

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN E IMPACTO DE MICRO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

MÁGISTER EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Presentado por:

Ing. Wilson Giovanni Ludeña Zambrano

Ing. Cesar Humberto Rodríguez Sorroza

Guayaquil, Ecuador

Año 2019

AGRADECIMIENTO

A Dios sobre todo por darnos la vida.

A la ESPOL por brindarnos la oportunidad de aprender.

A los catedráticos de la Maestría de Sistemas Eléctricos de Potencia de la FIEC por impartir sus conocimientos.

Al Director de la tesis, M.Sc. Fernando Vaca, por su dedicación y apoyo en el desarrollo de esta tesis.

A CNEL E.P. - Unidad de Negocio Guayaquil, por su colaboración en la información solicitada.

DEDICATORIA

A mi familia, mi esposa Isabel Rosa Inés y mis hijos Valeria Jeanette, Camila María y Wilson Armando, que inspiran mi superación día a día.

A mis padres que me inculcaron el esfuerzo y superación, y están presentes en mis pensamientos.

A mis hermanos y familiares, por su apoyo y estímulo.

Wilson Giovanny Ludeña Zambrano

DEDICATORIA

A Dios, a mi esposa Rossana a mis hijos Daniel, David y Diego, fuente principal de inspiración.

A César e Iclea que me enseñaron a luchar por ser mejor persona cada día, y están presentes en mis pensamientos.

A mi hermana y familiares, por su apoyo y estímulo.

Cesar Humberto Rodríguez Sorroza

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

Ph.D. César Martín

Subdecano de la FIEC

M.Sc. Fernando Vaca Urbano

Director Trabajo de Titulación

M.Sc. Jimmy Córdova Villagómez

Miembro Principal

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual.

Ing. Wilson Giovanni Ludeña Zambrano

Ing. Cesar Humberto Rodríguez Sorroza

RESUMEN

La regulación ARCONEL 003/18, que está vigente desde el 22 de octubre de 2018, que tiene como objetivo establecer las condiciones para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas de microgeneración fotovoltaica (μ SFV) hasta 100KW de capacidad nominal instalada, en categorías residencial y determinados en el pliego tarifario en bajo o medio voltaje [1].

El trabajo de titulación basado en la regulación ARCONEL 003/18, consiste en realizar el estudio de la factibilidad técnica, económica y ambiental, de la implementación e impacto de un sistema micro fotovoltaico para autoconsumo energético, enfocado en el sector residencial de la ciudad de Guayaquil, que va a trabajar en sincronismo la red secundaria pública de distribución de energía eléctrica.

Para realizar el presente estudio se utilizó un programa informático especializado para el análisis y diseño técnico de los componentes principales que conforman el sistema fotovoltaico (PVsyst). Usando herramientas de computación se realizaron simulaciones de la conexión del sistema de generación fotovoltaica al sistema de distribución para estudiar el impacto en la calidad de energía en la red, con el programa ETAP.

El diseño en estudio se lo realizó para viviendas que tienen conexión a la red comercial de energía eléctrica del Ecuador, lo que le permite trabajar en sincronismo con la red. Se muestran los resultados de factibilidad técnica, del estudio de calidad de energía, es decir, de la incidencia de los armónicos, el análisis económico y el análisis ambiental. Finalmente, se presenta un manual para la implementación de μ SFV de acuerdo con la regulación ARCONEL 003/18 en redes secundarias de distribución.

ABSTRACT

The ARCONEL 003/18 regulation, which is in force since October 22, 2018, which aims to establish the conditions for the development, implementation and participation of consumers who have micro solar photovoltaic (μ SFV) systems up to 100KW of capacity nominal installed, in residential categories and determined in the low or medium voltage tariff sheet [1].

The titling work based on the ARCONEL 003/18 regulation consists in carrying out the study of the technical, economic and environmental feasibility of the implementation and impact of a micro photovoltaic system for energy self-consumption, focused on the residential sector of the city of Guayaquil, which will work in synchronism the public secondary network of electricity distribution.

To carry out this study, a specialized computer program was used for the analysis and technical design of the main components that make up the photovoltaic system (PVsyst). Using computer tools, simulations of the connection of the photovoltaic generation system to the distribution system were carried out to study the impact on the quality of energy in the network, with the ETAP program.

The design under study was carried out for homes that have connection to the commercial electricity network of Ecuador, which allows it to work in synchronism with the network. The results of technical feasibility, the study of energy quality, that is, the incidence of harmonics, economic analysis and environmental analysis are shown. Finally, a manual is presented for the implementation of μ SFV according to the ARCONEL 003/18 regulation in secondary distribution networks.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO.....	II
DEDICATORIA.....	III
DEDICATORIA.....	IV
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN.....	V
DECLARACIÓN EXPRESA.....	VI
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
ABREVIATURAS.....	XIII
SIMBOLOGÍA.....	XIV
INTRODUCCIÓN	XV
CAPÍTULO 1: MARCO CONCEPTUAL.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	1
1.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL PAÍS.....	1
1.4 OBJETIVO GENERAL	4
1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
1.6 SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	5
1.7 CONEXIÓN A LA RED PÚBLICA DE DISTRIBUCIÓN DEL μ SFV	6
1.8 CAPACIDAD SOLAR DEL ECUADOR	9
1.9 REGULACIÓN ARCONEL 003/18, GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO DE CONSUMIDORES FINALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	13
1.10 REGULACIÓN ARCONEL 050/18, PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR EL PERIODO ENERO A DICIEMBRE DE 2019.	16
CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA	18
2	18
2.1 CÁLCULO DE LA POTENCIA A INSTALAR	18
2.1.1 CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE USUARIOS	18
2.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA GENERACIÓN FOTOVOLTAICO.....	21
2.3 DISEÑO DEL SISTEMA GENERACIÓN FOTOVOLTAICO	22
2.3.1 PVsyst.....	22
2.3.2 Celda fotovoltaica.....	23
2.3.3 Módulos fotovoltaicos.....	24
2.4 TIPO DE CONEXIÓN A LA RED	24
2.5 BASE DE DATOS METEOROLÓGICA.....	25

