intelectual. *Alegatos*, 90, 305–320. <http://alegatos.azc.uam.mx/index.php/ra/article/view/230/227#>
- Pilicita, A., & Cevallos, D. (2019). Innovación tecnológica de un sistema integral para monitorear el consumo eléctrico. *Ingenius*, 22, 9–16. <https://doi.org/10.17163/ings.n22.2019.01>
- Prado, E., & Castro, C. J. (2017). Energy Intensity of Ecuador and Estimate of Carbon Footprint. *Revista Universidad Y Sociedad*, 9(2), 232–236.
- Prefectura de Imbabura. (2018). *Datos Generales*. <https://www.imbabura.gob.ec/index.php/imbabura/datos-generales>
- Prefectura de Imbabura. (2019). *Plan de desarrollo y ordenamiento territorial de la provincia de Imbabura geoparque mundial de la Unesco*. <https://www.imbabura.gob.ec/index.php/actualizacion-pdot-etapas/diagnostico>
- Ramos, J. R., & Chávez, R. (2019). Consumo energético y económico de las celdas fotovoltaicas en viviendas de estrato social de clase media-alta de Victoria, Tamaulipas México. *Revista Cimexus*, 14(1), 13–31. <https://doi.org/10.33110/cimexus140101>
- Rea, F., & Caraguay, J. (2018). Análisis de datos del consumo eléctrico para mejorar la toma de decisiones utilizando inteligencia de negocios. *Universidad Técnica Del Norte*, 1–5.
- Rico, R., & Hidalgo, G. (2008). El futuro de los energéticos en la globalización. *Análisis Económico*, XXIII(54), 305–327.
- Ríos, F. (2018). Diseño de un sistema de generación termoeléctrica a partir de la cascarilla de arroz, para satisfacer la demanda energética de la empresa agroindustrias Mhil SAC, Picota – 2018. In *Universidad César Vallejo*. Universidad Cesar Vallejo.
- Rodríguez, D. (2020). *Teletrabajo, acceso a Internet y apoyo a la digitalización en el contexto del Covid-19*. 19. [https://www.thecrimson.com/article/2020/3/27/harvard-coronavirus-online-exams-academic-integrity/#.XphbHNWd\\_Yc.twitter](https://www.thecrimson.com/article/2020/3/27/harvard-coronavirus-online-exams-academic-integrity/#.XphbHNWd_Yc.twitter)
- Rojo, M., & Bonilla, D. (2020). COVID-19: La necesidad de un cambio de paradigma económico y social. *CienciAmérica*, 9(2), 77. <https://doi.org/10.33210/ca.v9i2.288>
- Romero, N. (2011). *Consumo de energía a nivel residencial en Chile y análisis de eficiencia energética en calefacción*. 167.

- Roth, A. (2019). Cambio climático y políticas públicas: un abordaje desde la teoría social del riesgo. *Prometeica - Revista de Filosofía y Ciencias*, 18, 36–46. <https://doi.org/10.24316/prometeica.v0i18.250>
- Schallenberg, J. C., Gonzalo, R., Izquierdo, P., Hernández Rodríguez, C., Unamunzaga, P., Ramón, F., Déniz, G., Díaz, M., Delia, T., Pérez, C., Martel Rodríguez, G., Pardilla, J., Vicente, F., & Ortin, S. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética* (Instituto).
- Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo. (2019). *Agendas Zonales Zonal-Norte*.
- Segovia, A., Suarez, G., Osio, J., Cappelletti, M., & Rapallini, J. A. (2019). SISTEMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA ESCALABLE. *Electrotecnia*, 5, 445–450.
- SEMC. (2007). *Atlas eólico del Ecuador*.
- The MathWorks, I. (2015). *Curve Fitting Toolbox™ User 's Guide R 2015 a*. 754.
- Tsai, C. L., Chen, W. T., & Chang, C. S. (2016). Polynomial-Fourier series model for analyzing and predicting electricity consumption in buildings. *Energy and Buildings*, 127, 301–312. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.05.083>
- Vasconcellos, D. B., Abril, I. P., Martinez, V. L., Ungaro, M. R., & Yero, D. (2018). Gestión de la calidad de la energía eléctrica. *Ingeniare*, 39(2), 62–68.
- Vélez, Á. U., Zárate, J. P., Martinez, H., & Manguashca, M. (2008). Distribución de Energía Eléctrica. *Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG*, 1–32.
- Wang, S., Guo, L., Chen, L., Liu, W., Cao, Y., Zhang, J., & Feng, L. (2020). A case report of neonatal COVID-19 infection in China. *Clinical Infectious Diseases: An Official Publication of the Infectious Diseases Society of America*, Xx Xxxx, 3–7. <https://doi.org/10.1093/cid/ciaa225>
- World Health Organization, [OMS]. (2020). Consumo en tiempos de la COVID-19: Estilos de vida sostenibles en el hogar. *Objetivos de Desarrollo Sostenible*.
- Yazid, M., Bastianudin, A., Saputra, T., Triatmojo, S., Pertiwiningrum, A., Perdana, D. A., Ebrianto, A. L., Sari, T. I., Sumatera, K., Darmanto, A., Soeparman, S., Widhiyanuriawan, D., Khaerunnisa, G., Rahmawati, I., Putri, A., Salahuddin, N. S., Gumay, M. G., Wisudawati, N., Gustiar, F., ... Rahardjo, S. (2014). Las Fuentes de Energía Renovables y su Influencia en el Cambio de La Matriz Energética. *Jurnal Teknologi Kimia Dan Industri*, 2(1), 1–7.

<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-33645547325%7B&%7DpartnerID=40%7B&%7Dmd5=5c937a0c35f8be4ce16cb392381256da%0Ahttp://jtk.unsri.ac.id/index.php/jtk/article/view/4/6%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.biortech.2008.12.046%0Ahttp://dx.doi.org/10>

Zapata, M. G. (2020). *Aplicaciones de estadística básica* (1st ed.). Universidad Nacional Agraria.

# Anexos

## Anexo 1

### Base de Datos del Consumo Eléctrico de la Zona 1 del Ecuador

FECHA	SUMINISTR.	CÓDIGO	PARROQUIA	CLIENTE	DIRECCIÓN		
13/01/2017	3294	Ordenar de A a Z		FUENTES TOBAR SEGUNDO HERIBERTO	COMUN. STA MARIANITA JUNTO ESCUELA 1 LA CAROLINA		
13/01/2017	3294	Ordenar de Z a A		CAZANOVIA PAI VICENTE OCTAVIANO	ALTO TAMBO SECTOR MINAS VIEJAS 1		NO
13/01/2017	3066	Ordenar por color		GUERRERO NAVARRO DARWIN ISTALIN	COMUNIDAD EL CRISTAL ALTO TAMBO 1		NO
13/01/2017	3066	Ordenar por color		MORETA ARMANDO EDGAR ALBERTO	COMUNIDAD EL CRISTAL ALTO TAMBO 1		NO
13/01/2017	3066	Ordenar por color		TERAN ORTEGA WILMAN JOSELO	COMUNIDAD EL CRISTAL ALTO TAMBO 1		NO
13/01/2017	2072	Ordenar por color		MORALES GUERRERO OLA CECILIA	CASERIO RIO VERDE . 1		NO
13/01/2017	2072	Ordenar por color		TAYCUS PAY RAFAEL	CASERIO RIO VERDE . 1		NO
13/01/2017	1722	Ordenar por color		PANTOJA REASCOS CARLOS ARNULFO	LITA SECTOR STA CECI LIA 1		NO
13/01/2017	1722	Ordenar por color		PLACENCIA DELIA MARIA	LITA SECTOR STA CECI LIA 1		NO
13/01/2017	1722	Ordenar por color		LEON FERNANDEZ LIDIA MARIA	LITA SECTOR STA CECI LIA 1		NO
13/01/2017	1151	Ordenar por color		PAGLACHO NAVARRETE JOSE HOMERO	CASERIO RIO VERDE VIA SAN LORENZO 1 RIO VERDE		NO
13/01/2017	1141	Ordenar por color		TAPIA MIGUEL	GUALCHAN . 1		NO
13/01/2017	1141	Ordenar por color		VENEGAS GALLEGOS MARIANA	CASERIO URBINA . 1		NO
13/01/2017	1141	Ordenar por color		GORDILLO LARA ALVARO EFREN	COMUNIDAD DE URBINA ANTES DE LA COMUNIDA 1		NO
13/01/2017	1141	Ordenar por color		TEPUD HERNANDEZ RIGOBERTO FAUSTINO	CASERIO URBINA . 1		NO
13/01/2017	1016	Ordenar por color		DELGADO ALFONSO ELEAZAR	CUAMBO . 1		NO
13/01/2017	1016	Ordenar por color		PAVON MENDEZ JORGE NERI	LA CAROLINA PALATIN . 1		NO
13/01/2017	1016	Ordenar por color		PANTOJA BEDON ELOY CAMILO	SANTA RITA . 1		NO
13/01/2017	1016	Ordenar por color		CANGAS MENDEZ WILSON FABIAN	VIA SAN LORENZO STA RITA 1 GETSEMANI		NO
13/01/2017	2224	Ordenar por color		ALMELA DE LA CRUZ DIEGO FERNANDO	SAN JUAN DE LACHAS VIA FERROCARRIL 1 JIJON Y CAAMALZO		NO
13/01/2017	2224	Ordenar por color		CUASQUI CARLOSAMA ESTHELA CRISTINA	SAN JUAN DE LACHAS PANAMERICANA NORTE 1 SAN JUAN DE LACHAS		NO
13/01/2017	25-3	Ordenar por color		BEJARANO MARIA R	LITA ANTIGUA PLANTA * 1		NO
13/01/2017	3674	Ordenar por color		TOCAGON TOCAGON SEGUNDO ROBERTO	SECTOR CAPILLAPAMBA VZP3571 VIA AL PUENTE 1 CALPAQUI ALTO		NO
13/01/2017	3661	Ordenar por color		RUAL CUASCOTA MARIA DEL CARMEN	VERTIENTE VZP-6868 CALLE PRINCIPAL 1 INTY HUAYCOPUNGO		NO
13/01/2017	3698	Ordenar por color		PERUGACHI COLTA EDISON JAVIER	CALLE PRINCIPAL 20-1800 PANAMERICANA 1 GUALACATA		NO
13/01/2017	3698	Ordenar por color		BURGA MIGUEL	CALPAQUI ALTO S/N 1		NO
13/01/2017	3698	Ordenar por color		CYAGATA ANIBRANGO RAFAEL	PRINCIPAL + ARRIBA 950-2000 PARADA DE BUS 1 CALPAQUI ALTO		NO
13/01/2017	3691	Ordenar por color		CABASCANGO AGUILAR JOSE MANUEL	CALPAQUI ALTO S/N CALLE PRINCIPAL 1 S/N CALPAQUI ALTO		NO
13/01/2017	3181	Ordenar por color		CAHUASQUI ANRANCO JOSE MANUEL	PUCARA ALTO PUCARA ALTO 1 PUCARA		NO
13/01/2017	3151	Ordenar por color		MALES ARIAS MARCELO	ARBON CALDERON VZP531 RUMITOLA 1 EUGENIO ESPEJO		NO
13/01/2017	3144	Ordenar por color		MALES AGUILAR ISNACIO	E ESPEJO LINEA FERREA 1 E. ESPEJO		NO
13/01/2017	3662	Ordenar por color		ANGULO PINEDA MARIA ANGELICA	ALTO TAMBO SECTOR LINEA FERREA 1		NO
13/01/2017	3364	Ordenar por color		NASTACUAZ PAI ADEMELIO	SECTOR LA SABALERA CUENCA DEL MIRA 1 SABALERA		NO

## Anexo 2

### Archivo de Excel con los Datos Depurados

FECHA	COD-PARR	PARROQUIAS	CLIENTE	DIRECCIÓN	CÉDULA	TENSIÓN
01/2017	10	LITA	FUENTES TOBAR SEGUNDO HERIBERTO	COMUN. STA MARIANITA JUNTO ESCUELA 1 LA CAROLINA	1000595793	BAJA
01/2017	10	LITA	MORALES GUERRERO OLA CECILIA	CASERIO RIO VERDE . 1	1000698470	BAJA
01/2017	10	LITA	TAYCUS PAY RAFAEL	CASERIO RIO VERDE . 1	1001327723	BAJA
01/2017	10	LITA	PANTOJA REASCOS CARLOS ARNULFO	LITA SECTOR STA CECI LIA 1	0401165865	BAJA
01/2017	10	LITA	PLACENCIA DELIA MARIA	LITA SECTOR STA CECI LIA 1	1000367357	BAJA
01/2017	10	LITA	LEON FERNANDEZ LIDIA MARIA	LITA SECTOR STA CECI LIA 1	1005368445	BAJA
01/2017	10	LITA	PAGLACHO NAVARRETE JOSE HOMERO	CASERIO RIO VERDE VIA SAN LORENZO 1 RIO VERDE	1001020856	BAJA
01/2017	10	LITA	TAPIA MIGUEL	CASERIO URBINA . 1	1000137517	BAJA
01/2017	10	LITA	VENEGAS GALLEGOS MARIANA	CASERIO URBINA . 1	1001093473	BAJA
01/2017	10	LITA	GORDILLO LARA ALVARO EFREN	COMUNIDAD DE URBINA ANTES DE LA COMUNIDA 1	1002521555	BAJA
01/2017	10	LITA	TEPUD HERNANDEZ RIGOBERTO FAUSTINO	CASERIO URBINA . 1	0400587838	BAJA
01/2017	10	LITA	DELGADO ALFONSO ELEAZAR	CUAMBO . 1	1000459212	BAJA
01/2017	10	LITA	PAVON MENDEZ JORGE NERI	LA CAROLINA PALATIN . 1	1001553702	BAJA
01/2017	10	LITA	PANTOJA BEDON ELOY CAMILO	SANTA RITA . 1	0400611406	BAJA
01/2017	10	LITA	CANGAS MENDEZ WILSON FABIAN	VIA SAN LORENZO STA RITA 1 GETSEMANI	1002444782	BAJA
01/2017	10	LITA	ALMELA DE LA CRUZ DIEGO FERNANDO	SAN JUAN DE LACHAS VIA FERROCARRIL 1 JIJON Y CAAMALZO	100244782	BAJA
01/2017	10	LITA	CUASQUI CARLOSAMA ESTHELA CRISTINA	SAN JUAN DE LACHAS PANAMERICANA NORTE 1 SAN JUAN DE LACHAS	1002476974	BAJA
01/2017	10	LITA	BEJARANO MARIA R	LITA ANTIGUA PLANTA * 1	1000548733	BAJA
01/2017	10	LITA	YEPEZ YEPEZ CLEMENTE NICANOR	COMUNIDAD GUALLUPE S ECTOR TANQUE DE AGUA 1	1000628907	BAJA
01/2017	10	LITA	MINDA TORRES CALIXTO VENANCIO	GETSEMANI COMUNIDAD 1	1001181971	BAJA
01/2017	10	LITA	CHAVEZ AYALA LUZ MARIA	GETSEMANI ALTO NI 1	1000848869	BAJA
01/2017	10	LITA	CHAVEZ AYALA MANUEL FRANCISCO	GETSEMANI ALTO NI 1	1000771194	BAJA
01/2017	10	LITA	ROSETO PUETATE SEGUNDO RUPERTINO	GETSEMANI VIA SAN LORENZO 1 LITA	1000797686	BAJA
01/2017	10	LITA	HERRERA CRISTOBAL FERNANDO	MUNDO NUEVO . 1	1000941078	BAJA
01/2017	10	LITA	IPANA IPALES JOSE FELIPE	MUNDO NUEVO . 1	1002306379	BAJA
01/2017	10	LITA	ENRIQUEZ MARCO IVAN	MUNDO NUEVO . 1	1001536380	BAJA
01/2017	10	LITA	ENRIQUE JOSE MIGUEL	MUNDO NUEVO . 1	1001191461	BAJA
01/2017	10	LITA	BRADANCO GOMEZ ADRIANA IPATIA	LITA SECTOR LA REDCANANA 1 JUNTO LINEA FERREA	1001536380	BAJA
01/2017	10	LITA	FRANCO DELACRUZ NARCISA DE JESUS	GUALLUPE PLAZA CENTRO 1	1001536380	BAJA
01/2017	10	LITA	JUNTA ADME AGUA POTABLE GUALCHAN	GUALCHAN JUNTO HOLESIA 1 GUALCHAN	1000823902	BAJA
01/2017	10	LITA	BENIGNOS GUARANAY LUIS ERNESTO	EL LIMONAL PANAMERICANA NORTE 1 EL LIMONAL	1001646760	BAJA
01/2017	10	LITA	MARCILLO GUATARILLA LUIS ALFREDO	3ER PASO VIA GUALLUPE 1 3ER PASO	1002656070	BAJA
01/2017	10	LITA	ARCE MORALES JOSE HUMBERTO	COMUNIDAD DEL PALMAR . 1	1001875861	BAJA