2.6 PRODUCTIVIDAD DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA	26
CAPÍTULO 3: MODELADO DE LA RED ELÉCTRICA	30
3.1.- MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA RED PÚBLICA.....	30
3.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	31
3.3.- ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA.....	32
3.3.1 Algoritmo de flujo de potencia en generación distribuida.....	33
3.3.2 Método de barrido.	33
3.4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SUBESTACIÓN CERRO BLANCO.....	36
3.5. MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS.	37
3.6.- ÍNDICES DE CALIDAD	53
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS	55
4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO	55
4.1.1 Costo inicial de instalación del μ SFV	55
4.1.2 Ahorro mensual en la planilla eléctrica	55
4.1.2 Análisis de la inversión	57
4.2 FACTIBILIDAD AMBIENTAL.....	61
4.2.1 Etapa de fabricación de los componentes del sistema.....	61
4.2.2 Etapa de instalación del μ SFV.....	62
4.2.3 Etapa de operación del μ SFV.....	62
4.2.4 etapa de desmontaje del μ SFV	63
4.2.5 impacto positivo del μ SFV	64
CAPÍTULO 5: MANUAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SOLAR FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL PARA AUTOCONSUMO.....	66
5.1 DIMENSIONAMIENTO	66
5.2 OBTENCIÓN DE DATOS.....	66
5.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA	68
5.4 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	69
5.5 LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA	70
CONCLUSIONES.....	71
RECOMENDACIONES.....	73
BIBLIOGRAFÍA	74
ANEXO 1	76
HOJA DE DATOS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS UTILIZADOS	76
ANEXO 2	78
HOJA DE DATOS DE LOS INVERSORES UTILIZADOS.....	78
ANEXO 3	80
PARÁMETROS DE SIMULACIÓN SISTEMA CONECTADO A LA RED.....	80
ANEXO 4	82
RESULTADOS PRINCIPALES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED	82
ANEXO 5	86

**RESULTADOS DE SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CON LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
 PRODUCIENDO CONESTADO A LA RED..... 86**

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1. Generación eléctrica fuentes renovables Ecuador 1/2.....	2
Figura 1. 2. Generación eléctrica fuentes renovables Ecuador 2/2.....	3
Figura 1. 3. Implementación de sistema generación fotovoltaico	8
Figura 1. 4. Dispersión de la radiación solar que atraviesa la atmósfera.	10
Figura 1. 5. Distribución de los rayos del sol sobre la tierra.	10
Figura 1. 6. Incidencia de los rayos del sol, sobre la superficie de la tierra.....	11
Figura 1. 7. Altura solar	11
Figura 1. 8. Ángulo azimut.....	12
Figura 1. 9. Irradiancia.	12
Figura 1. 10. Efecto de irradiación.	13
Figura 2. 1. Urbanización Porto Alegre.	18
Figura 2. 2. Datos de Usuarios.	19
Figura 2. 3. Consulta de Planillas.	19
Figura 2. 4. Techo de la Vivienda.....	22
Figura 2. 5 Versión PVsyst.....	22
Figura 2. 6 Efecto fotoeléctrico.	23
Figura 3. 1.- Muestra una toma satelital de la ubicación de la S/E Cerro Blanco.	36
Figura 3. 2 Interfaz de usuario para ajustes del editor de la red de potencia.	38
Figura 3. 3.- Diagrama de la S/E Cerro Blanco para la simulación.....	39
Figura 3. 4 Estructura trifásica semicentrada a nivel de 13,8 kV. Las distancias entre fases se expresan en metros.	40
Figura 3. 5 Ingreso de datos del conductor.	41
Figura 3. 6 Ingreso de datos de la estructura predominante.	42
Figura 3. 7 Muestra el ingreso de datos de resistencia, reactancia y admitancia.	43
Figura 3. 8 Cuadro de diálogo para configuración de los paneles fotovoltaicos.	44
Figura 3. 9.- Espectro de los armónicos de voltaje para demanda mínima.	45
Figura 3. 10 Espectro de los armónicos de voltaje para demanda máxima.	47
Figura 3. 11.- Gráfica de ondas de voltaje de las barras 37, Porto Alegre y S/E Cerro Blanco simuladas con demanda máxima.	47
Figura 3. 12 Espectro de los armónicos de voltaje para demanda promedio.	48
Figura 3. 13 Gráfica de ondas de voltaje de las barras 37, Porto Alegre, Porto Alegre Carga, PV Barra y S/E Cerro Blanco simuladas con demanda promedio.	49
Figura 3. 14. Gráfica de ondas de voltaje de las barras 37, Porto Alegre, Porto Alegre Carga, PV Barra y S/E Cerro Blanco simuladas con demanda promedio y la totalidad de las casas inyectando potencia fotovoltaica.	51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1. Consumo de Energía.....	20
Tabla 2. 2 Valores meteorológicos mensuales obtenidos de la base de datos Meteonorm 7.2.....	26
Tabla 2. 3 Valores meteorológicos mensuales obtenidos de la base de datos Meteonorm 7.2.....	26
Tabla 2. 4 Resultados de la simulación en PVsyst	27
Tabla 3. 1 Datos de los alimentadores de la S/E Cerro Blanco.	37
Tabla 3. 2.- Resumen de resultados destacados de la simulación con demanda mínima.	45
Tabla 3. 4. Resumen de resultados destacados de la simulación con demanda máxima.	46
Tabla 3. 5. Tabla de alertas de VIHD arrojadas luego de la simulación con demanda máxima.	48
Tabla 3. 6 Resumen de resultados destacados de la simulación con demanda máxima.	48
Tabla 3. 7. Tabla de alertas de VTHD arrojadas luego de la simulación con un incremento de la generación fotovoltaica.....	50
Tabla 3. 8. Tabla de alertas de VIHD arrojadas luego de la simulación con demanda promedio.....	50
Tabla 3. 9. Tabla de alertas de VTHD arrojadas luego de la simulación con un incremento de la generación fotovoltaica.....	51
Tabla 4. 1 Ahorro obtenido con microgeneración.	57
Tabla 4. 2. Análisis del valor del dinero en el tiempo.	58
Tabla 4. 3. Análisis TIR de la inversión	59
Tabla 4. 4`. Análisis periodo de amortización de la inversión	60

ABREVIATURAS

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
ARCOTEL	Agencia de Regulación y Control de las Telecomunicaciones
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
EP	Empresa Pública
EXA-MNR	Monitor Nacional de Radiación Ultravioleta
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
IVA	Impuesto al Valor Agregado
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MPPT	Maximum Power Point Tracker - Rastreador de Punto de Poder Máximo
Pe	Productividad específica
PN	Potencia Nominal
Pn	Productividad normalizada
Pspa	Potencial solar promedio anual
SNI	Sistema Nacional Interconectado

SIMBOLOGÍA

AC	Corriente alterna
CC	Corriente continua
CO ₂	Dióxido de carbono
FP	Factor de potencia
H	Hora
kW	Kilo Vatio
kVA	Kilo Voltio Amperio
KWh/m ²	Kilo Vatios Hora / metro cuadrado
MCM	Mil circular mil
MVA	Mega Voltio Amperio
MW	Mega Vatios
mn	Minutos
mW	Mili Vatios
nm	Nanómetros
SF ₆	Hexafluoruro de azufre.
Wm ²	Vatios metro cuadrado
UV	Ultravioleta

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la vida humana moderna gira alrededor de equipos que necesitan del suministro de energía eléctrica para operar, ante esta situación, una alternativa de generar energía eléctrica limpia, confiable y amigable con el medio ambiente, es a través de la generación de energía eléctrica renovable no convencional, como son los micro sistemas fotovoltaicos (μ SFV), que utilizan el sol, como materia prima, constituye una opción económicamente viable para suplir esta necesidad elemental, en sectores que no posean redes de distribución eléctrica convencional.