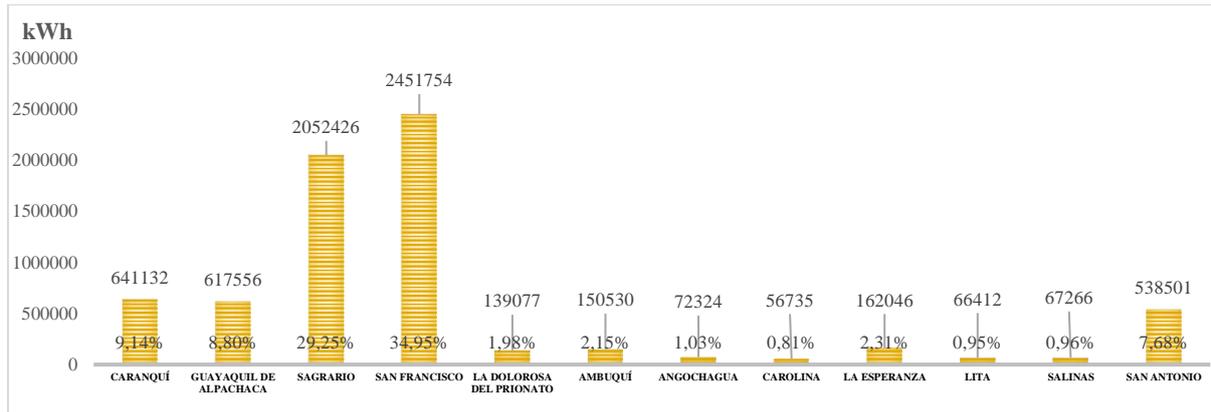
## Anexo 3

### Tabla de la Cuantificación de Los Datos

PARROQUIAS	ABONADOS TOTALES	TARIFA RESIDENCIAL		TERCERA EDAD	PORCENTAJE EN BASE AL TOTAL	RESIDENCIA L TOTAL	PORCENTAJE EN FUNCIÓN DEL TOTAL	TIPO DE MEDIDOR			CONSUMO RESIDENCIAL [kWh]	ABONADOS CON DISCAPACIDAD	PORCENTAJE EN BASE AL TOTAL	ABONADOS CON TIN COCINA	PORCENTAJE EN BASE AL TOTAL	
		RESIDENCIAL RESIDENCIAL_PEC	RESIDENCIAL					MONOFASICO	BIFASICO	TRIFASICO SIN MEDIDOR						
CARANQUI	4955	5205	560	410	7.11%	5765	82.89%	2097	3592	69	7	641132	56	0.97%	440	7.63%
GUAYAQUIL DE ALPACHACA	7418	4729	574	606	11.43%	5303	71.49%	2716	2503	78	6	617556	62	1.17%	504	9.50%
SAGRADO	24076	16439	1330	1083	9.47%	17769	73.80%	5936	11640	169	24	2052426	166	0.93%	1002	5.64%
SAN FRANCISCO	24834	17666	1641	1083	8.73%	19307	77.74%	6687	12343	119	28	2451754	185	0.96%	1253	6.48%
LA DOLOROSA DEL PRIONATO	1608	1334	84	100	7.05%	1418	88.18%	331	13077	39	1	139077	13	0.92%	73	5.15%
AMBUQUE	2862	1786	89	139	7.41%	1875	70.44%	1596	248	29	2	150530	10	0.53%	74	3.95%
ANGOCHAGUA	1674	1320	13	163	12.23%	1335	79.63%	1156	169	7	1	72324	0	0.00%	11	0.83%
CAROLINA	1188	977	62	132	12.70%	1039	87.61%	940	90	9	0	56735	6	0.58%	55	5.29%
LA ESPERANZA	2543	1983	78	144	6.99%	2061	81.05%	1023	987	51	0	162046	20	0.97%	62	3.01%
LITA	1280	1064	25	65	5.97%	1089	86.43%	955	123	11	0	66412	8	0.73%	20	1.84%
SALINAS	990	558	76	45	7.10%	634	64.04%	485	142	7	0	67266	8	1.26%	71	11.20%
SAN ANTONIO	8611	4674	582	570	10.84%	5256	61.04%	3195	2010	46	5	538501	50	0.95%	512	9.74%
<b>TOTAL</b>	<b>83819</b>	<b>57735</b>	<b>5114</b>	<b>5740</b>		<b>62849</b>	<b>74.98%</b>	<b>27117</b>	<b>34894</b>	<b>734</b>	<b>104</b>	<b>7015759</b>	<b>584</b>		<b>4075</b>	
<b>POERCENTAJES</b>																
CARANQUI	9.0%	11.0%	7.14%	9.17%		9.17%		36.37%	62.31%	1.20%	0.12%	9.54%	9.59%		10.80%	
GUAYAQUIL DE ALPACHACA	8.2%	11.2%	10.56%	8.44%		8.44%		51.22%	47.20%	1.47%	0.11%	8.80%	10.62%		12.37%	
SAGRADO	28.5%	26.0%	29.32%	28.27%		28.27%		33.41%	65.51%	0.95%	0.14%	29.25%	28.42%		24.59%	
SAN FRANCISCO	32.1%	32.1%	29.32%	30.72%		30.72%		34.64%	63.93%	1.13%	0.30%	34.95%	31.68%		30.70%	
LA DOLOROSA DEL PRIONATO	2.3%	1.6%	1.74%	2.26%		2.26%		23.34%	73.84%	2.75%	0.07%	1.98%	2.23%		1.79%	
AMBUQUE	3.1%	1.7%	2.42%	2.98%		2.98%		85.12%	13.23%	1.55%	0.11%	2.15%	1.11%		1.82%	
ANGOCHAGUA	2.3%	0.3%	2.84%	2.12%		2.12%		86.72%	22.68%	0.53%	0.08%	1.03%	0.00%		0.27%	
CAROLINA	1.7%	1.2%	2.30%	1.65%		1.65%		90.47%	8.66%	0.87%	0.00%	0.81%	1.03%		1.55%	
LA ESPERANZA	3.4%	1.5%	2.51%	3.28%		3.28%		49.64%	47.89%	2.47%	0.00%	2.31%	3.42%		1.52%	
LITA	1.8%	0.3%	1.13%	1.73%		1.73%		87.70%	11.29%	1.01%	0.00%	0.95%	1.37%		0.40%	
SALINAS	1.0%	1.5%	0.78%	1.01%		1.01%		76.50%	22.40%	1.10%	0.00%	0.96%	1.37%		1.74%	
SAN ANTONIO	8.1%	11.4%	9.93%	8.36%		8.36%		60.79%	38.24%	0.88%	0.10%	7.68%	8.56%		12.56%	