En el Ecuador existen diferentes formas de generar energía eléctrica, con diferentes tipos de centrales, entre ellas: térmicas, eólicas, hidroeléctricas y fotovoltaicas; las térmicas consumen excesivas cantidades de combustibles fósiles con afectación al ecosistema, y las otras utilizan recursos naturales renovables y abundantes en nuestro país, como son viento, agua y sol, respectivamente [2].

El ARCONEL, en el 2017, publica la Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano, que en su sección 3.1, Balance Nacional de Energía, indica que en el país ha cambiado la matriz energética, siendo la potencia nominal predominante la renovable equivalente a un 58,67% de la generación nacional de energía eléctrica, por debajo tenemos del tipo de fuente no renovable con un 41,33%. La energía fotovoltaica bruta total producida en el país al 2017 fue de 37,48 GWh, que corresponde al 0,13%, según el referido manual, en su sección 2.1 [2].

El Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, que en su sección 2, indica que la generación fotovoltaica tiene una potencia nominal de 26,48 MW y de potencia efectiva de 25,59 MW, que corresponde al 0,34% de participación del mercado nacional. La generación de energía eléctrica renovable alcanzo los 19.535,44 GWh equivalente a un 84,48%, y la energía no renovable fue de 3.569,53 GWh equivalente a un 15,44%, y la obtenida por importación fue de 18,52 GWh equivalente al 0,08% [3].

Con lo anteriormente expuesto se presenta el presente estudio, basado en la regulación ARCONEL 003/18 de 22 de octubre de 2018, aprobada por el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), reformada mediante resolución ARCONEL 057/18 de 16 de enero de 2019, denominada microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica [4].

El trabajo de titulación basado en la regulación ARCONEL 003/18, consiste en realizar el estudio de la factibilidad técnica y económica, orientado al diseño y modelado de la red, en un sistema de generación fotovoltaico para autoconsumo energético, de un nodo principal de una urbanización vía a la costa de la ciudad de Guayaquil, que va a trabajar en sincronismo con la red pública de distribución de energía eléctrica, se utiliza el programa especializado ETAP v16.0; adicionalmente se requirió los datos de las redes eléctricas de distribución de propiedad de CNEC EP - Unidad de Negocio Guayaquil.

CAPÍTULO 1: MARCO CONCEPTUAL

1.1 ANTECEDENTES

En el país, la generación de energía eléctrica es no convencional y convencional, mayormente se da a través de centrales hidroeléctricas y térmicas, respectivamente.

Al 2017, la Potencia Nominal a nivel nacional fue 8.036,34 MW; de los cuales, 4.715,15 MW (58,67 %) corresponden a centrales con fuentes de energía sustentable y 3.321,19 MW (41,33 %) a centrales con fuentes de energía tradicional, según información del ARCONEL, en su publicación Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, en su sección 3.1 [3].`

1.2 JUSTIFICACIÓN

En ciertas regiones del Ecuador, el estado no abastece de energía eléctrica como dispone nuestra constitución en su artículo 314, donde establece que el estado es responsable de la provisión del servicio público de energía eléctrica, y ante esta falta de servicio primario indispensable, la utilización del sistema de generación fotovoltaico se vuelve una opción viable para generar electricidad y satisfacer dicha necesidad, como lo establece el artículo 413 de nuestra constitución, que indica que se debe promover el uso de tecnologías ambientalmente limpias y sanas, de bajo impacto como las energías renovables [5].

Con la regulación existente de ARCONEL, es viable la realización del análisis técnico, ambiental y económico de un micro sistema fotovoltaico para aplicarlo a un sector residencial de clase media, Vía a la Costa en la ciudad de Guayaquil.

1.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL PAÍS

A nivel nacional al 2017, la producción de energía eléctrica renovable convencional genera una Potencia Efectiva de 4.676,05 MW, que se dividen

según su tipo en: Hidroeléctrica 4.486,41 MW; Eólica 21,15 MW; Fotovoltaica 25,59 MW; Biomasa 136,40 MW y Biogás 6,50 MW; y la generación eléctrica producida por sistemas fotovoltaicos, en la provincia del Guayas, alcanzó la Potencia Efectiva de 3,98 MW, como información relevante en las siguientes provincias la Potencia Efectiva alcanzó, en Loja 5,12 MW, en El Oro 5,99 MW, en Imbabura 3,99 MW, muy cercana al Guayas, en Cotopaxi 2,00 MW, en Galápagos 1,64 MW, en Manabí 1,49 MW, en Pichincha 1,00 MW y en Morona Santiago 0,37 MW; según información del ARCONEL, en su publicación Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano [3] , según se muestra en la Figura 1.1 y Figura 1.2. En donde además se muestra las provincias del Ecuador en donde se encuentran instaladas estas centrales que aportan con energía limpia al sistema nacional de energía.

Tabla Nro. 4: Potencia de centrales de generación con fuentes de energía renovable (MW) 1/2

Tipo de Central	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Hidráulica	Azuay	1.772,49	1.797,48
	Bolívar	8,00	8,00
	Cañar	32,33	32,33
	Carchi	4,82	4,15
	Chimborazo	16,33	15,65
	Cotopaxi	47,39	45,27
	Guayas	213,00	213,00
	Imbabura	74,56	75,72
	Los Ríos	57,57	56,20
	Morona Santiago	88,43	87,94
	Napo	1.519,25	1.494,40
	Pichincha	134,38	133,20

Figura 1. 1. Generación eléctrica fuentes renovables Ecuador 1/2
Fuente: MEER [3]

Tipo de Central	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Hidráulica	Sucumbios	49,71	49,71
	Tungurahua	495,30	470,96
	Zamora Chinchipe	2,40	2,40
Total Hidráulica		4.515,96	4.486,41
Eólica	Galápagos	4,65	4,65
	Loja	16,50	16,50
Total Eólica		21,15	21,15
Fotovoltaica	Cotopaxi	2,00	2,00
	El Oro	5,99	5,99
	Galápagos	1,64	1,64
	Guayas	3,98	3,98
	Imbabura	4,00	3,99
	Loja	5,99	5,12
	Manabí	1,50	1,49
	Morona Santiago	0,37	0,37
Pichincha	1,00	1,00	
Total Fotovoltaica		26,48	25,59
Biomasa	Cañar	29,80	27,60
	Guayas	114,50	108,80
Total Biomasa		144,30	136,40
Biogás	Azuay	1,06	1,00
	Pichincha	6,20	5,50
Total Biogás		7,26	6,50
Total general		4.715,15	4.676,05

Figura 1. 2. Generación eléctrica fuentes renovables Ecuador 2/2
Fuente: MEER [3]

En el Tercer Suplemento del Registro Oficial 418 de 16 de enero de 2015, se publicó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), que estableció un nuevo marco legal, acorde a los preceptos constitucionales, que establece en su artículo 26.- energías renovables no convencionales, que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, aprovechando los recursos renovables, este tipo de energías contará con condiciones de regulación preferentes establecidas mediante regulación expedida por el ARCONEL [4].

El estado para fomentar el uso de energía limpia y renovables, a través del ente de control ARCONEL, emite la regulación 003/18, que se enfoca en la microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica [2].

El ARCONEL, en el 2017, publica el ATLAS del sector eléctrico ecuatoriano, que en su sección 2, indica que la capacidad de generación de energía eléctrica renovable a nivel nacional registra una Potencia Nominal (PN) en Mega Vatios (MW) de 4.715,15 y de Potencia Efectiva (PE) en MW de 4.676,05; de los cuales la generación fotovoltaica de la PN es de 26,48 MW y de la PE es de 25,59 MW, que corresponde al 0,34% de participación del mercado nacional [3].

Como dato interesante la energía fotovoltaica bruta total producida en el país al 2017 fue de 37,48 GWh, que corresponde al 0,13%, según el ARCONEL, en su publicación ESTADÍSTICA anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano, en su sección 2.1 [1].

1.4 OBJETIVO GENERAL

Realizar el estudio de un micro sistema de generación eléctrica solar fotovoltaica desde el punto de vista técnico, económico y ambiental, mediante el uso de herramientas de computacionales.

1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Realizar el estudio del diseño y dimensionamiento del micro sistema fotovoltaico de generación eléctrica, para un sector residencial.

Estudiar el impacto en la operación que tendrá la inclusión de generación fotovoltaica en el sistema de distribución de energía eléctrica para un sector residencial, a través de un software especializado.

Analizar la viabilidad técnica, económica y ambiental, de implementar un sistema de generación fotovoltaica en sincronismo con la red de distribución eléctrica.

Diseñar el Manual para la implementación de μ SFV de acuerdo a la regulación ARCONEL 003/18 en redes secundarias de distribución.

1.6 SISTEMA FOTOVOLTAICO

El francés Alexander Edmond Becquerel, en el año 1838, descubrió el efecto fotovoltaico con una pila electrolítica con electrodos de platino y comprobó que la corriente subía en uno de los electrodos cuando se exponía al sol; 35 años después, en el año 1873, el inglés Willoughby Smith, descubrió el efecto fotovoltaico con el selenio; al poco tiempo en el año 1877, el inglés William Grylls Adams junto a su alumno Richard Evans Day, crearon la primera célula fotovoltaica de selenio; transcurrieron 76 años, y en el año 1953, Gerald Pearson de laboratorios Bell, fabricó la célula fotovoltaica de silicio porque es más eficiente que el selenio; otros dos científicos Daryl Chaplin y Calvin Fuller produjeron células solares de silicio como proveedores de energía eléctrica [6].

En el año 1955, la empresa Hoffman Electrónica, fabricó paneles fotovoltaicos para aplicaciones espaciales, y produjo células de 14 mW con un rendimiento del 3% a un costo de 1500 USD el vatio, dos años más adelante esta misma empresa desarrolla células solares más eficientes con un rendimiento del 8%, y tres años después, en 1958, se lanza el Vanguard I, primer satélite alimentado con paneles solares fotovoltaicos, con una potencia instalada de 0,1 W en una superficie de 1 dm² para alimentar un transmisor de 5 mW; la potencia instalada en otros proyectos espaciales fue mejorando así en 1962 el Telsar con 14 W; en 1964 el Nimbus con 470 W; en 1966 el Observatorio Astronómico Espacial con 1 KW y por último en 1973 el Skylab con 20 KW [6].

En la década de los 70, el Sr. Elliot Berman con la ayuda financiera de EXXON, consiguió crear un panel solar más eficiente, que reducía el costo del vatio para generación de energía eléctrica de 100 USD a 20 USD, esto permitió que sea económicamente viable la utilización de paneles fotovoltaicos en instalaciones aisladas de la red pública eléctrica; y en la década de los 80 se dio énfasis de dotar de energía eléctrica producida por sistemas fotovoltaicos en poblaciones aisladas o en asentamientos rurales, porque resultaba costoso suministrar energía eléctrica a través de una red eléctrica [6].

En la década de los 90, se redujo aún más los costos de fabricación de cédulas fotovoltaicas y mejoro su eficiencia; los gobiernos de países desarrollados, impulsaron el uso de esta tecnología a través de leyes que obligaban a las distribuidoras a comprar energía producida por sistemas fotovoltaicos a una tarifa más alta que la de la venta, lo que mejoraba la rentabilidad de los antedichos sistemas en un periodo de tiempo corto; en varios países ya cuentan con centrales fotovoltaicas, así tenemos la de Portugal que con una potencia de 64MW, en España en Olmedilla con 60 MW y en Puertollano con 50 MW [6].

Los avances sobre tecnología en paneles solares, encontramos el CIS (cobre-indio-selenio) y CIGS (cobre-indio-galio-selenio), cuentan con películas finas y flexibles lo que permite su aplicación en aviones, automóviles y cualquier superficie irregular, tienen un costo de fabricación económico y rendimientos hasta el 20% [6]

En estos tiempos, 2018, se considera a la energía solar como una fuente inagotable y renovable que no ha llegado aún al 50% de su capacidad para generar, que podría suplantar a las fuentes de energía tradicionales como son las hidroeléctricas y termoeléctricas; en nuestro país, se está enfocando al uso de energía proveniente del sol, para evitar la contaminación ambiental y la escasez de combustible a largo plazo, se espera que el año 2020 entre a operar en Galápagos, en la isla San Cristóbal, la planta fotovoltaica de 1 MW, con un almacenamiento de batería de 1,4 MWh, con el aporte del Instituto Coreano de Desarrollo y Tecnología KIAT, se logrará la eliminación de 984 t de CO₂ y el consumo de 120.000,00 galones de diésel, al año [7].

1.7 CONEXIÓN A LA RED PÚBLICA DE DISTRIBUCIÓN DEL μ SFV

El proyecto de μ SFV no podrá ser mayor a 100 KW y se conectará con redes de baja o media tensión de la empresa distribuidora eléctrica en este caso de CNEL Unidad de Negocio Guayaquil, quién evaluará la capacidad instalada máxima permitida del μ SFV en el punto de conexión, considerando la capacidad de corriente de cortocircuito, regulación de voltaje y capacidad de corriente del

alimentador; así también el inmueble donde se va a instalar el μ SFV debe ser de propiedad del interesado, el objetivo principal de la instalación del referido sistema es reducir el consumo energético de la vivienda.

Los componentes de un sistema de energía solar, generan electricidad en función de la radiación solar, que varía en cada momento del día, por lo que la generación de energía eléctrica no es constante, para lograr el objetivo deseado, se necesitan entre otras cosas: paneles solares, regulador de carga, inversores, medidores de energía bidireccionales y sistema para soportar todo el equipo fotovoltaico, la implementación del referido sistema se puede apreciar en la Figura 1. 33.