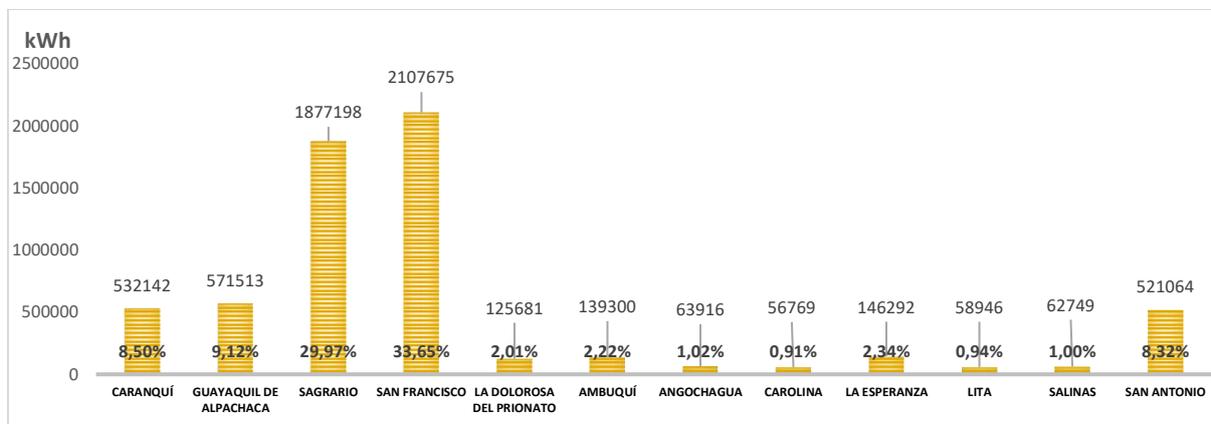
## Anexo 4

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquia Enero 2017



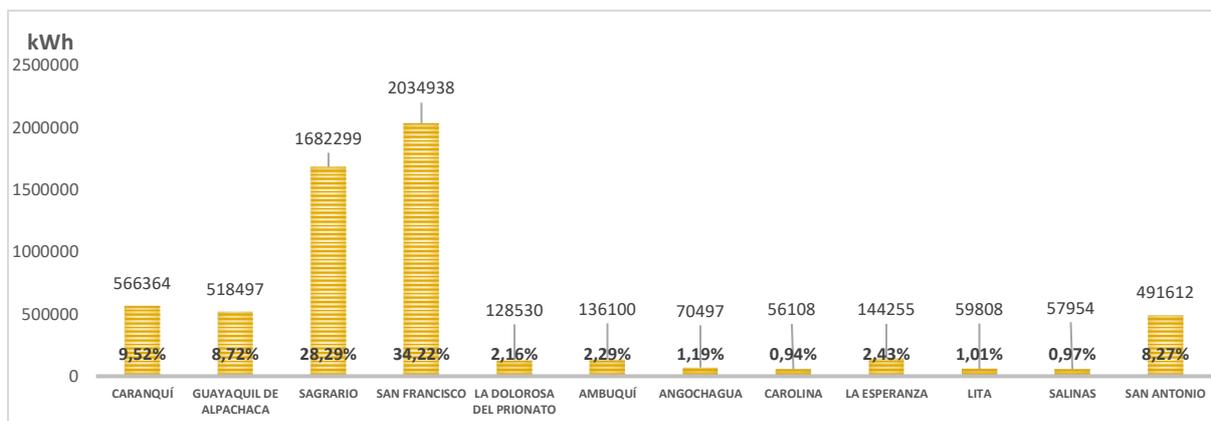
## Anexo 5

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Febrero 2017



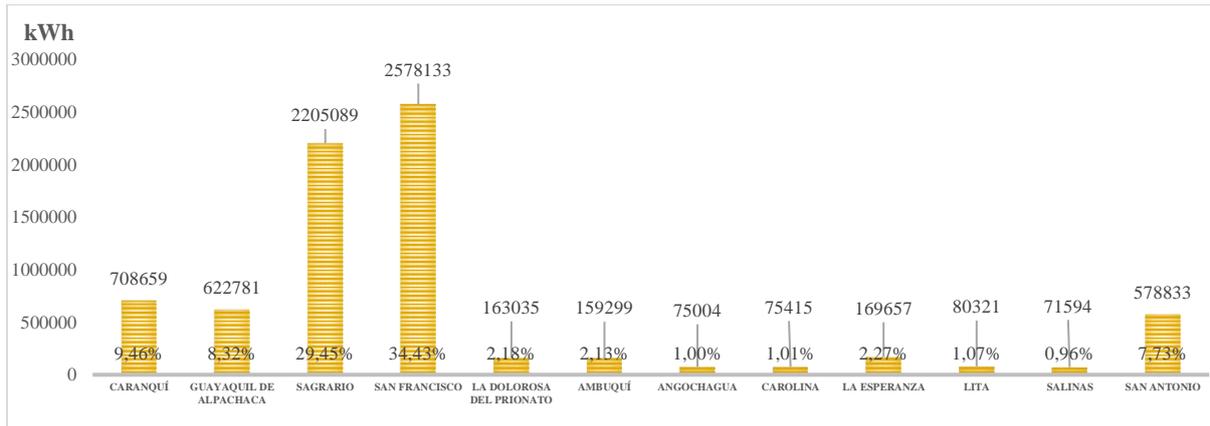
## Anexo 6

### Consumo Eléctrico Residenciales por Parroquias Marzo 2017



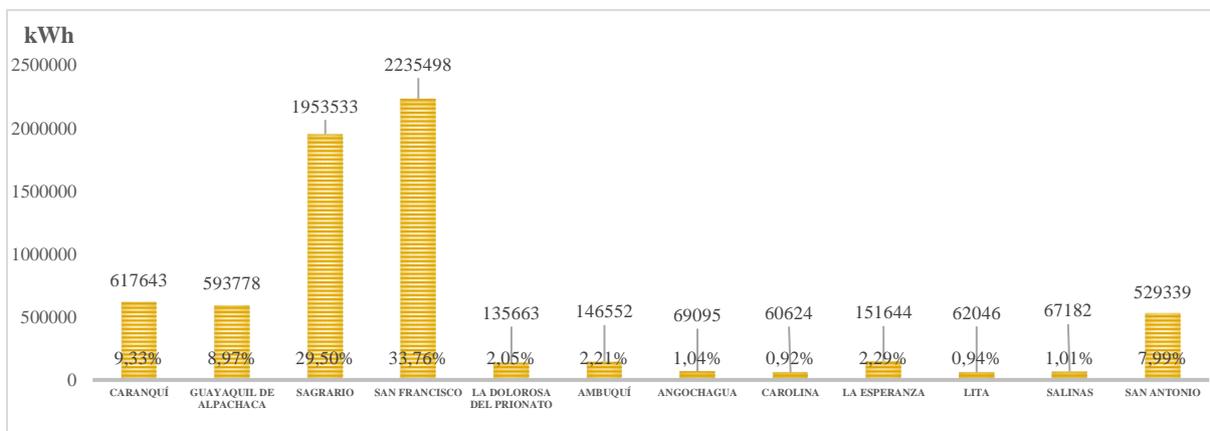
## Anexo 7

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Abril 2017



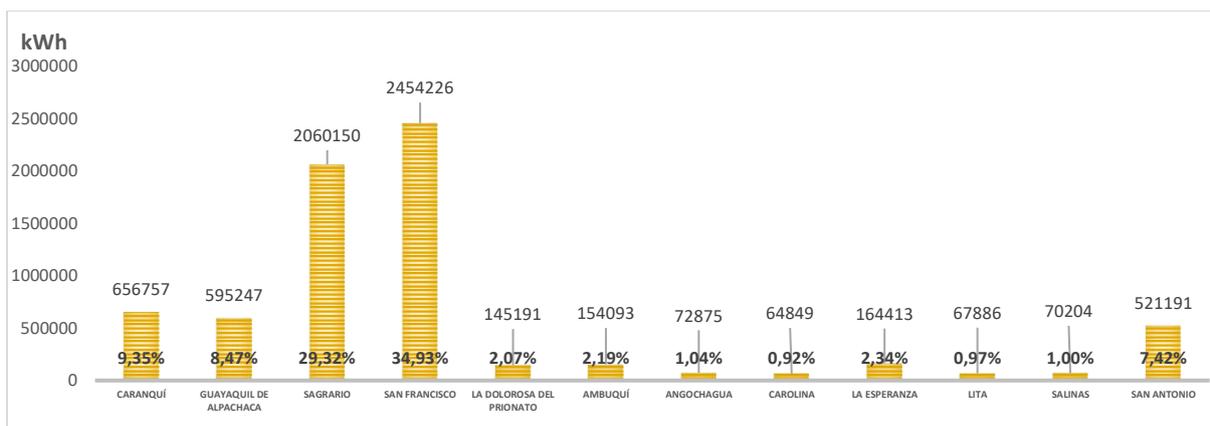
## Anexo 8

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Mayo 2017



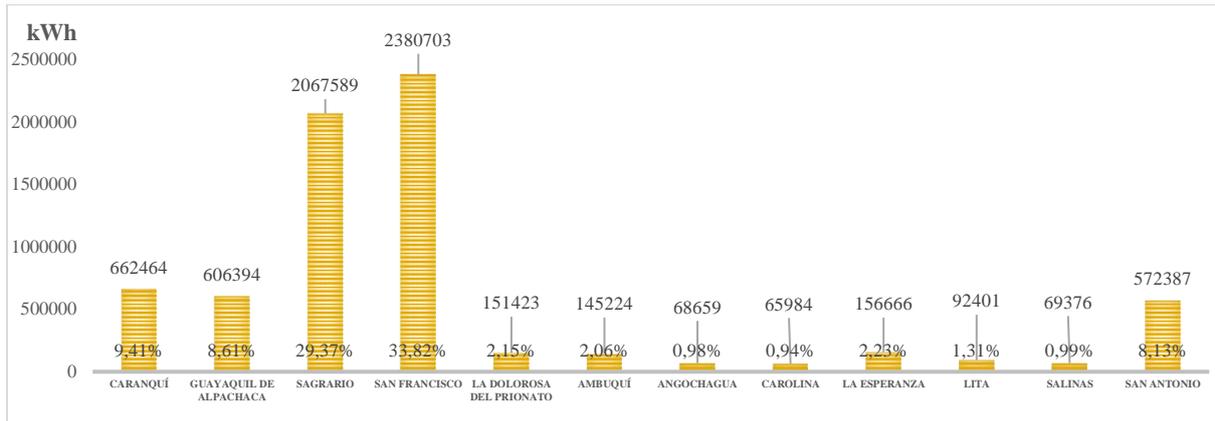
## Anexo 9

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Junio 2017



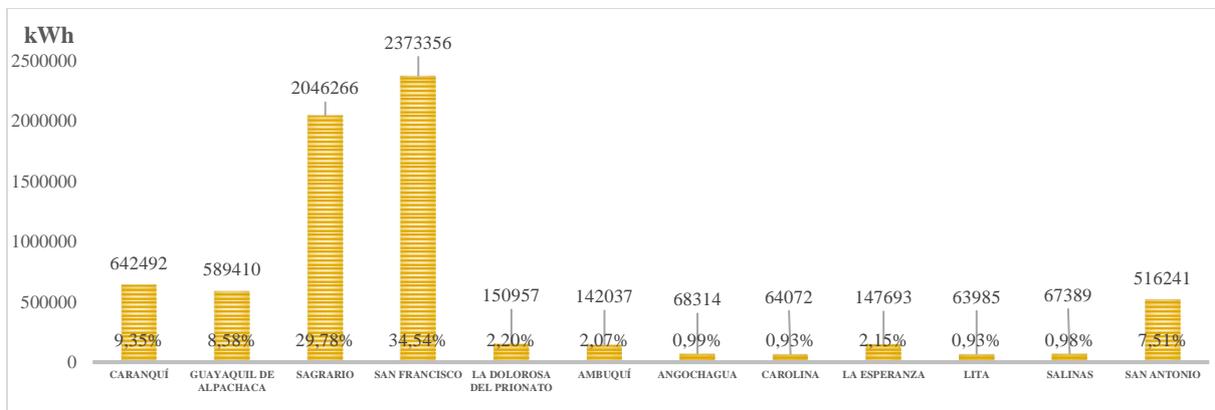
## Anexo 10

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Julio 2017



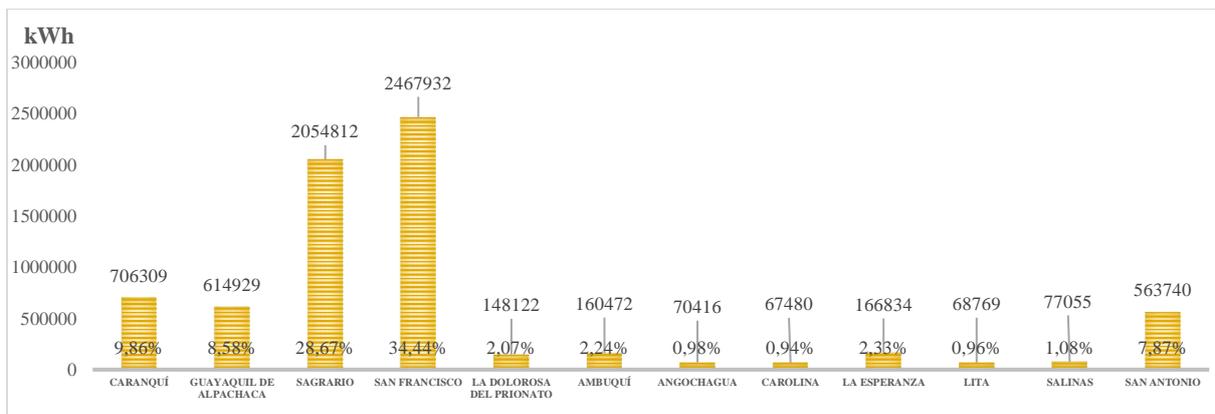
## Anexo 11

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Agosto 2017



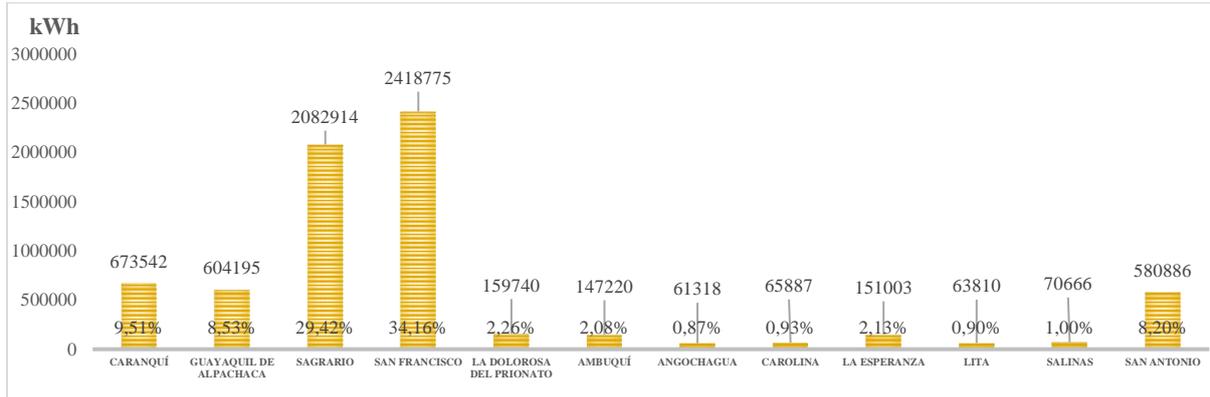
## Anexo 12

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Septiembre 2017



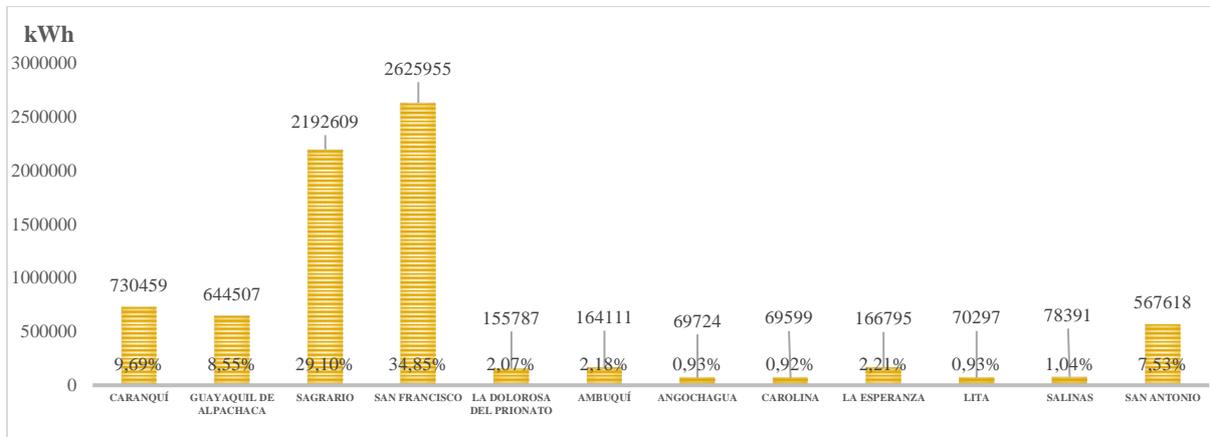
### Anexo 13

#### Consumo Eléctrico Residencial por Octubre 2017



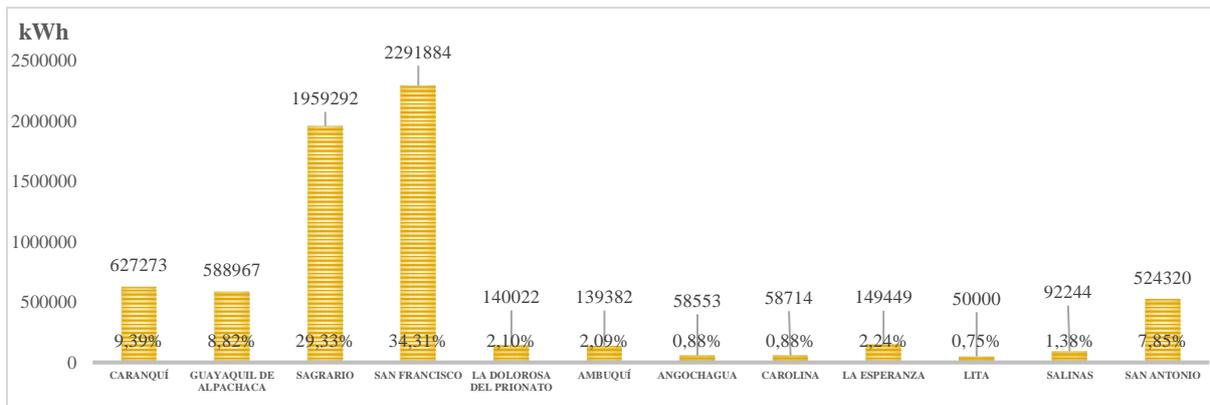
### Anexo 14

#### Consumo Eléctrico Residencial por Noviembre 2017



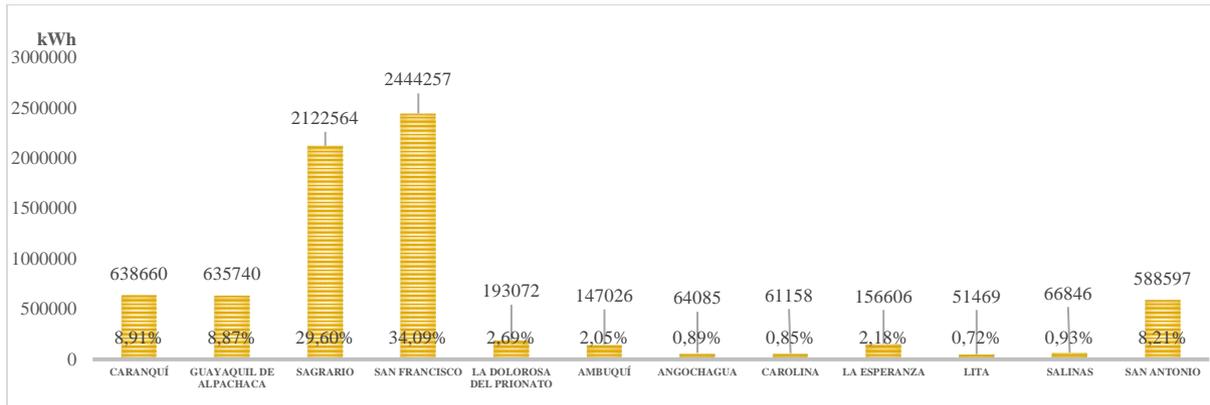
### Anexo 15

#### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Diciembre 2017



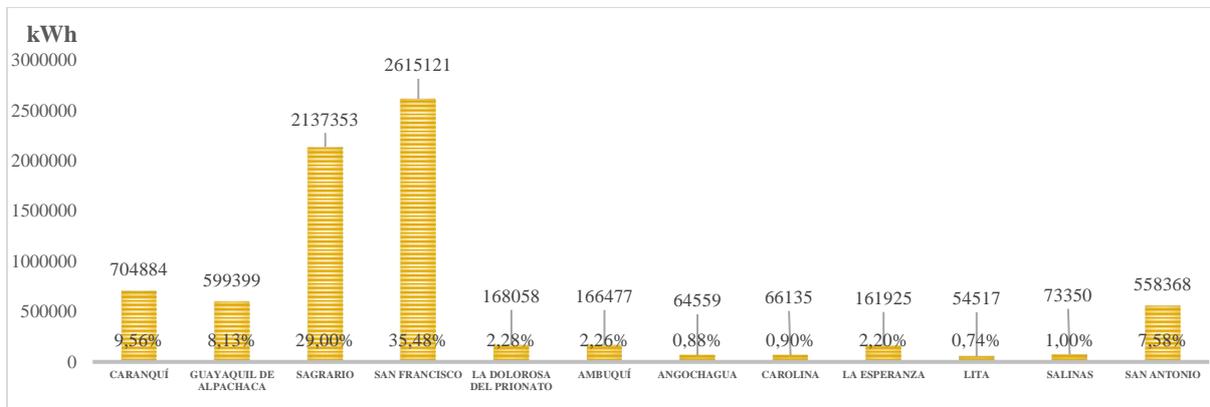
## Anexo 16

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Enero 2018



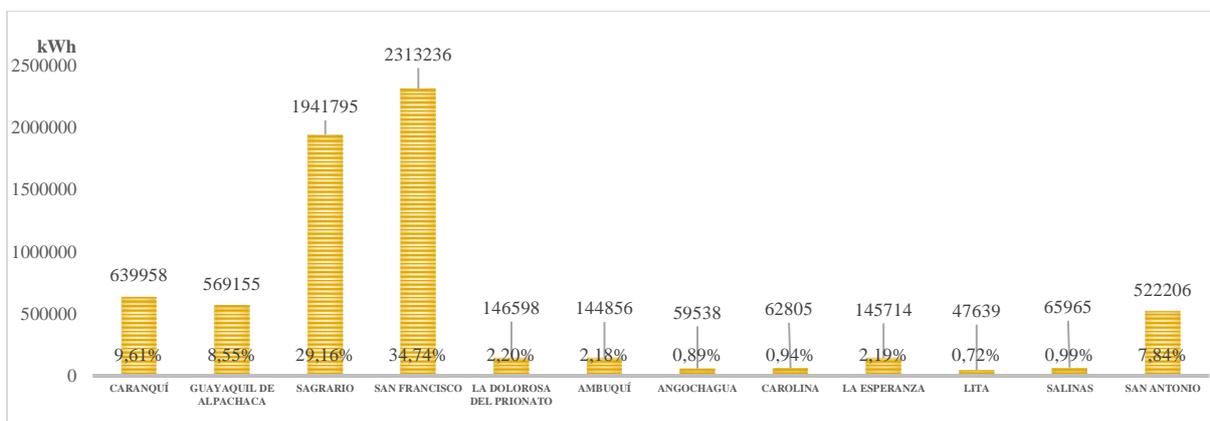
## Anexo 17

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Febrero 2018



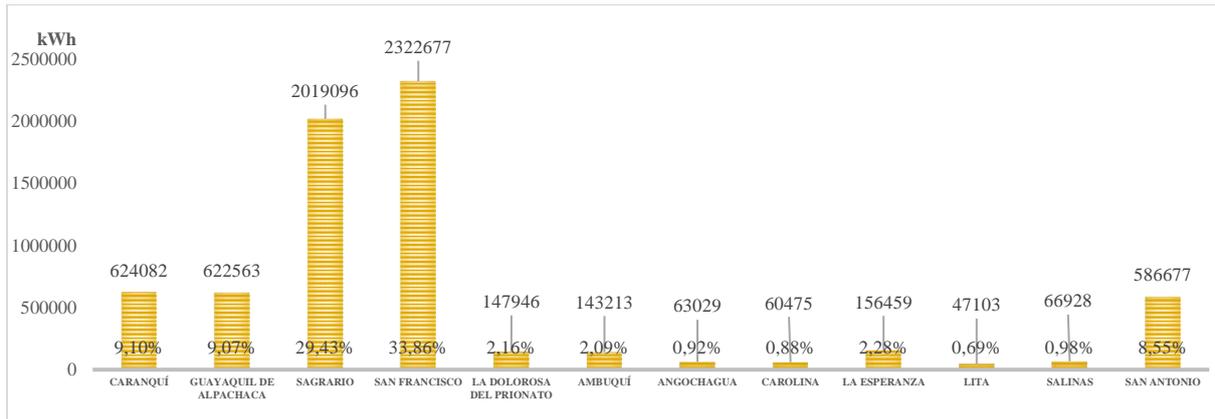
## Anexo 18

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Marzo 2018



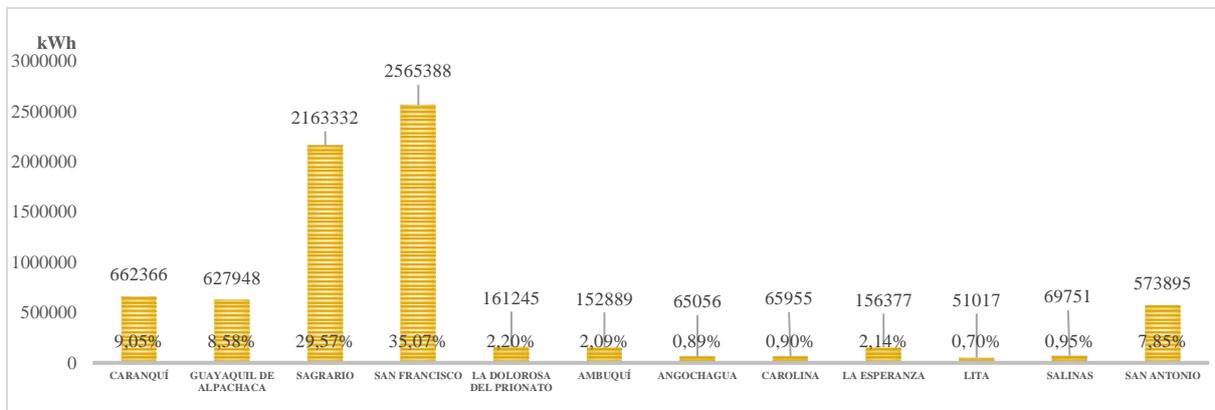
## Anexo 19

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Abril 2018



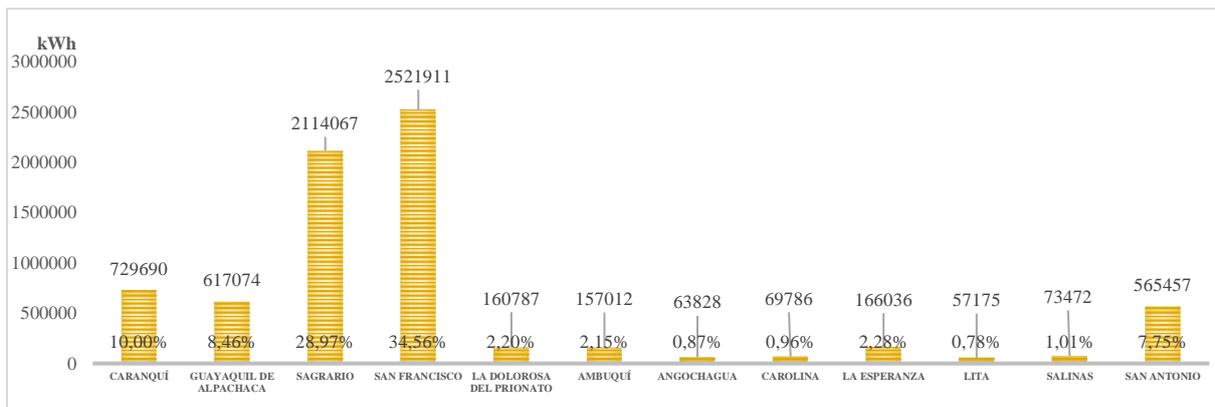
## Anexo 20

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Mayo 2018



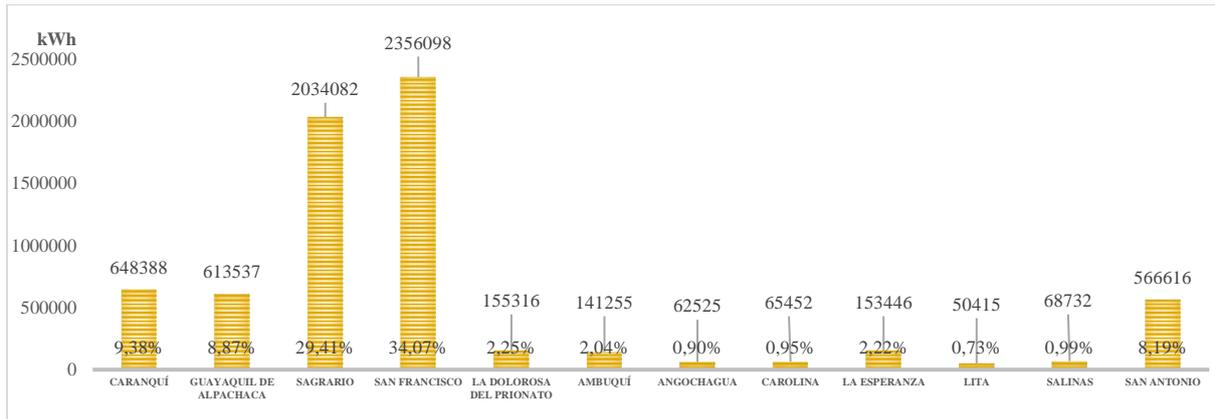
## Anexo 21

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Junio 2018



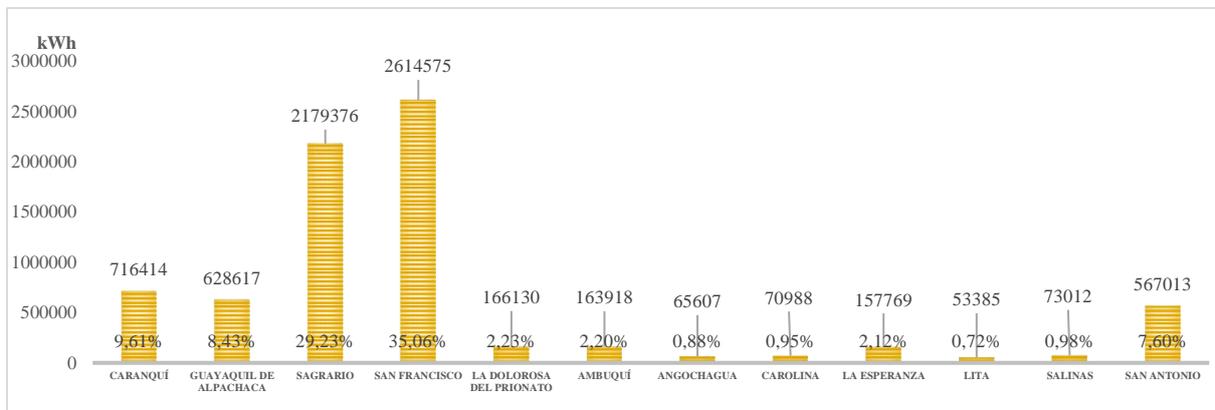
## Anexo 22

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Julio 2018



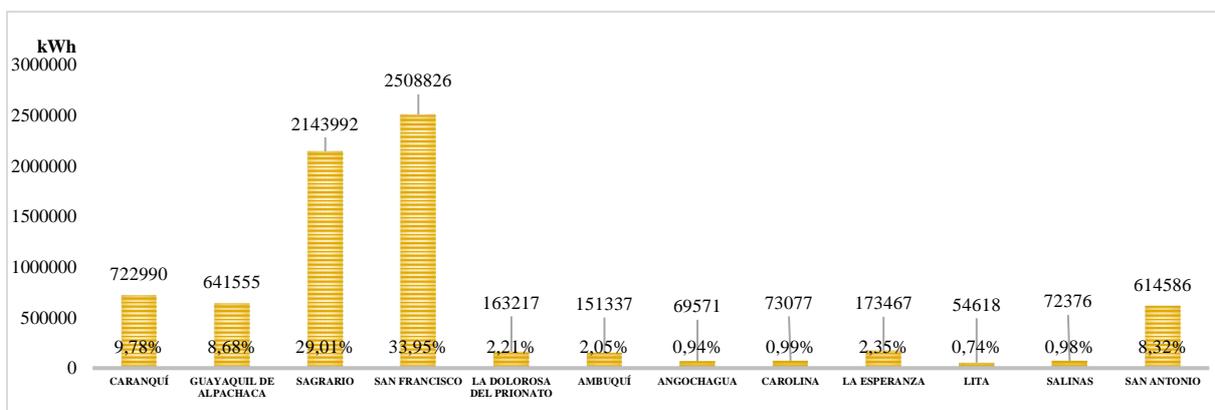
## Anexo 23

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Agosto 2018



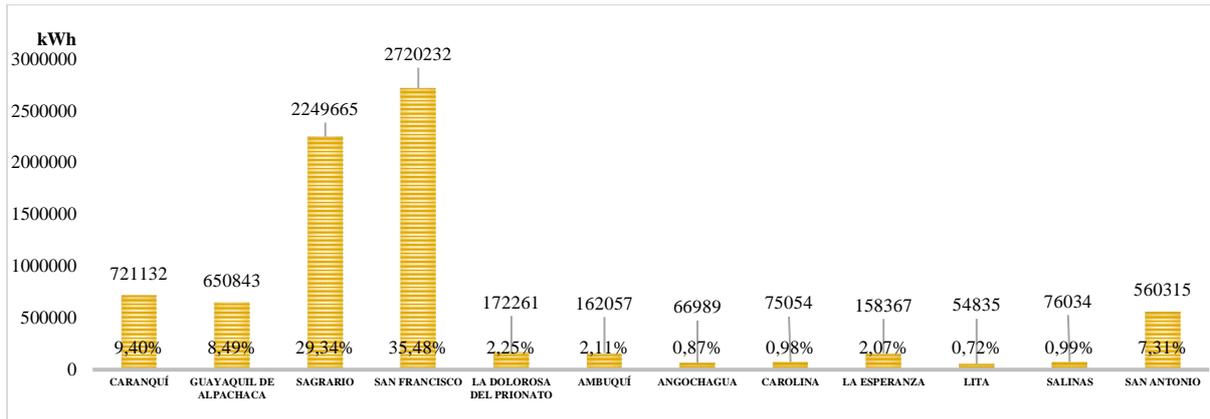
## Anexo 24

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Septiembre 2018



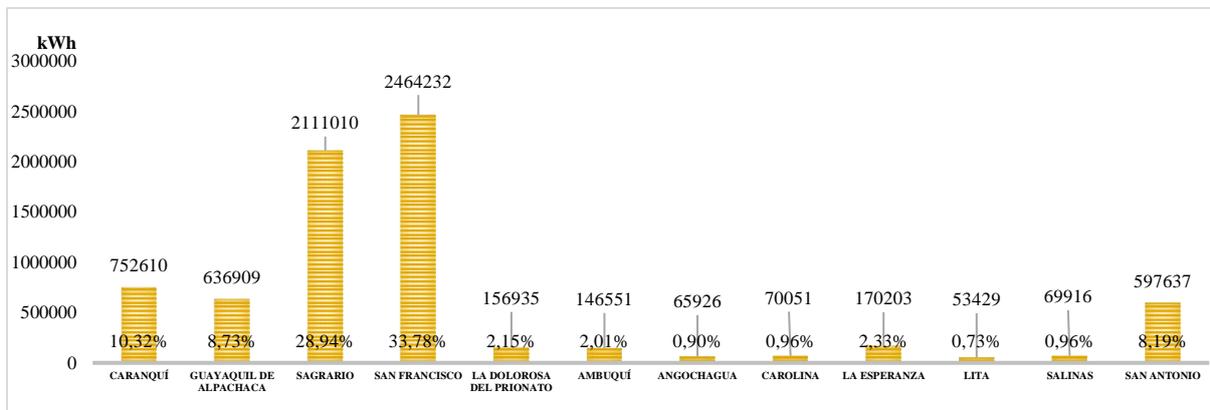
## Anexo 25

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Octubre 2018



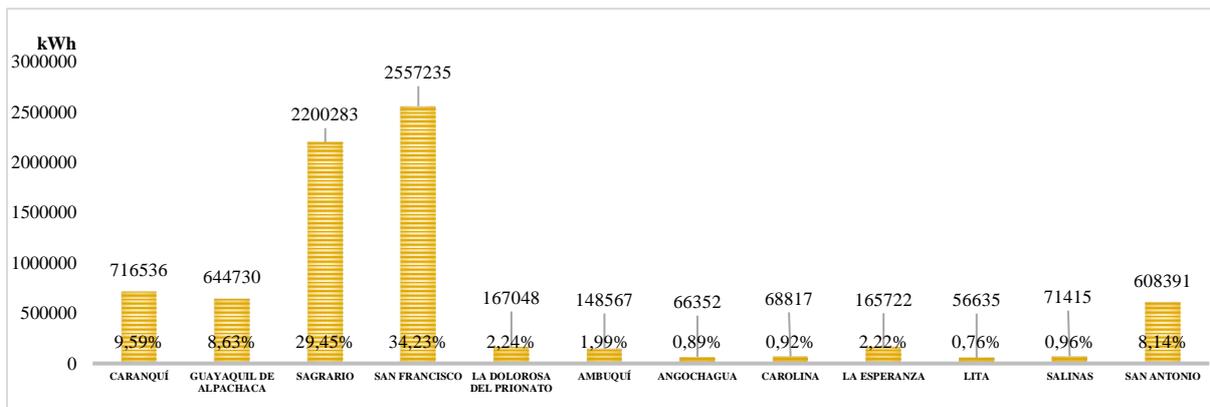
## Anexo 26

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Noviembre 2018



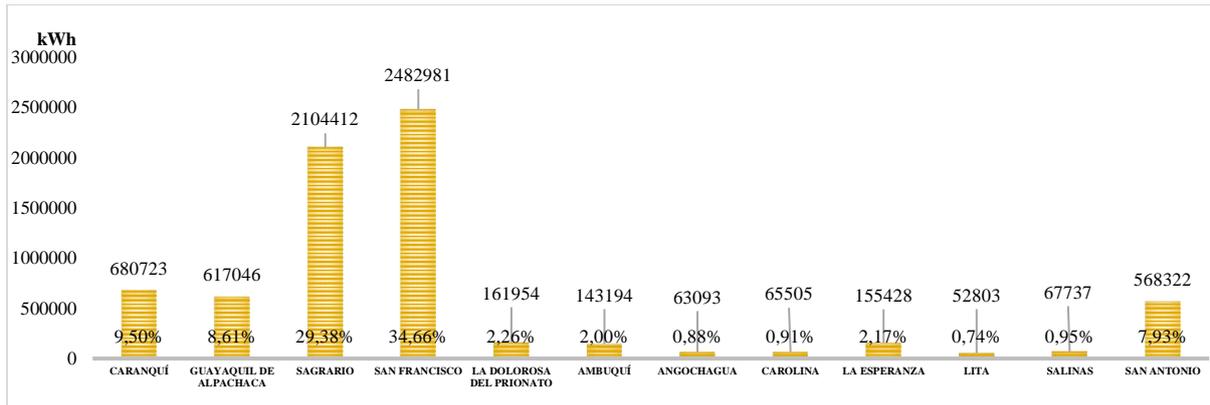
## Anexo 27

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Diciembre 2018



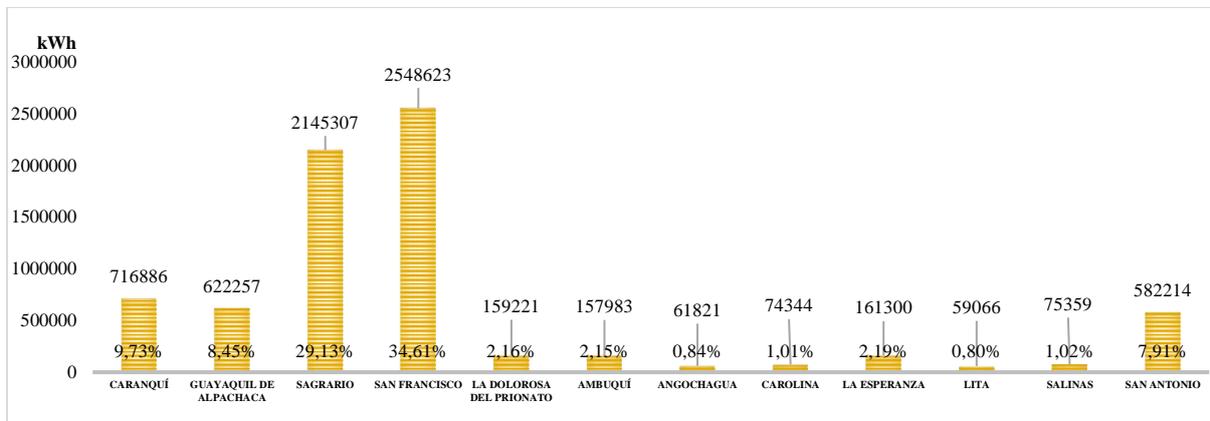
## Anexo 28

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Enero 2019



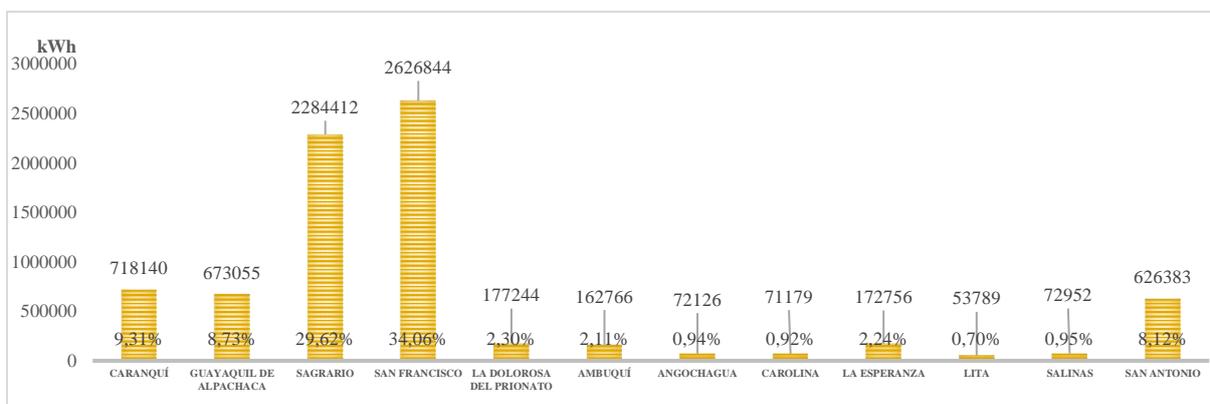
## Anexo 29

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Febrero 2019



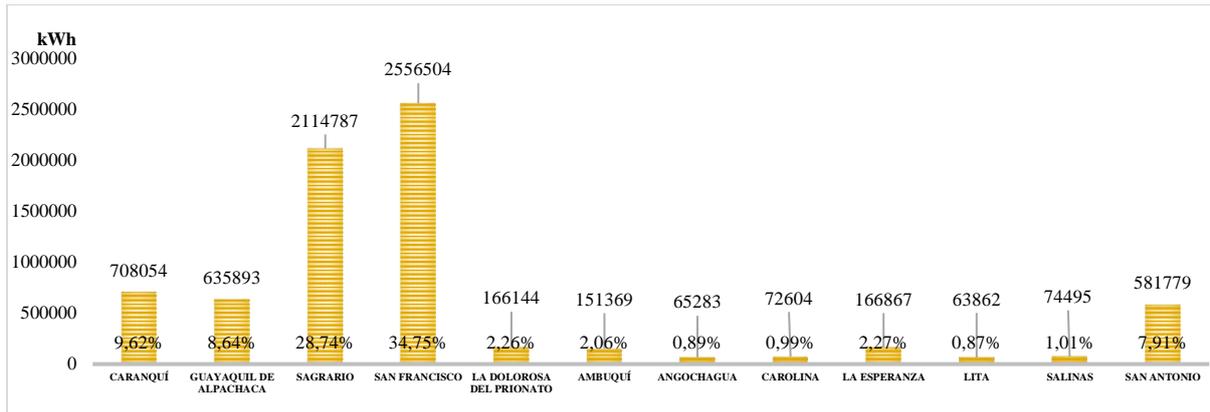
## Anexo 30

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Marzo 2019



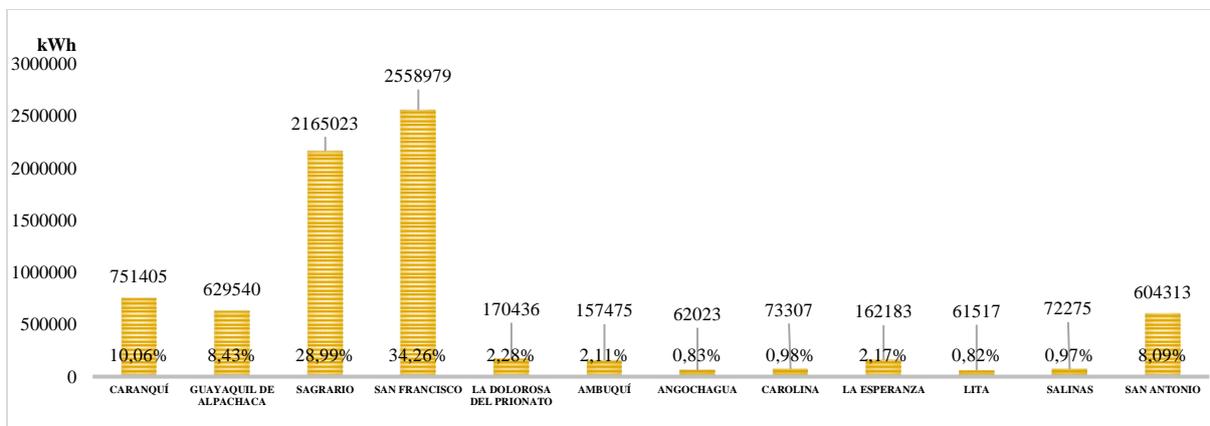
### Anexo 31

Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Abril 2019



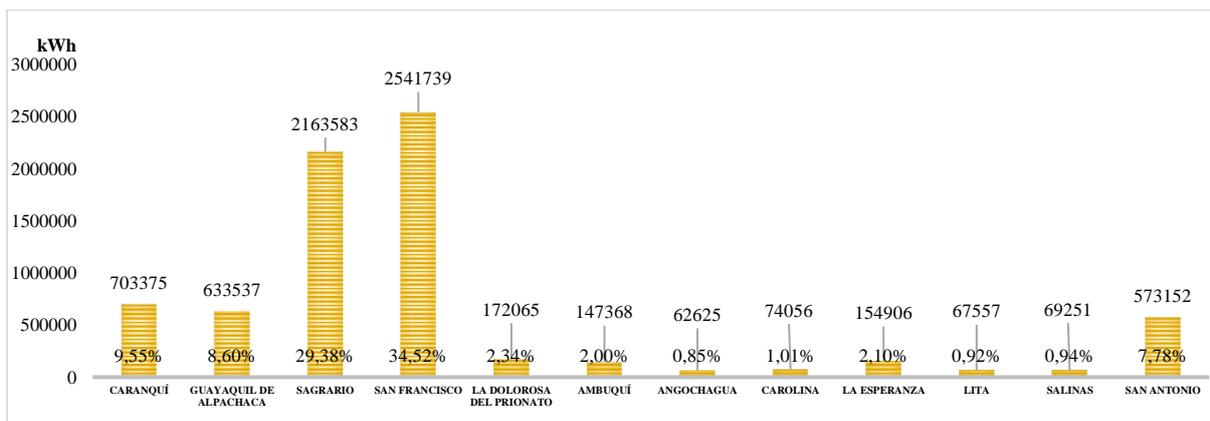