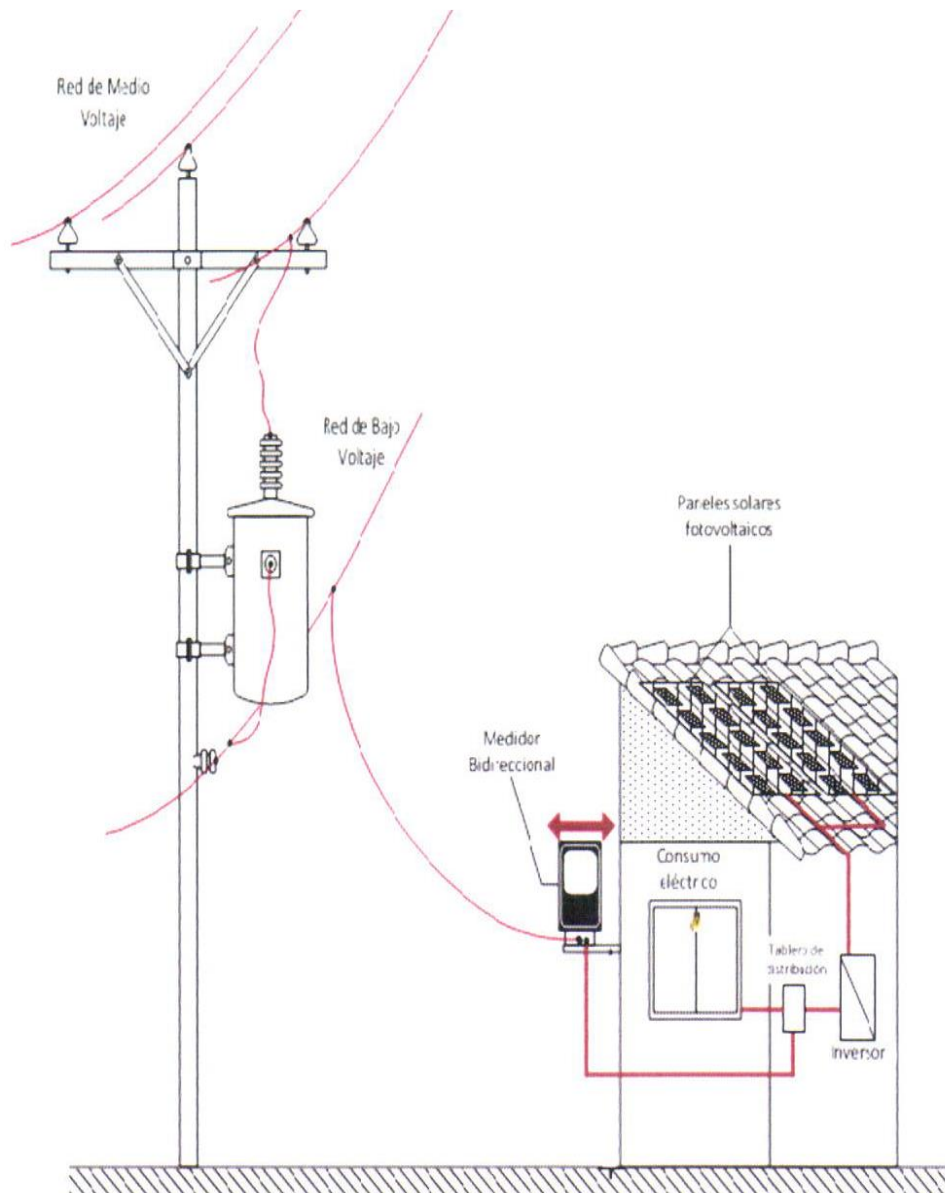


Figura 1. 3. Implementación de sistema generación fotovoltaico
Fuente: ARCONEL [1]

El μ SFV está automatizado de tal manera que en caso de que si existieran parámetros como el voltaje o la frecuencia fuera de los valores permitidos se desconecte automáticamente del sincronismo con la red, incluye desconexión en caso de que se corte el suministro de energía eléctrica convencional debido a que ella por sí misma no podría suplir toda la potencia. Una vez que se reestablezca el sistema la automatización deberá tener un tiempo de 10 mn para volver a conectar el μ SFV en sincronismo con red y continuar entregando energía para autoconsumo.

1.8 CAPACIDAD SOLAR DEL ECUADOR

El sol emite energía que llega a nuestro planeta en forma de radiación solar, esta radiación va decreciendo en intensidad por la distancia que recorre, esta cantidad de energía que recibe la tierra se la conoce como “constante solar” teniendo un valor promedio de $1.366,00 \text{ Wm}^2$ [8].

Debemos indicar que los aspectos importantes para la vida, como es la fotosíntesis y tener una temperatura compatible con la existencia, se da por la energía que recibimos en forma de radiación solar, la acción de filtrado de las bandas en las longitudes de onda ultravioleta, en su mayoría letales, es esencial para el desarrollo de la vida; la estratosfera absorbe los rayos ultravioletas gracias al ozono, la troposfera absorbe y difunde el infrarrojo gracias al vapor de agua y al dióxido de carbono.

La radiación solar al cruzar la atmósfera, por lo diversos gases atmosféricos, se somete a fenómenos de reflexión, refracción, absorción y difusión, no se centra en una sola frecuencia, se distribuye en un amplio espectro de amplitud no uniforme, según la Ley de Wien, la máxima radiación se centra en la banda de radiación o luz visible con un pico de 500 nm que corresponde al color verde cian, equivalente al 41% del total de la radiación [9].

La atmósfera filtra los rayos del sol, aproximadamente la mitad de la radiación solar, atraviesa la atmósfera sin alteraciones, este efecto se lo conoce como radiación neta o directa; otro efecto es la radiación solar difusa o indirecta, que es la radiación solar que ha golpeado al menos una partícula de gases atmosféricos al cambiar el ángulo de incidencia; así también tenemos la radiación solar incidente, que es la energía que no llega a la superficie de la tierra; además tenemos la radiación solar reflejada, que es la incidencia reflejada desde la superficie de la tierra debido al efecto albedo; y por último tenemos la radiación solar absorbida, que después de deducir todas las pérdidas debidas a la reflexión y la retrodispersión de la atmósfera y la superficie de la tierra [10].

En la Figura 1. 44, se aprecia la dispersión de la radiación solar, una vez que pasa la atmósfera.



Figura 1. 4. Dispersión de la radiación solar que atraviesa la atmósfera.
Fuente: MBA News.

La posición del sol, al llegar a la tierra es variante, depende de la inclinación o ángulo con que golpea al planeta, debido a los movimientos de rotación y traslación que realiza este, estos movimientos provocan las estaciones y fenómenos meteorológicos, como se aprecia en la Figura 1. 55.