### Anexo 32

Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Mayo 2019



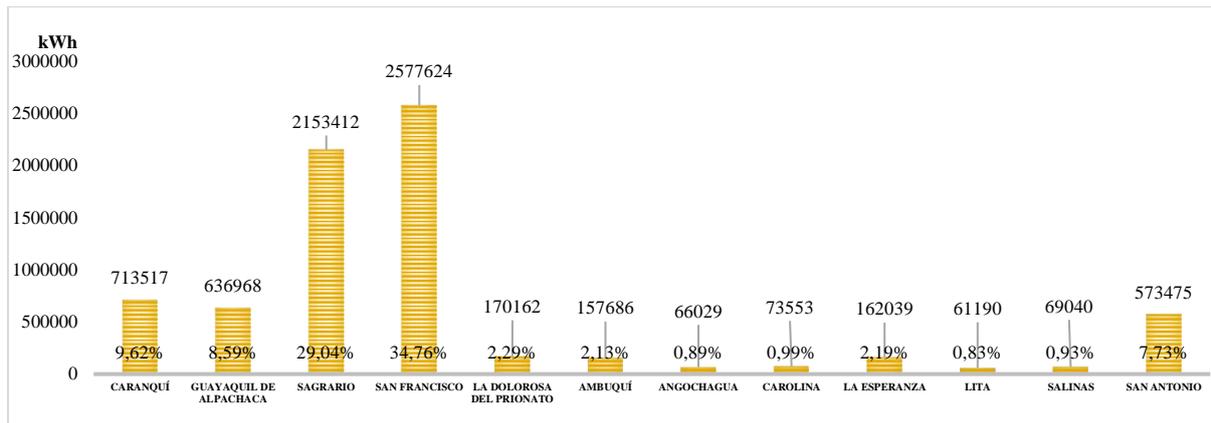
### Anexo 33

Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Junio 2019



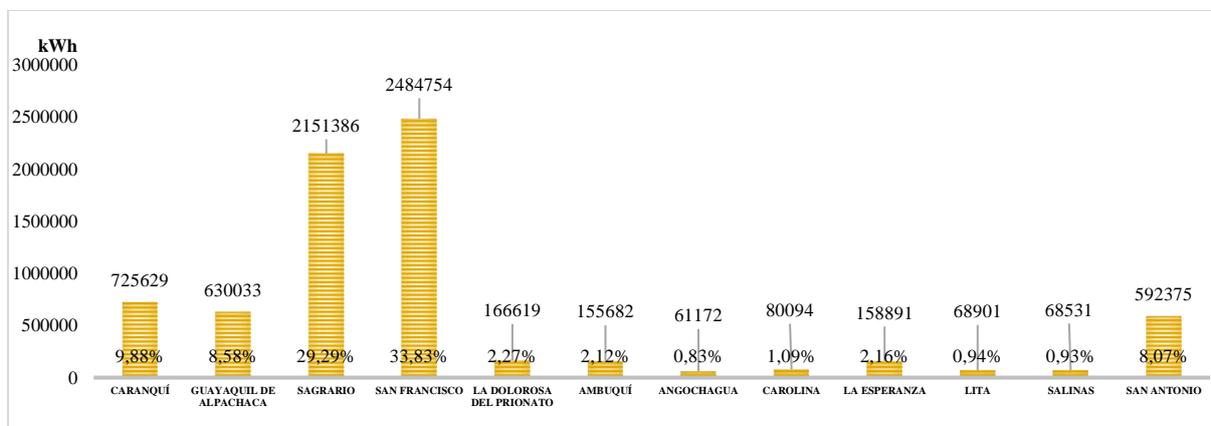
## Anexo 34

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Julio 2019



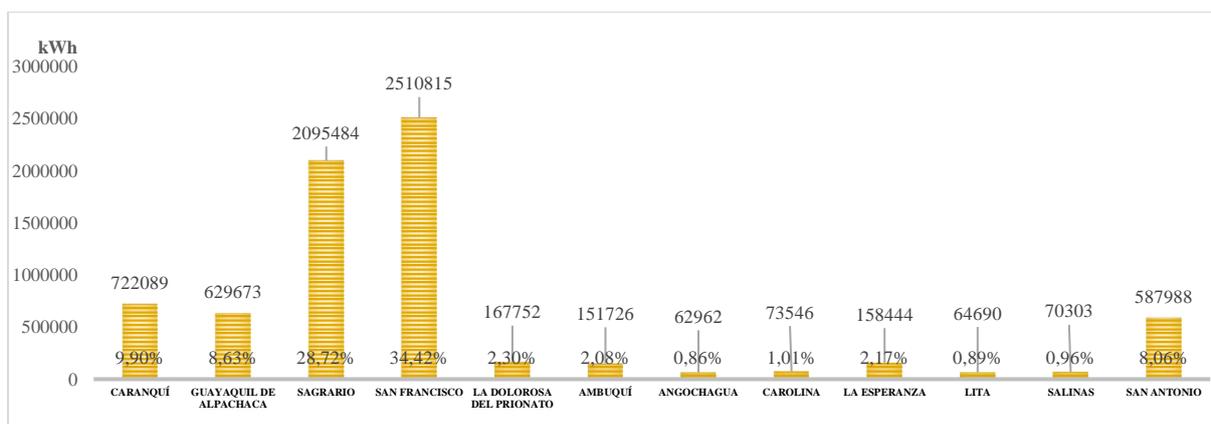
## Anexo 35

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Agosto 2019



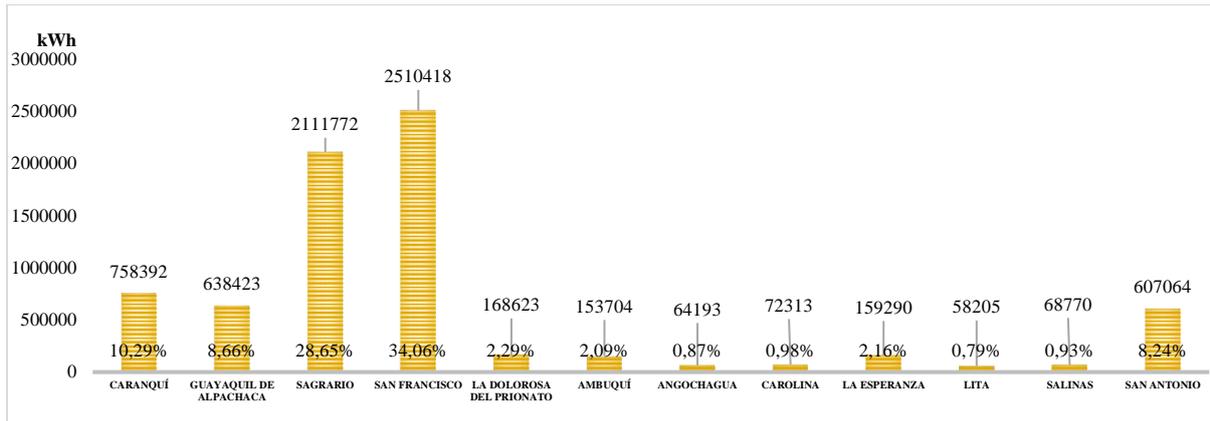
## Anexo 36

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Septiembre 2019



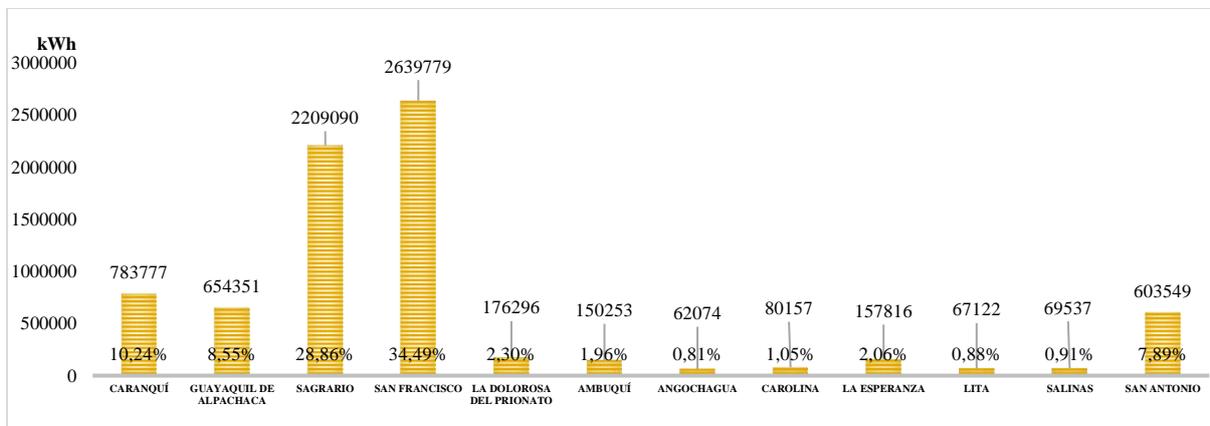
### Anexo 37

#### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Octubre 2019



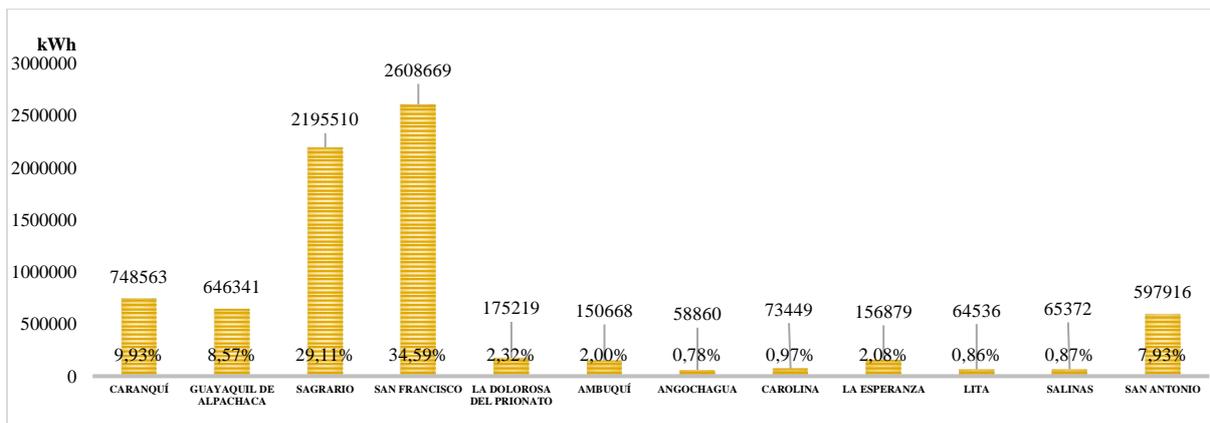
### Anexo 38

#### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Noviembre 2019



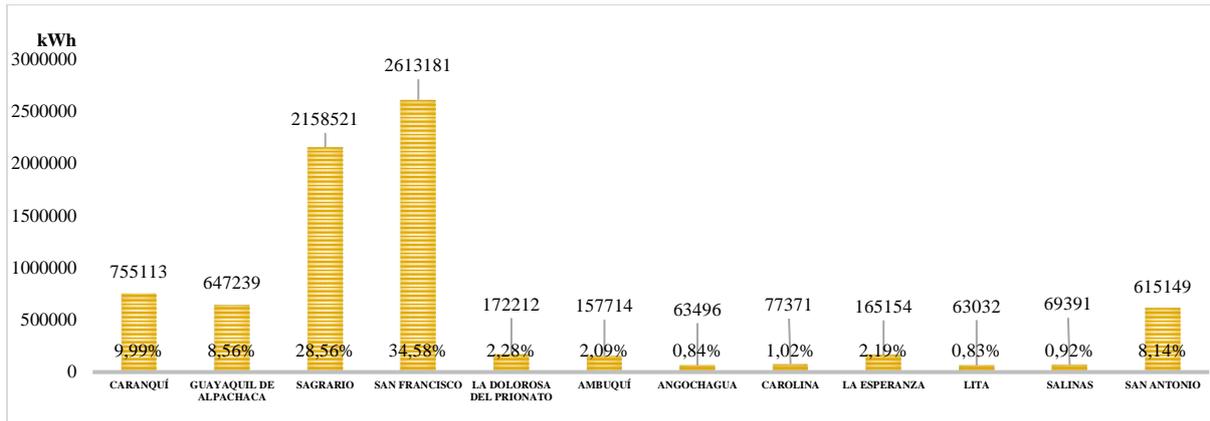
### Anexo 39

#### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Diciembre 2019



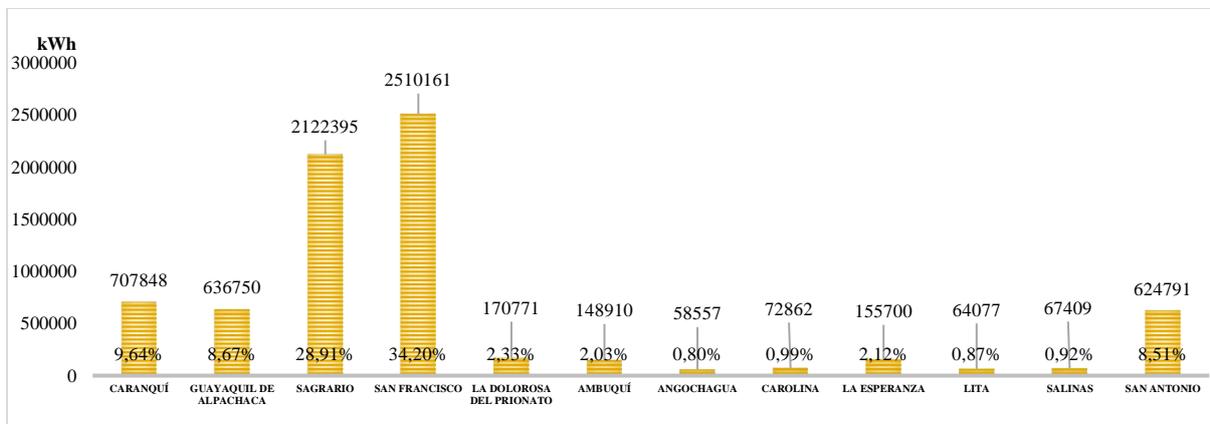
## Anexo 40

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Enero 2020



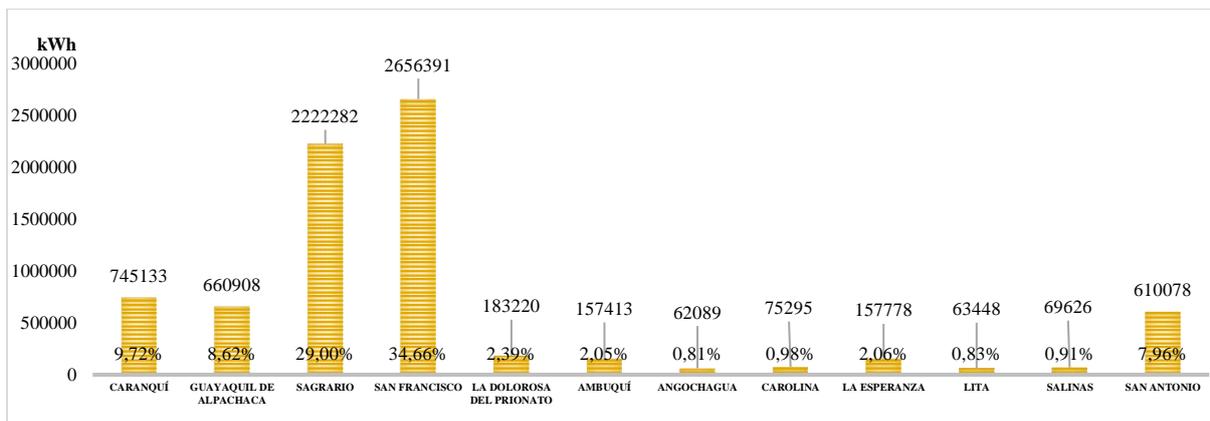
## Anexo 41

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Febrero 2020



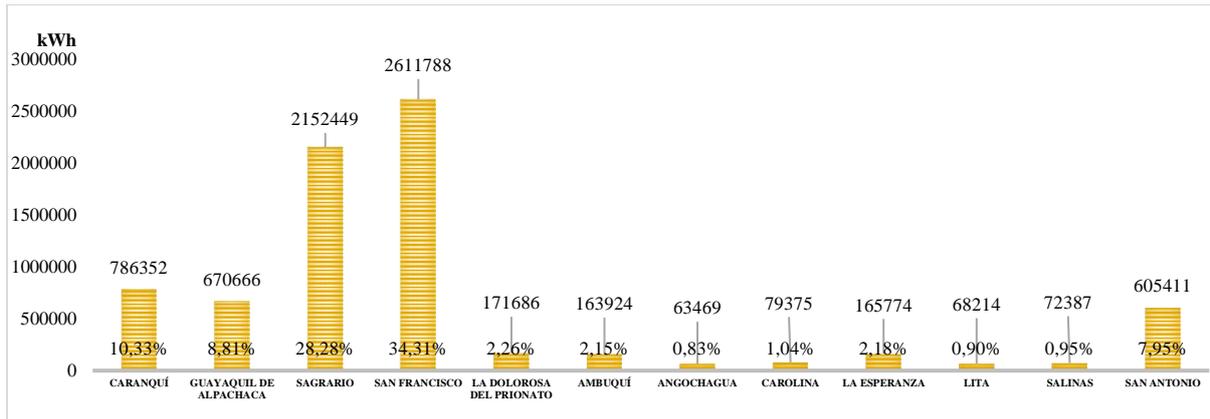
## Anexo 42

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Marzo 2020



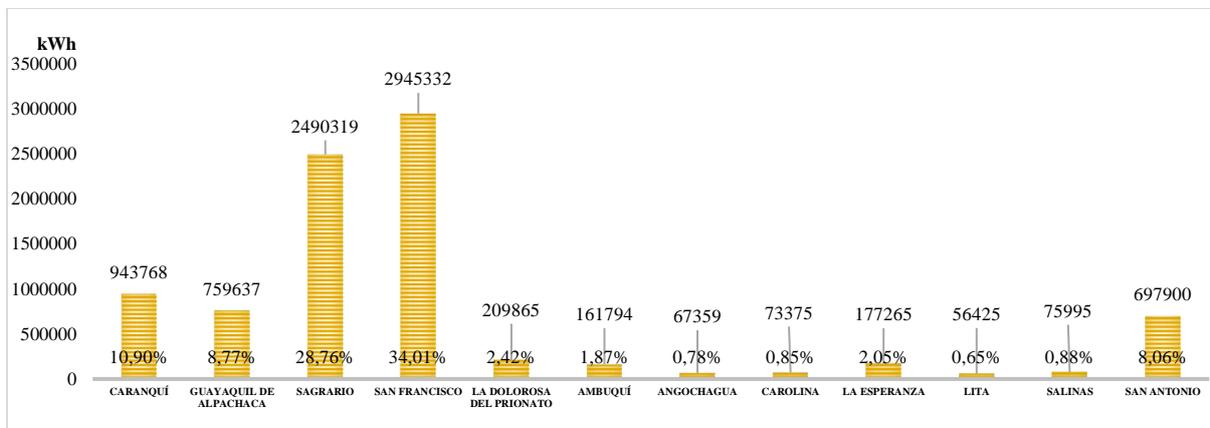
### Anexo 43

Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Abril 2020



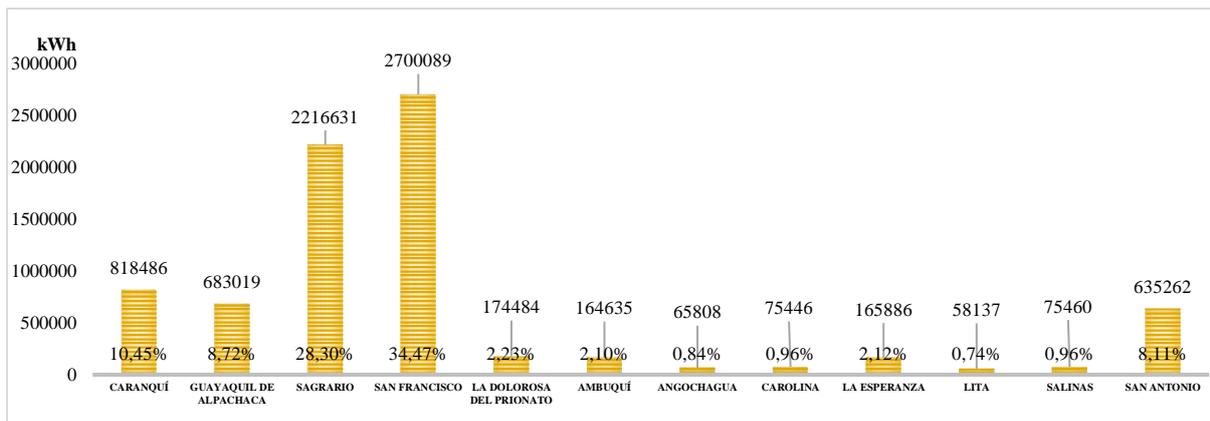
### Anexo 44

Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Mayo 2020



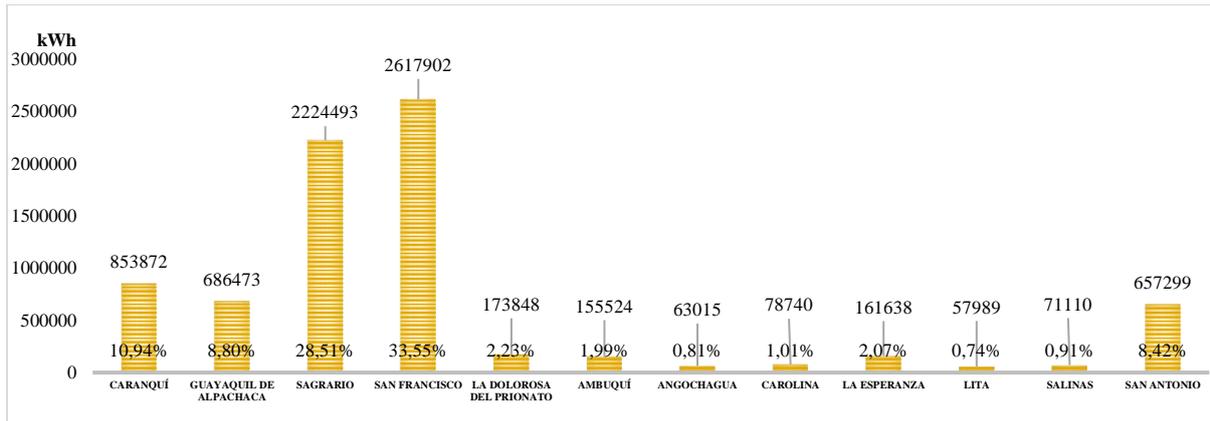
### Anexo 45

Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Junio 2020