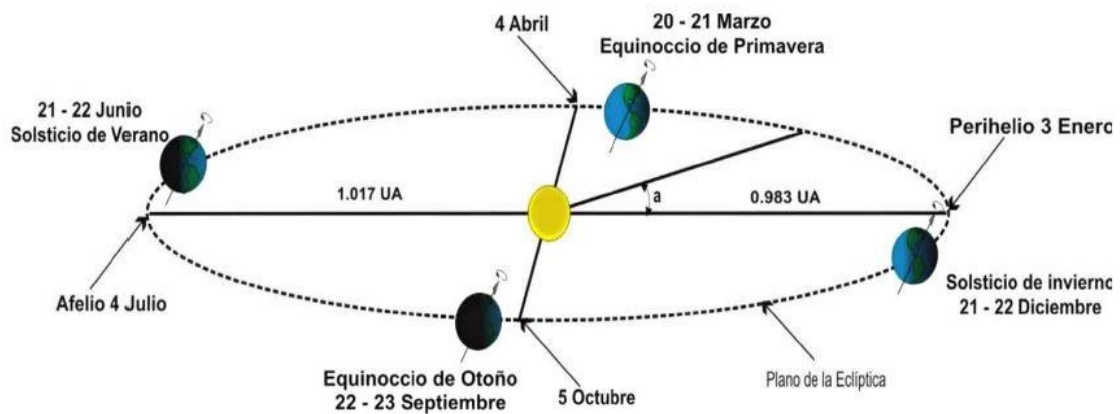


Figura 1. 5. Distribución de los rayos del sol sobre la tierra.
Fuente: Proteccioncivil.org.

Como sabemos que la distancia del sol a la tierra es constante, para saber la posición relativa del sol con respecto a un punto en particular con la tierra, se requiere de conocer la altura solar y el azimut, en la figura 1.6, se aprecia como los rayos solares llegan en diferentes ángulos a nuestro planeta.

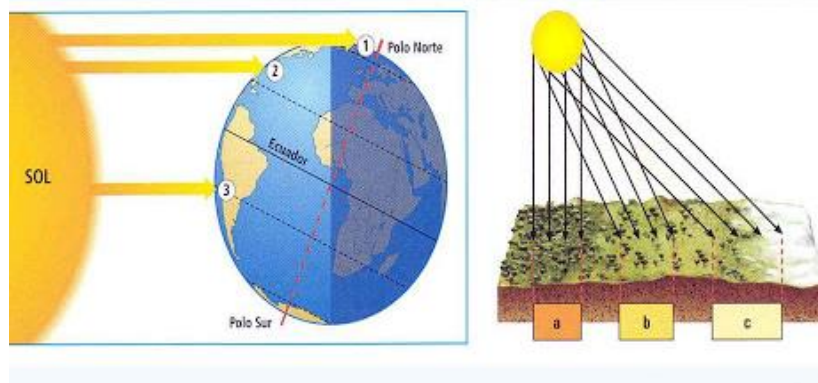


Figura 1. 6. Incidencia de los rayos del sol, sobre la superficie de la tierra.
Fuente: Atlasgeomundo.blogspot.

La altura solar, la incidencia de los rayos solares sobre las placas fotovoltaicas, y el ángulo formado entre el horizonte y el astro a observar, por convención tiene un valor de 0 a 90 grados, si el astro es visible al observado, el ángulo es positivo y si no es visible el ángulo es negativo, a 90 grados positivos se encuentra el Zenit y a 90 grados negativos se encuentra el Nadir, como se aprecia en la Figura 1. 77.

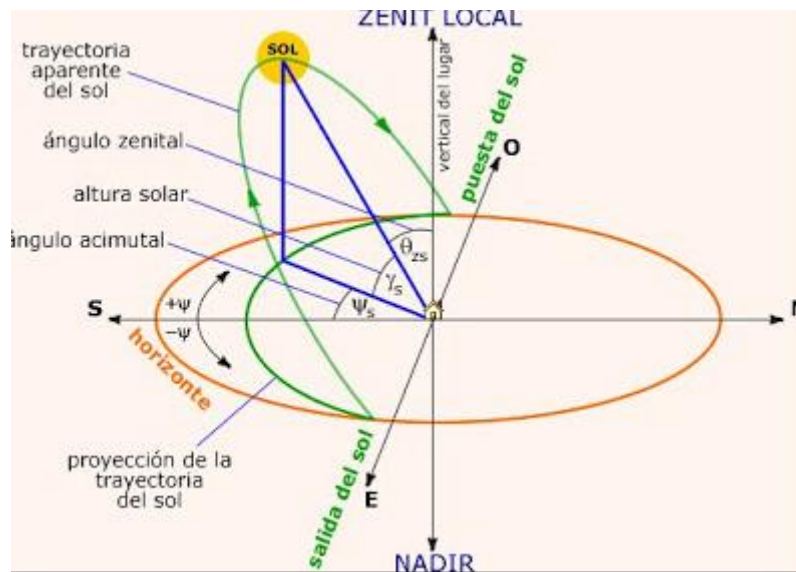


Figura 1. 7. Altura solar
Fuente: The sun first

El azimut solar, se define como el ángulo que forma el meridiano con el círculo vertical que pasa por un punto del planeta, como se aprecia en la Figura 1. 88.

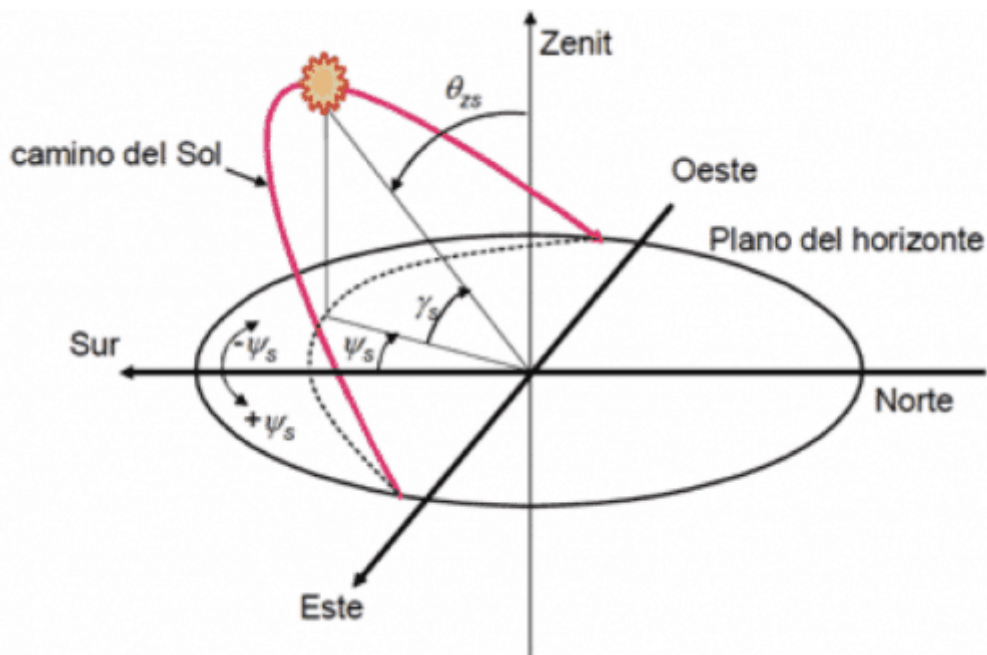


Figura 1. 8. Ángulo azimut
Fuente: Sun fields Europe

La irradiancia se define como la magnitud de potencia incidente por área de superficie, se la expresa en W/m^2 , sobre todo tipo de radiación electromagnética, como se aprecia en la Figura 1. 99.

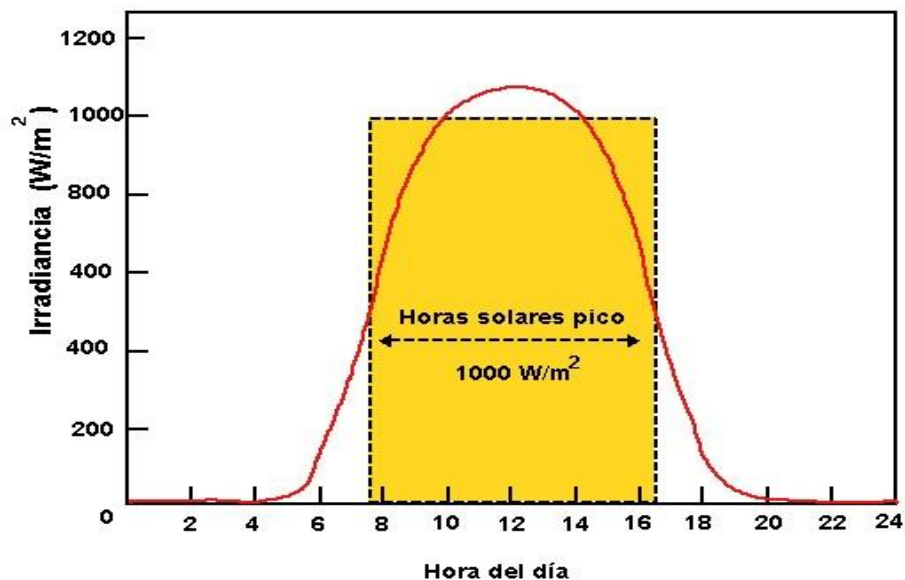


Figura 1. 9. Irradiancia.
Fuente: Calculation solar.com

La irradiación, es la energía por metro cuadrado, que incide en dicha superficie, se expresa en KWh/m², se aprecia en la Figura 1. 1010.



Figura 1. 10. Efecto de irradiación.
Fuente: UNEP – GRID Arendal.

1.9 REGULACIÓN ARCONEL 003/18, GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO DE CONSUMIDORES FINALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

El alcance de esta regulación es aplicable a las empresas distribuidoras y para aquellos usuarios regulados, que decidan, previo al cumplimiento de requisitos, instalar un sistema de microgeneración fotovoltaica (μ SFV) con un plazo de operación hasta 20 años, con una capacidad nominal instalada de hasta 100KW en medio y/o bajo voltaje, que operen en sincronismo con la red, cuya producción sea autoconsumida en sus propias instalaciones y aporten eventuales excedentes a la red de distribución, en caso de que existan se liquidará a través del mecanismo de balance mensual neto de energía establecido en la antedicha regulación.

El μ SFV, es amigable con el medio ambiente, y tendrá seguridad en los niveles de voltaje y la red eléctrica; la empresa distribuidora será la responsable de tramitar la solicitud para la conexión, instalación y operación del consumidor del μ SFV, y este a su vez deberá registrarse a lo establecido en la referida regulación.

Desde el punto de conexión a la red de la empresa de distribución, la conexión a la red será establecida considerando la potencia de instalación fotovoltaica, el conductor deberá soportar la capacidad térmica del transporte de energía a la red de bajo voltaje del transformador de distribución, se deberá calcular la capacidad de cortocircuito, el factor de potencia de la energía suministrada a la red de distribución deberá llegar a la unidad, no deberá existir intercalado en el circuito formado desde los bornes del inversor hasta el equipo de medición; este sistema deberá generar las condiciones de seguridad para el personal de mantenimiento y operación.

El requerimiento técnico para la conexión con el sistema de distribución, es que el μ SFV deberá operar en el rango entre 90% y 110% del voltaje nominal de la red, en caso de operar fuera de este rango, se deberá calibrar las protecciones considerando un tiempo máximo para el despeje de 1 segundo, así también la puesta en paralelo con el sistema no deberá generar variaciones en el voltaje de la red superiores a $\pm 5\%$, y por último la variación máxima de la frecuencia permitida en la operación en sincronismo con la red será de $\pm 0,5$ Hz, concluyendo se deberá contar con el equipamiento necesario para efectuar maniobras de reconexión a las red de distribución sin que se produzcan daños ni sobre voltajes.

La puesta a tierra del μ SFV, en todos sus elementos metálicos tanto en las secciones de corrientes continua y alterna, deberá estar conectadas a un único sistema de puesta a tierra, el cual deberá ser independiente de la empresa de distribución.

Los sistemas de protecciones, deberán garantizar la desconexión en caso de fallas ya sean por causas internas del sistema o de la red de distribución, así también deberá tener interruptores termomagnético en caso de corrientes de cortocircuito, automático diferencial en caso de fuga de corriente continua, automático de la interconexión en caso de pérdida de tensión o problemas de

frecuencia y protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (59 y 61 Hz) y de máximo y mínimo voltaje (+10% y – 10%).

En el sistema de medición del μ SFV, deberá tener la capacidad de medir el flujo en ambos sentidos, en el área servida por CNEL Guayaquil, se usa el medidor multifunción de energía eléctrica inteligente del tipo AMI, con sistema de telemedición para garantizar la eficiencia operacional, con una precisión del \pm 0,5 %, homologado a lo dispuesto por ARCOTEL (Agencia de Regulación y Control de las Telecomunicaciones).

Para la implementación del μ SFV, se debe conocer el recurso renovable disponible en el lugar, como mapas solares o podemos recurrir a la página web <http://uv.exa.ec>, EXA – MNR (Monitor Nacional de Radiación Ultravioleta) para obtener el reporte de la radiación ultravioleta de Guayaquil en línea; se comienza seleccionando el tipo y número de paneles solares necesarios para capturar la energía requerida para satisfacer la demanda instalada en la vivienda, en este caso de estudio no se van a necesitar baterías para el almacenamiento de la energía, ya que el sistema fotovoltaico va a estar en sincronismo con la red pública eléctrica, así también se debe establecer los parámetros del inversor, calibre del conductor que debe ser el adecuado, para minimizar la caída de voltaje y tener un medidor bidireccional, que contabilizará la energía que se entregue a la red.