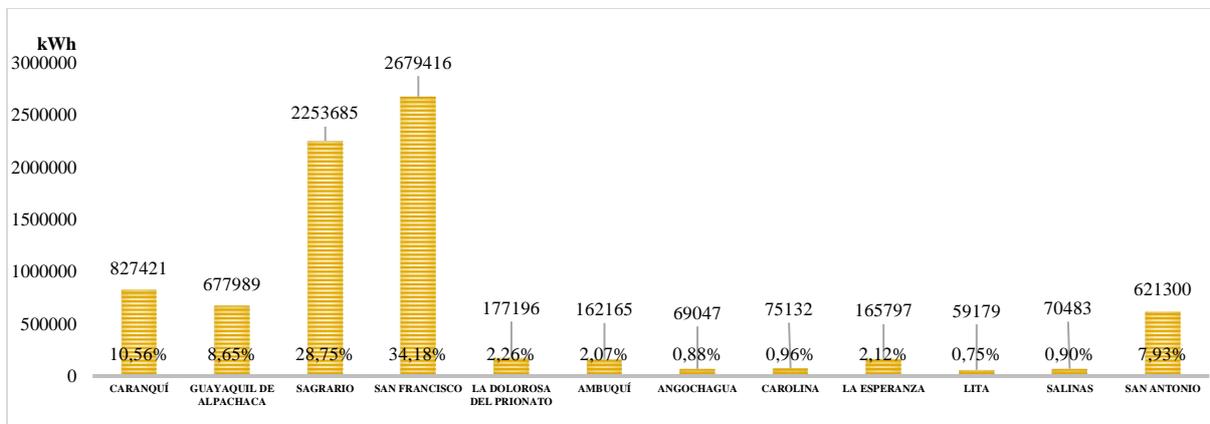
## Anexo 46

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Julio 2020



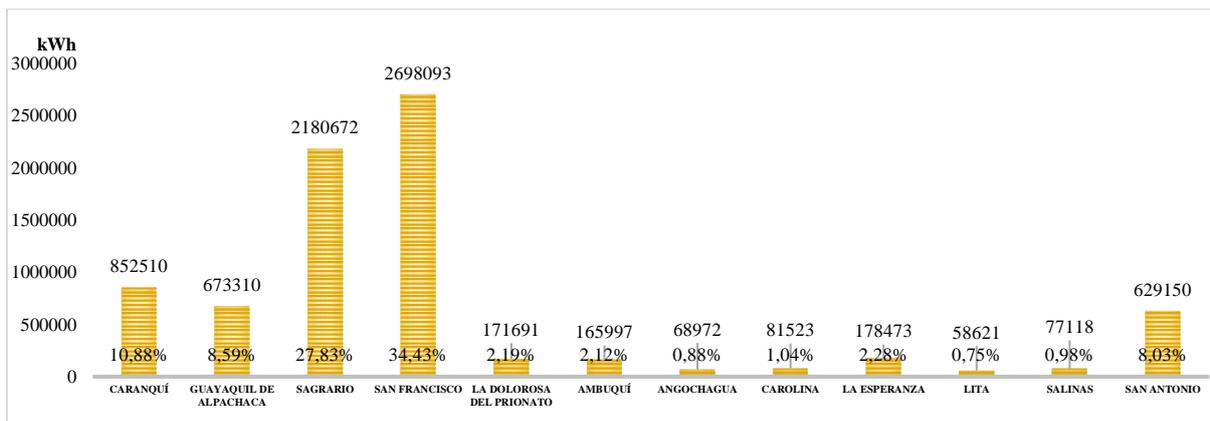
## Anexo 47

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Agosto 2020



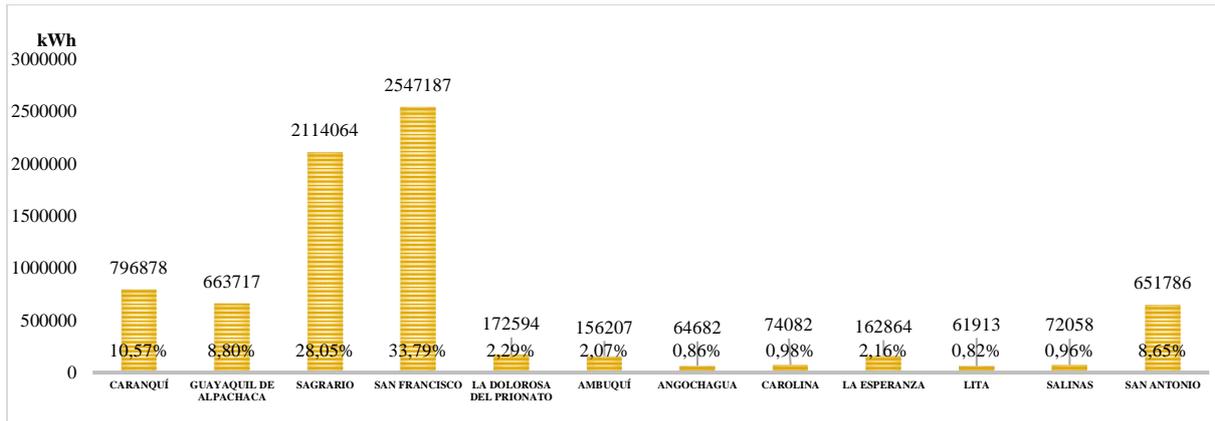
## Anexo 48

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Septiembre 2020



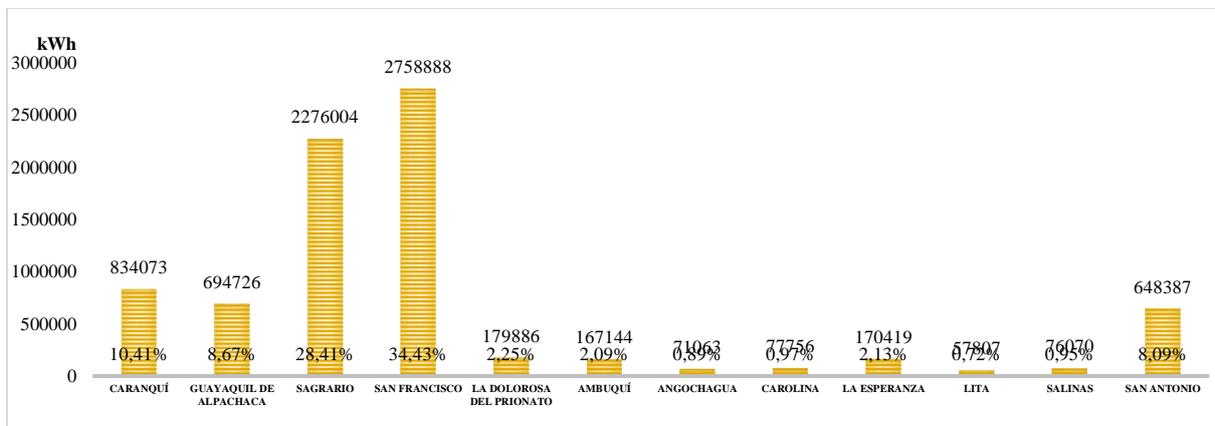
## Anexo 49

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Octubre 2020



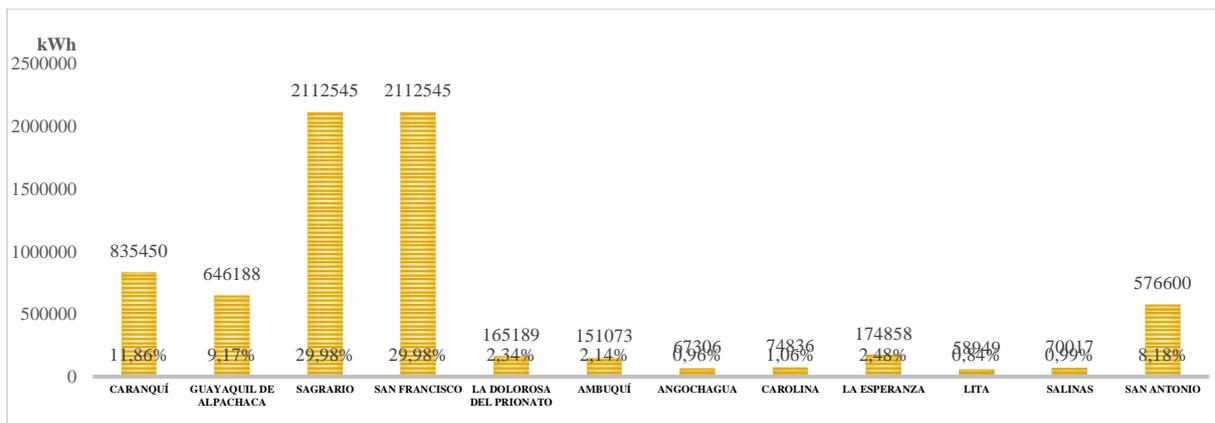
## Anexo 50

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Noviembre 2020



## Anexo 51

### Consumo Eléctrico Residencial por Parroquias Diciembre 2020



## Anexo 52

### Datos Meteorológicos de la Radiación Solar

**Weather Data Information**

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

**Header Data from Weather File**

Latitude:  DD      Station ID:

Longitude:  DD      Data Source:

Time zone:

Elevation:  m

Time step:  minutes

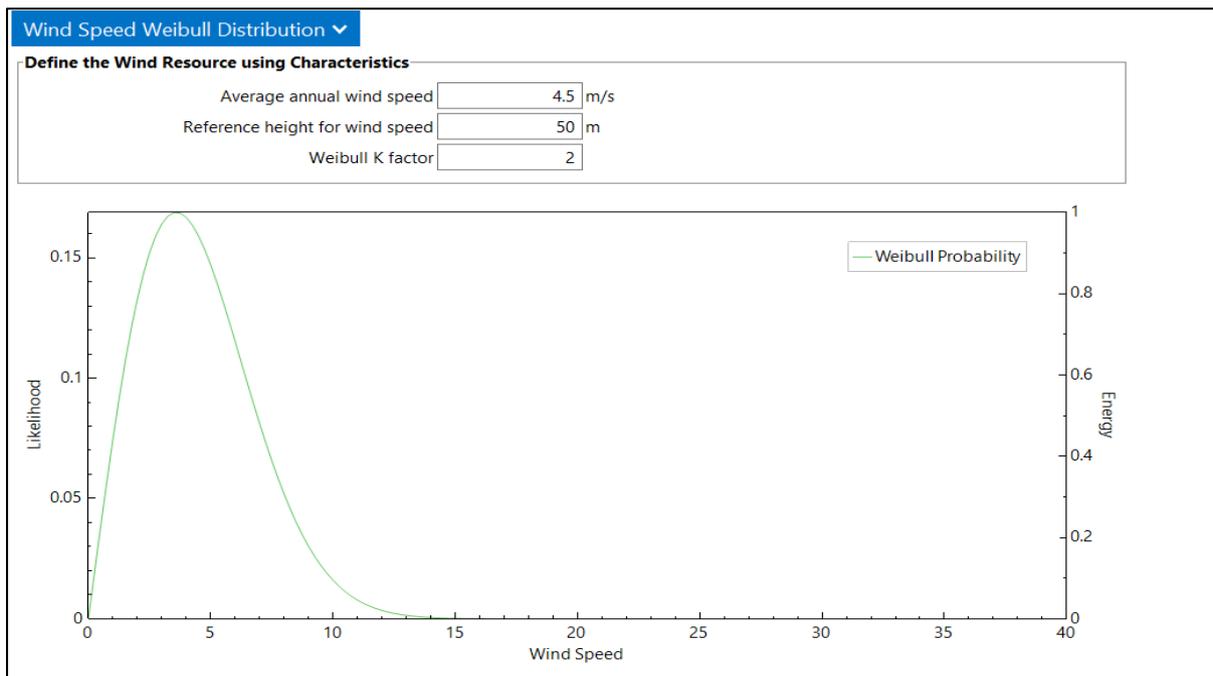
For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.

**Annual Averages Calculated from Weather File Data**

Global horizontal	<input type="text" value="5.55"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	<b>Optional Data</b>
Direct normal (beam)	<input type="text" value="4.80"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	Maximum snow depth: <input type="text" value="NaN"/> cm
Diffuse horizontal	<input type="text" value="2.35"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	Annual albedo: <input type="text" value="0.138795"/>
Average temperature	<input type="text" value="13.7"/> °C	
Average wind speed	<input type="text" value="1.7"/> m/s	*NaN indicates missing data.

## Anexo 53

### Distribución de Weibull de la Velocidad del Viento



# Anexo 54

## Residuos Bioenergéticos de Ibarra

**Biomass Feedstock Resource**

Collection radius  mi

Traditional Residues	Resource Available	Resource Obtainability	Moisture (wet %)
Bagasse	<input type="text" value="35897.8"/> bone dry tons/year	<input type="text" value="30"/> %	<input type="text" value="50"/> %
Barley Straw	<input type="text" value="0"/> bone dry tons/year	<input type="text" value="10"/> %	<input type="text" value="16"/> %
Corn Stover	<input type="text" value="403.26"/> bone dry tons/year	<input type="text" value="20"/> %	<input type="text" value="30"/> %
Rice Straw	<input type="text" value="0"/> bone dry tons/year	<input type="text" value="10"/> %	<input type="text" value="67"/> %
Wheat Straw	<input type="text" value="0"/> bone dry tons/year	<input type="text" value="10"/> %	<input type="text" value="12"/> %
Forest Residues	<input type="text" value="50123.4"/> bone dry tons/year	<input type="text" value="25"/> %	<input type="text" value="44"/> %
Primary Mill Residues	<input type="text" value="0"/> bone dry tons/year	<input type="text" value="10"/> %	<input type="text" value="48"/> %
Urban Wood Residues	<input type="text" value="0"/> bone dry tons/year	<input type="text" value="10"/> %	<input type="text" value="12"/> %

**User-Specified Biomass Feedstocks**

Specify additional feedstocks

**Feedstock 1**

Obtainable feedstock 1 resource  bone dry tons/yr

Feedstock 1 Moisture content (wet %)  %

Input dry higher heating value (HHV)  Btu/dry lb

Calculate HHV based on elemental composition  Btu/dry lb

Carbon content (wt%)  %

Hydrogen content (wt%)  %

Nitrogen content (wt%)  %

**Feedstock 2**

Obtainable feedstock 2 resource  bone dry tons/yr

Feedstock 2 Moisture content (wet %)  %

Input dry higher heating value (HHV)  Btu/dry lb

Calculate HHV based on elemental composition  Btu/dry lb

Carbon content (wt%)  %

Hydrogen content (wt%)  %

Nitrogen content (wt%)  %

**Feedstock Summary**

Total estimated plant capacity with selected feedstock  kW

	Biomass	Coal	Overall
Average HHV (Btu/dry lb)	<input type="text" value="8199.91"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="8199.91"/>
Average LHV (Btu/dry lb)	<input type="text" value="7908.77"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="7908.77"/>
Wt frac of total feedstock	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>	

# Anexo 55

## Detalle del Diseño de la Planta Fotovoltaica en escenario al 100%

**AC Sizing**

Number of inverters

DC to AC ratio

Desired array size  kWdc

Desired DC to AC Ratio

Estimate Subarray 1 configuration

**Sizing Summary**

Nameplate DC capacity  kWdc

Total AC capacity  kWac

Total inverter DC capacity  kWdc

Number of modules

Number of strings

Total module area  m<sup>2</sup>

**Tracking & Orientation**

Fixed

1 Axis

2 Axis

Azimuth Axis

Seasonal Tilt

Tilt=latitude

Tilt (deg)

Azimuth (deg)

Ground coverage ratio (GCR)

Tracker rotation limit (deg)

Backtracking  Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

**Electrical Sizing Information**

Maximum DC voltage  Vdc

Minimum MPPT voltage  Vdc

Maximum MPPT voltage  Vdc

Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

**DC Losses**

DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

Module mismatch (%)	<input type="text" value="3"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Diodes and connections (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>
DC wiring (%)	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Tracking error (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Nameplate (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
DC power optimizer loss (%)	<input type="text" value="0"/>	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	<input type="text" value="7.773"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>

Total DC power loss = 100% \* [ 1 - the product of (1 - loss/100% ) ]

# Anexo 56

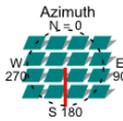
## Detalle del Diseño de la Planta Fotovoltaica en escenario al 75%

AC Sizing	Sizing Summary	
Number of inverters: <input type="text" value="3"/>	Nameplate DC capacity: <input type="text" value="8,250.596"/> kWdc	Number of modules: <input type="text" value="20,610"/>
DC to AC ratio: <input type="text" value="1.38"/>	Total AC capacity: <input type="text" value="6,000.000"/> kWac	Number of strings: <input type="text" value="1,374"/>
Desired array size: <input type="text" value="8250"/> kWdc	Total inverter DC capacity: <input type="text" value="6,221.423"/> kWdc	Total module area: <input type="text" value="39,571.2"/> m <sup>2</sup>
Desired DC to AC Ratio: <input type="text" value="1.2"/>		
<input checked="" type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration		

**DC Sizing and Configuration**  
 To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="15"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="1,374"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="20,610"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="747.0"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="625.5"/>			

**Tracking & Orientation**



Fixed

1 Axis

2 Axis

Azimuth Axis

Seasonal Tilt

Tilt=latitude

Tilt (deg):

Azimuth (deg):

Ground coverage ratio (GCR):

Tracker rotation limit (deg):

Backtracking  Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

**Electrical Sizing Information**

Maximum DC voltage	<input type="text" value="800.0"/> Vdc	No system sizing messages.
Minimum MPPT voltage	<input type="text" value="548.0"/> Vdc	
Maximum MPPT voltage	<input type="text" value="800.0"/> Vdc	

Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

**Estimate of Overall Land Usage**

Total module area	<input type="text" value="39,571.2"/> m <sup>2</sup>	SAM uses the total land area only when you specify a \$/acre cost on the System Costs page: Total land area = total module area ÷ GCR × 0.0002471 (1 m <sup>2</sup> = 0.0002471 acre).
Total land area	<input type="text" value="32.6"/> acres	

# Anexo 57

## Detalle del Diseño de la Planta Fotovoltaica en escenario al 25%

### AC Sizing

Number of inverters

DC to AC ratio

Desired array size  kWdc

Desired DC to AC Ratio

Estimate Subarray 1 configuration

### Sizing Summary

Nameplate DC capacity	<input type="text" value="3,002.400"/> kWdc	Number of modules	<input type="text" value="7,500"/>
Total AC capacity	<input type="text" value="2,000.000"/> kWac	Number of strings	<input type="text" value="500"/>
Total inverter DC capacity	<input type="text" value="2,073.808"/> kWdc	Total module area	<input type="text" value="14,400.0"/> m <sup>2</sup>

---

### DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
<b>Electrical Configuration</b>	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="15"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="500"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="7,500"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="747.0"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="625.5"/>			

---

### Tracking & Orientation

Azimuth  
N = 0  
W 270  
E 90  
S 180

Tilt  
5g Vert.  
Horiz. 0

Fixed

1 Axis

2 Axis

Azimuth Axis

Seasonal Tilt

Tilt=latitude

Tilt (deg)

Azimuth (deg)

Ground coverage ratio (GCR)

Tracker rotation limit (deg)

Backtracking  Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

---

### Electrical Sizing Information

Maximum DC voltage	<input type="text" value="800.0"/> Vdc	No system sizing messages.
Minimum MPPT voltage	<input type="text" value="548.0"/> Vdc	
Maximum MPPT voltage	<input type="text" value="800.0"/> Vdc	

Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

---

### Estimate of Overall Land Usage

Total module area	<input type="text" value="14,400.0"/> m <sup>2</sup>	SAM uses the total land area only when you specify a \$/acre cost on the System Costs page: Total land area = total module area + GCR × 0.0002471 (1 m <sup>2</sup> = 0.0002471 acre).
Total land area	<input type="text" value="11.9"/> acres	

133

## Anexo 58

### Detalle del Diseño del Parque Eólico en escenario al 100%

**System Sizing**

Use a single turbine  
 Specify desired farm size  
 Specify number of turbines

Desired farm size  kW  
 Number of turbines in farm   
 System nameplate capacity  kW

**Wake Effects**

Wake model

Turbulence coefficient   
 Constant loss  %

**Turbine Layout**

Import wind turbine location data file  
 Define wind farm using layout generator (below)

Turbines per row   
 Number of rows   
 Shape

Turbine spacing  rotor diameters  
 Row spacing  rotor diameters  
 Offset for rows  rotor diameters  
 Offset type

Row orientation  deg

Turbine Layout Map

**Wake Losses**

Internal Wake loss can be set as a constant percent loss on the Wind Farm page, under Wake Effects, by choosing the Constant Loss Wake Model. Otherwise Internal Wake Loss will be zero and will be calculated using the given Wake Model.

Internal wake  %      External wake  %      Future wake  %

Total wake losses  %

**Availability Losses**

Energy-based availability is the amount of energy produced as a percentage of the total amount of energy that the wind plant could have captured if turbines were always ready to generate power.

Turbine  %      Balance of plant  %      Grid  %

Total availability losses  %

**Electrical Losses**

Electrical losses from a wind farm are the energy losses inherent in energy transmission in collector lines, transformers, and other site equipment and transmission to the point of revenue metering.

Efficiency  %      Parasitic consumption  %

Total electrical losses  %

**Turbine Performance Losses**

Turbine performance losses represent the amount of energy that is not produced by a wind turbine at a given wind speed compared to the OEM power curve.

Sub-optimal performance  %      Generic power curve adjustment  %  
 Site-specific power curve adjustment  %      High wind hysteresis  %

Total turbine performance loss  %

## Anexo 59

### Detalle del Diseño del Parque Eólico en escenario al 75%.

**System Sizing**

Use a single turbine  
 Specify desired farm size  
 Specify number of turbines

Desired farm size:  kW  
 Number of turbines in farm:   
 System nameplate capacity:  kW

**Wake Effects**

Wake model:   
 Turbulence coefficient:   
 Constant loss:  %

**Turbine Layout**

Import wind turbine location data file  
 Define wind farm using layout generator (below)

Turbines per row:   
 Number of rows:   
 Shape:   
 Turbine spacing:  rotor diameters  
 Row spacing:  rotor diameters  
 Offset for rows:  rotor diameters  
 Offset type:   
 Row orientation:  deg

Turbine Layout Map

The map shows a grid of 33 turbines arranged in 3 rows and 11 columns. The x-axis is labeled 'meters' and ranges from 0 to 450. The y-axis is labeled 'meters' and ranges from 0 to 800. A north arrow is located in the top right corner.

**Wake Losses**

Internal Wake loss can be set as a constant percent loss on the Wind Farm page, under Wake Effects, by choosing the Constant Loss Wake Model. Otherwise Internal Wake Loss will be zero and will be calculated using the given Wake Model.

Internal wake:  %  
 External wake:  %  
 Future wake:  %  
 Total wake losses:  %

**Availability Losses**

Energy-based availability is the amount of energy produced as a percentage of the total amount of energy that the wind plant could have captured if turbines were always ready to generate power.

Turbine:  %  
 Balance of plant:  %  
 Grid:  %  
 Total availability losses:  %

**Electrical Losses**

Electrical losses from a wind farm are the energy losses inherent in energy transmission in collector lines, transformers, and other site equipment and transmission to the point of revenue metering.

Efficiency:  %  
 Parasitic consumption:  %  
 Total electrical losses:  %

**Turbine Performance Losses**

Turbine performance losses represent the amount of energy that is not produced by a wind turbine at a given wind speed compared to the OEM power curve.

Sub-optimal performance:  %  
 Site-specific power curve adjustment:  %  
 Generic power curve adjustment:  %  
 High wind hysteresis:  %  
 Total turbine performance loss:  %

## Anexo 60

### Detalle del Diseño del Parque Eólico en escenario al 25%.

**System Sizing**

Use a single turbine  
 Specify desired farm size  
 Specify number of turbines

Desired farm size  kW  
 Number of turbines in farm   
 System nameplate capacity  kW

**Wake Effects**

Wake model   
 Turbulence coefficient   
 Constant loss  %

**Turbine Layout**

Import wind turbine location data file  
 Define wind farm using layout generator (below)

Turbines per row   
 Number of rows   
 Shape   
 Turbine spacing  rotor diameters  
 Row spacing  rotor diameters  
 Offset for rows  rotor diameters  
 Offset type   
 Row orientation  deg

**Turbine Layout Map**

The map shows a grid of 12 turbines arranged in 3 rows and 4 columns. The x-axis represents distance in meters from 0 to 1300, and the y-axis represents distance in meters from 0 to 800. A north arrow is located in the top right corner of the plot area.

**Wake Losses**

Internal Wake loss can be set as a constant percent loss on the Wind Farm page, under Wake Effects, by choosing the Constant Loss Wake Model. Otherwise Internal Wake Loss will be zero and will be calculated using the given Wake Model.

Internal wake  %      External wake  %      Future wake  %

Total wake losses  %

**Availability Losses**

Energy-based availability is the amount of energy produced as a percentage of the total amount of energy that the wind plant could have captured if turbines were always ready to generate power.

Turbine  %      Balance of plant  %      Grid  %

Total availability losses  %

**Electrical Losses**

Electrical losses from a wind farm are the energy losses inherent in energy transmission in collector lines, transformers, and other site equipment and transmission to the point of revenue metering.

Efficiency  %      Parasitic consumption  %

Total electrical losses  %

**Turbine Performance Losses**

Turbine performance losses represent the amount of energy that is not produced by a wind turbine at a given wind speed compared to the OEM power curve.

Sub-optimal performance  %      Generic power curve adjustment  %  
 Site-specific power curve adjustment  %      High wind hysteresis  %

Total turbine performance loss  %

# Anexo 61

## Detalle del Diseño de la Planta Termoeléctrica de Biomasa.

**Biomass Feedstock Handling**

Fed as received  
 Allow feedstock to air-dry to atmospheric Equilibrium Moisture Content (EMC)  
 Dry to specified moisture content

10 wet %

**Combustion System**

Fluidized Bed Combustor

**Boiler Parameters**

Steam Grade: 750 F, 600 psig

Percent excess fed air: 20 %      Estimated steam produced: 41646.2 lb/hr steam

Number of boilers: 2      Boiler overdesign factor: 10 %

Flue gas temperature: 390 °F      Design capacity of each boiler: 22905.4 lb/hr steam

Estimated Efficiency Losses (HHV)

Dry flue gas losses	9.08272 %
Moisture in fuel	2.33641 %
Latent Heat	3.94194 %
Unburned fuel	0.25 %
Radiation and miscellaneous	2.03 %
<b>Total Boiler Efficiency (HHV basis)</b>	<b>82.3589 %</b>

**Steam Rankine Cycle**

Estimated max gross nameplate capacity: 6483.26 kW

*To increase or decrease nameplate capacity, adjust the amount of biomass fed to the plant.*

Rated cycle conversion efficiency: 0.35 frac

Minimum load: 0.25 frac

Max over design operation: 1.1 frac

Power cycle design temperature: 77 °F

**-System Availability-**  
System availability losses reduce the system output to represent system outages or other events.

Edit losses... Constant loss: 0.0 %  
Hourly losses: None  
Custom periods: None

	F0	F1	F2	F3	F4
Part load efficiency adjustment	0.9	0.1	0	0	0
Temperature efficiency adjustment	1	-0.002	0	0	0

Temperature Correction Mode: Wet bulb

**Parasitics**

Parasitic load (% of nameplate): 6 %

Total plant parasitic load: 388.996 kW

**Time of Dispatch Schedule**

Enable time of dispatch schedule

Fractional gen. (of nameplate)

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Do not specify ramp rate  
 Specify ramp rate in kW per hour: 10000 kW/hr %  
 Specify ramp rate in percent of capacity per hour: 50 %/hr %

## Anexo 62

### Detalle del Costo de la Planta Fotovoltaica.

**Direct Capital Costs**

Module	27,480	units	0.4	kWdc/unit	11,000.8	kWdc	219.29	\$/Unit	\$ 6,026,089.00
Inverter	5	units	2,000.0	kWac/unit	10,000.0	kWac	0.32	\$/Wdc	\$ 3,520,254.00

	\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>	
Balance of system equipment	0.00	0.20	0.00	\$ 2,200,158.50
Installation labor	0.00	0.19	0.00	\$ 2,090,150.62
Installer margin and overhead	0.00	0.17	0.00	\$ 1,870,134.75
<b>Subtotal</b>				<b>\$ 15,706,787.00</b>

**Contingency**

Contingency	5	% of subtotal	\$ 785,339.38
<b>Total direct cost</b>			<b>\$ 16,492,126.00</b>

**Indirect Capital Costs**

	% of direct cost	\$/Wdc	\$	
Permitting and environmental studies	0	0.08	0.00	\$ 880,063.44
Engineering and developer overhead	0	0.13	0.00	\$ 1,430,103.12
Grid interconnection	0	0.03	0.00	\$ 330,023.78

**-Land Costs**

Land area	43.458	acres			
Land purchase	\$ 80000/acre	0	0.00	0.00	\$ 3,476,637.50
Land prep. & transmission	\$ 0/acre	0	0.02	0.00	\$ 220,015.86

**-Sales Tax**

Sales tax basis, percent of direct cost	100	%	Sales tax rate	12.0	%	\$ 1,979,055.12
<b>Total indirect cost</b>						<b>\$ 8,315,899.00</b>

**Total Installed Cost**

The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.

<b>Total installed cost</b>	\$ 24,808,024.00
Total installed cost per capacity	\$ 2.26/Wdc

**Operation and Maintenance Costs**

	First year cost	Escalation rate (above inflation)	
Fixed annual cost	0 \$/yr	0 %	In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. In Schedule mode, neither inflation nor escalation applies. See Help for details.
Fixed cost by capacity	25 \$/kW-yr	0 %	
Variable cost by generation	0 \$/MWh	0 %	

## Anexo 63

### Detalle del Costo del Parque Eólico.

#### Capital Cost Models

Choose land-based or offshore installation based on the project location.

- Land-based installation  
 Offshore installation

You can either enter capital costs yourself using the inputs below, or use the Estimate buttons to automatically populate those inputs using NREL cost models for turbine and balance-of-system capital costs. See Help for details.

Estimate turbine costs now

Go to balance-of-system (BOS) cost model inputs

#### Capital Costs

	Cost per kW	+	Cost per turbine	+	Fixed Cost	=	Total
Turbine cost	\$1,957.57/kW		\$0.00/turbine		\$0.00		\$21,533,270.00
Balance of system cost	\$411.52/kW		\$0.00/turbine		\$0.00		\$4,526,720.00
Wind farm capacity	11,000 kW		Number of turbines		44		

#### Sales Tax

Sales tax basis, % of total equipment costs  % Sales tax rate  %

#### Total Cost

Total installed cost   
 Total installed cost per kW

#### Operation and Maintenance Costs

	First year cost	Escalation rate (above inflation)	
Fixed annual cost	<input type="text" value="0"/> \$/yr	<input type="text" value="0"/> %	In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. In Schedule mode, neither inflation nor escalation applies. See Help for details.
Fixed cost by capacity	<input type="text" value="9.21"/> \$/kW-yr	<input type="text" value="0"/> %	
Variable cost by generation	<input type="text" value="0"/> \$/MWh	<input type="text" value="0"/> %	

## Anexo 64

### Detalle del Costo de la Planta Termoeléctrica de Biomasa.

Direct Capital Costs		Cost per capacity (\$/kW)	Total (\$)
Boiler(s)	6,483.3 kW	730.75	4,737,643.00
Turbine and generator capacity	6,483.3 kW	829.98	5,380,977.00
Fuel Handling Equipment	6,483.3 kW	278.99	1,808,765.00
Dryer capacity	0.0 kW	140.00	0.00
Other equipment cost	6,483.3 kW	916.81	5,943,918.50
Balance of plant	6,094.3 kW	1,129.68	6,884,570.00
Contingency as percent of direct costs	10		2,475,587.25
Total direct costs			27,231,460.00

Indirect Capital Costs		% of Direct Cost	Non-fixed Cost (\$)	Fixed Cost (\$)	Total (\$)
Engineer, Procure, Construct (EPC)	13		3,540,089.75	0.00	3,540,089.75
Project, Land, Miscellaneous (PLM)	4		1,089,258.38	0.00	1,089,258.38
Sales tax rate of	12 %	applies to	80 %	of direct cost	2,614,220.25
Total indirect costs					7,243,568.50

Total Installed Costs		Total installed cost	Total installed cost per capacity
Total Installed Cost excludes any financing costs from the Financing input page.		34,475,028.00 \$	5317.54 \$/kW

Operation and Maintenance Costs		Escalation rate (above inflation)
Fixed annual cost	Value: 0 \$/yr Schedule: 0 \$/yr	0 %
Fixed cost by capacity	Value: 441.98 \$/kW-yr Schedule: 441.98 \$/kW-yr	0 %
Variable cost by generation	Value: 4 \$/MWh Schedule: 4 \$/MWh	0 %

In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. In Schedule mode, neither inflation nor escalation applies. See Help for details.

## Anexo 65

### Detalle de los Parámetros Financieros del Sistema Fotovoltaico Escenario 100%.

Analysis Parameters	
Analysis period	20 years
Inflation rate	-0.93 %/year
Real discount rate	9.23 %/year
Nominal discount rate	8.21 %/year

Project Tax and Insurance Rates		Property Tax	
Federal income tax rate	25 %/year	Assessed percentage	100 % of installed cost
State income tax rate	Edit... %/year	Assessed value	24,808,024.00 \$
Sales tax	12 % of total direct cost	Annual decline	0 %/year
Insurance rate (annual)	0.4 % of installed cost	Property tax rate	2 %/year

Salvage Value	
Net salvage value	0 % of installed cost
End of analysis period value	0 \$

← Project Term Debt

Project Term Debt		
<input checked="" type="radio"/> Debt percent <input type="radio"/> DSCR	80 % of total installed cost 1.3	<input checked="" type="radio"/> Equal payments (standard amortization) <input type="radio"/> Fixed principal declining interest
Tenor	15 years	Choose "Debt percent" to size the debt manually. Choose "DSCR" to size the debt based on cash available for debt service.  For a project with no debt, set the either the debt percent or the DSCR to zero.
Annual interest rate	10.21 %	
Moratorium	3 years	Be sure to verify that all debt-related costs are appropriate for your analysis: Debt closing costs, up-front fee, and debt service reserve account. Note that debt interest payments are tax deductible, so a project with more debt may have higher net after-tax annual cash flows than a project with less debt.
Debt closing costs	450,000.00 \$	
Up-front fee	0 % of total debt	
WACC	7.77 %	The weighted average cost of capital (WACC) is displayed for reference. SAM does not use the value for calculations.

## Anexo 66

### Detalle de los Parámetros Financieros del Parque Eólico Escenario 100%.

Analysis Parameters	
Analysis period	25 years
Inflation rate	-0.93 %/year
Real discount rate	9.23 %/year
Nominal discount rate	8.21 %/year

Project Tax and Insurance Rates	
Federal income tax rate	25 %/year
State income tax rate	0 %/year
Sales tax	12 % of total direct cost
Insurance rate (annual)	0.4 % of installed cost
Property Tax	
Assessed percentage	100 % of installed cost
Assessed value	26,059,990.00 \$
Annual decline	0 %/year
Property tax rate	0 %/year

Salvage Value	
Net salvage value	0 % of installed cost
End of analysis period value	0 \$

#### Project Term Debt

Project Term Debt	
<input checked="" type="radio"/> Debt percent <input type="radio"/> DSCR	80 % of total installed cost 1.3
<input checked="" type="radio"/> Equal payments (standard amortization) <input type="radio"/> Fixed principal declining interest	
Tenor	15 years
Annual interest rate	10.21 %
Moratorium	3 years
Debt closing costs	450,000.00 \$
Up-front fee	0 % of total debt
WACC	7.77 %

Choose "Debt percent" to size the debt manually. Choose "DSCR" to size the debt based on cash available for debt service.

For a project with no debt, set the either the debt percent or the DSCR to zero.

Be sure to verify that all debt-related costs are appropriate for your analysis: Debt closing costs, up-front fee, and debt service reserve account. Note that debt interest payments are tax deductible, so a project with more debt may have higher net after-tax annual cash flows than a project with less debt.

The weighted average cost of capital (WACC) is displayed for reference. SAM does not use the value for calculations.

## Anexo 67

### Detalle de los Parámetros Financieros de la Planta Electrotérmica de Biomasa 100%.

Analysis Parameters	
Analysis period	25 years
Inflation rate	-0.93 %/year
Real discount rate	9.23 %/year
Nominal discount rate	8.21 %/year

Project Tax and Insurance Rates		Property Tax	
Federal income tax rate	25 %/year	Assessed percentage	100 % of installed cost
State income tax rate	Edit... %/year	Assessed value	34,475,028.00 \$
Sales tax	12 % of total direct cost	Annual decline	0 %/year
Insurance rate (annual)	0.4 % of installed cost	Property tax rate	0 %/year

Salvage Value	
Net salvage value	0 % of installed cost
End of analysis period value	0 \$

#### Project Term Debt

Project Term Debt		
<input checked="" type="radio"/> Debt percent <input type="radio"/> DSCR	80 % of total installed cost 1.3	<input checked="" type="radio"/> Equal payments (standard amortization) <input type="radio"/> Fixed principal declining interest
Tenor	15 years	Choose "Debt percent" to size the debt manually. Choose "DSCR" to size the debt based on cash available for debt service.
Annual interest rate	10.21 %	
Moratorium	3 years	For a project with no debt, set the either the debt percent or the DSCR to zero.
Debt closing costs	450,000.00 \$	
Up-front fee	0 % of total debt	Be sure to verify that all debt-related costs are appropriate for your analysis: Debt closing costs, up-front fee, and debt service reserve account. Note that debt interest payments are tax deductible, so a project with more debt may have higher net after-tax annual cash flows than a project with less debt.
WACC	7.77 %	
		The weighted average cost of capital (WACC) is displayed for reference. SAM does not use the value for calculations.

## Anexo 68

Informe final de las simulaciones proyecto fotovoltaico.

### System Advisor Model Report

Detailed Photovoltaic	11.0 DC MW Nameplate	0.37, -78.1
Single Owner	\$2.26/W Installed Cost	UTC -5

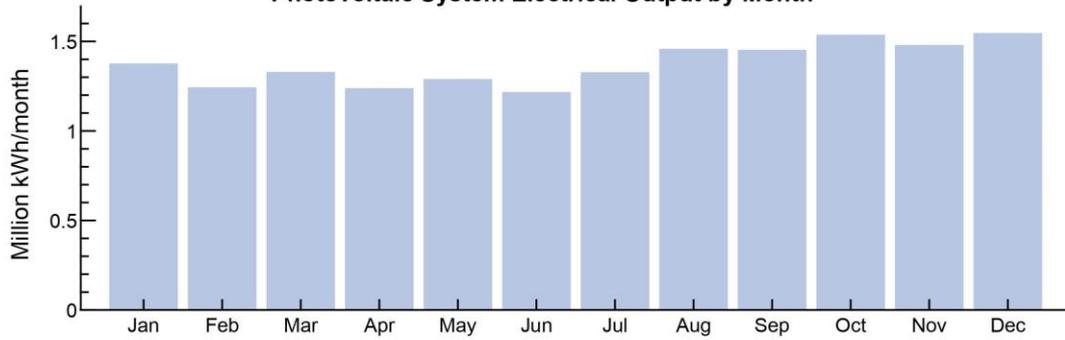
Performance Model		[805]: error: _s
<b>Modules</b>		
Jinko Solar Co._ Ltd JKMS400M-72L-V-T1		
Cell material	Mono-c-Si	[805]: failed to evaluate function call argument _d t
Module area	1.92 m <sup>2</sup>	[802]: eval error in statement list
Module capacity	400.32 DC Watts	[654]: eval error in statement list
Quantity	27,480	[339]: eval error in statement list
Total capacity	11 DC MW	
Total area	52,761 m <sup>2</sup>	
<b>Inverters</b>		
Power Electronics: FS2000CU		
Unit capacity	2000 AC kW	[1]: eval error in statement list
Input voltage	548 - 800 VDC DC V	
Quantity	5	
Total capacity	10 AC MW	
DC to AC Capacity Ratio	1.10	
AC losses (%)	4.20	
<b>Array</b>		
Strings	1,832	
Modules per string	15	
String Voc (DC V)	747.00	
Tilt (deg from horizontal)	7.00	
Azimuth (deg E of N)	180	
Tracking	no	
Backtracking	-	
Self shading	no	
Rotation limit (deg)	-	
Shading	no	
Snow	no	
Soiling	yes	
DC losses (%)	7.77	
<b>Performance Adjustments</b>		
Availability/Curtailment	none	
Degradation	none	
Hourly or custom losses	none	
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	5.55	
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	101.00	
Net to inverter	17,681,000 DC kWh	
Net to grid	16,439,000 AC kWh	
Capacity factor	17.1	
Performance ratio	0.74	

Detailed Photovoltaic  
Single Owner

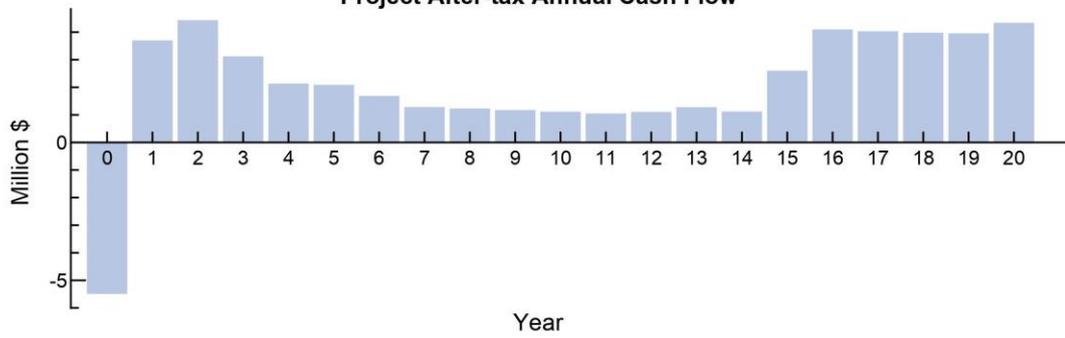
11.0 DC MW Nameplate  
\$2.26/W Installed Cost

0.37, -78.1  
UTC -5

**Photovoltaic System Electrical Output by Month**



**Project After-tax Annual Cash Flow**



**Anexo 69**

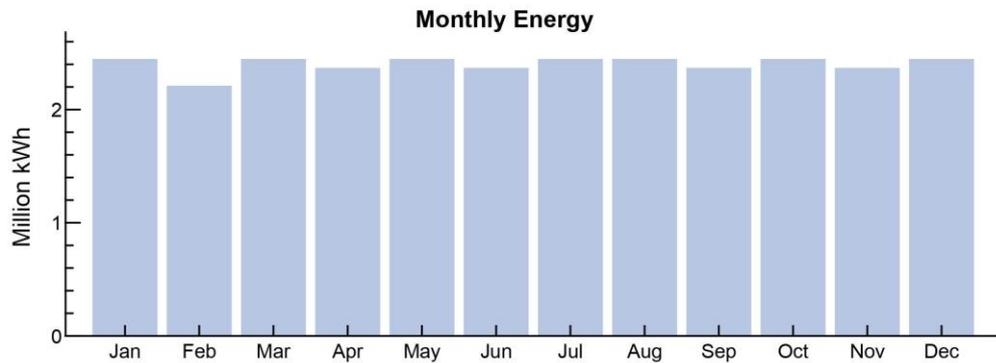
Informe de los Resultados de la Proyección Parque Eólico

## System Advisor Model Basic Report

Wind Power System	11,000 kW Nameplate Capacity
Single Owner	\$26,059,990 Installed Cost
<hr/>	
Weibull K = <null>	Wind Power Class = <null>

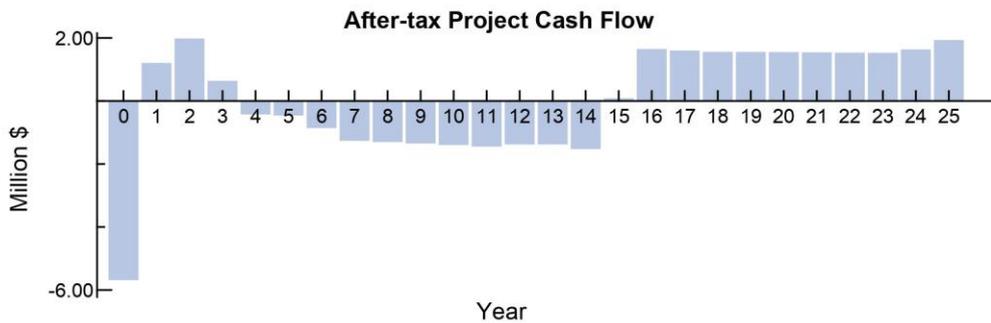
**Performance Model**

Annual Output in Year 1	28,718,668 kWh
Capacity Factor	0.3



**Financial model**

Levelized Cost of Energy	10.9 cents/kWh
Net Present Value	\$-5,051,210



**Anexo 70**

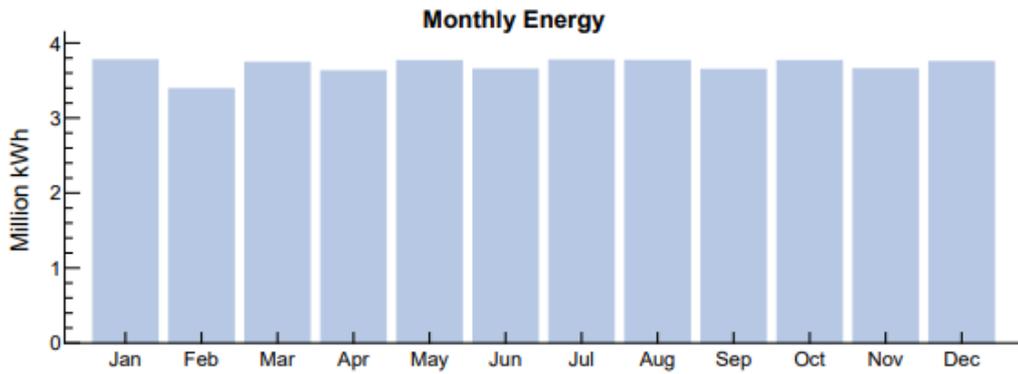
Informe de los Resultados de la Planta Termoeléctrica de Biomasa

## System Advisor Model Basic Report

Biopower System	6,483 kW Nameplate Capacity
Single Owner	\$34,475,028 Installed Cost
<hr/>	
Ibarra Intl AP, LJ	-4.38 N, -79.94 E GMT -5

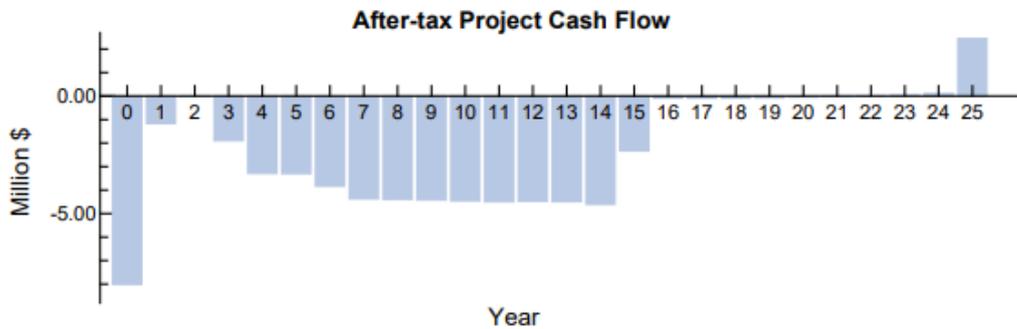
**Performance Model**

Annual Output in Year 1	44,259,716 kWh
Capacity Factor	0.78



**Financial model**

Levelized Cost of Energy	18.5 cents/kWh
Net Present Value	\$-33,848,508



System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Aug 1 22:37:34 2021