Se debe tener presente que la Disposición Transitoria Primera, de esta Resolución ARCONEL 003/18, aprobada el 22 de octubre de 2018, fue reformada por la Resolución ARCONEL 057/18, aprobada el 28 de diciembre de 2018, que indica lo siguiente:

“...Primera: Hasta que se emita la regulación sobre generación distribuida las condiciones establecidas en esta regulación para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas fotovoltaicos de hasta 100 KW de capacidad nominal, serán aplicables para consumidores residenciales que tengan interés en instalar sistemas fotovoltaicos de hasta 300 KW de capacidad nominal instalada; y

de hasta de 1000 KW, para consumidores comerciales o industriales.- Segundo: Reformar el nombre de la Regulación ARCONEL 003/18, Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica, en los siguientes términos: “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”...” [11]

1.10 REGULACIÓN ARCONEL 050/18, PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR EL PERIODO ENERO A DICIEMBRE DE 2019.

En los artículos 15 y 17 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), establece las atribuciones y deberes de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), que son la realización de estudios técnicos, económicos y financieros para la elaboración de las regulaciones, pliegos tarifarios y acciones de control; así como aprobar los pliegos tarifarios para el servicio público de energía eléctrica y para el servicio de alumbrado público general [4].

La LOSPEE, en su artículo 43, establece que la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica será de responsabilidad del Estado a través de personas jurídicas debidamente habilitadas por la autoridad concedente para ejercer esta actividad; adicionalmente en su artículo 55 de la ley ibidem, dispone que los pliegos tarifarios serán elaborados por el ARCONEL, observando los principios de solidaridad, equidad, cobertura de costos, eficiencia energética, cuya tarifa será única en todo el territorio nacional según las modalidades de consumo y niveles de tensión; y por último en su artículo 56 de la citada ley, este costo del servicio público y estratégico de energía eléctrica comprenderá los costos vinculados a las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, y del servicio de alumbrado público general [4].

Los sistemas que por condiciones especiales no puedan estar conectados al Sistema Nacional Interconectado (SNI), se considerarán como no incorporados, los clientes regulados de estos sistemas podrán tener cargos tarifarios diferentes de las zonas interconectadas aprobados por el ARCONEL, los subsidios que se puedan generar en los antedichos sistemas serán cubiertos por los

consumidores del SNI o asumidos por el Estado, según políticas establecida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), como lo establece el artículo 64 de la LOSPEE [4].

Esta resolución resuelve, aprobar el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica para el año 2019, el mismo que contiene la estructura, nivel y régimen tarifario [4].

Se define como Categoría Residencial, al servicio público de energía eléctrica destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores, es decir, en la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada; así también se define a la Tarifa Residencial, es la que se aplica a todos los consumidores sujetos a la categoría residencial, por lo cual el consumidor debe pagar, lo siguiente: a) un cargo por comercialización en USD/consumidor-mes, independiente del consumo de energía, y b) cargos incrementales por energía en USD/KWh, en función de la energía consumida [5].

CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA

2.1 CÁLCULO DE LA POTENCIA A INSTALAR

El presente trabajo se lo desarrolló en la urbanización Porto Alegre en la Vía a la Costa, el proyecto consta de alrededor de 200 casas de las cuales se seleccionaron las 63 casas correspondientes a la primera etapa para realizar el estudio, debido a que ya están construidas y presentan un mayor potencial para la obtención de la energía solar fotovoltaica. La urbanización Porto Alegre se encuentra en las coordenadas 2°10'53" Sur y 80°00'10" Oeste, con una elevación de 31 msnm. En la

Figura 2. 1 se observa la urbanización empleando la herramienta Google Earth disponible online.

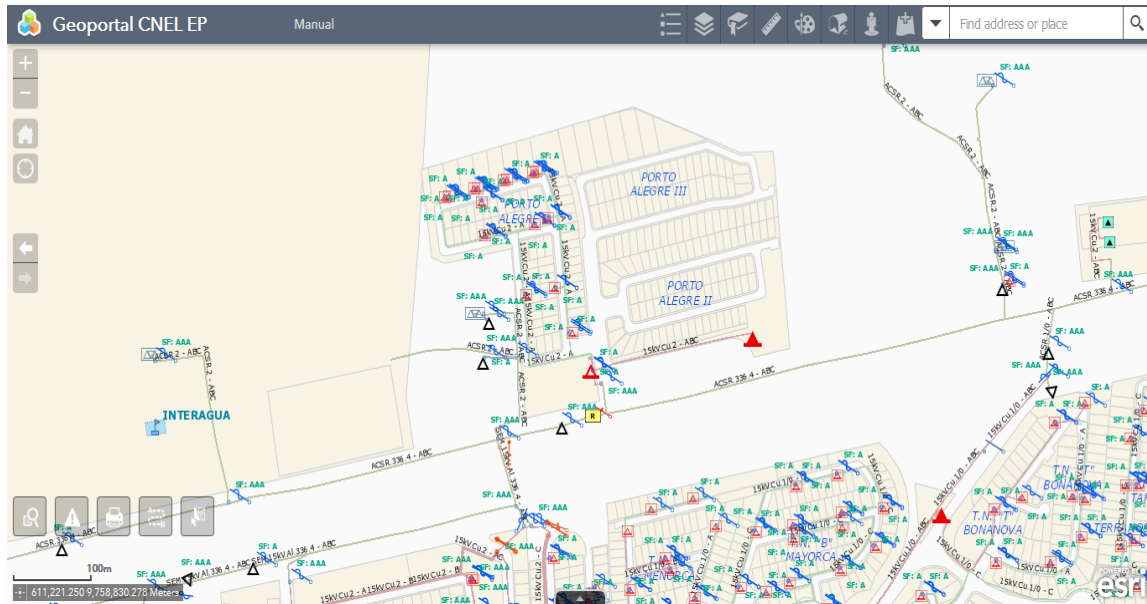


Figura 2. 1. Urbanización Porto Alegre.
Fuente: Google Earth.

2.1.1 CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE USUARIOS

Para dimensionar la potencia a instalar del μ SFV de acuerdo con la regulación del ARCONEL 003/18, se necesita determinar la energía que consumió cada

usuario en los últimos 12 meses, para lo cual se obtuvo las planillas de electricidad de los meses de junio 2018 hasta mayo 2019, como muestra de 20 usuarios que se van a estudiar. Los códigos de cliente se los obtuvo desde la plataforma Geoportal CNEL EP de acuerdo con la Figura 2. 2.



**Figura 2. 2. Datos de Usuarios.
Fuente Geoportal CNEL EP.**

Con los códigos de usuarios, se obtuvo desde la página de CNEL EP, Figura 2. 3, las planillas de los 20 usuarios durante un año, de donde se tomó el valor de la energía consumida duran los últimos 12 meses.



The image shows a web browser window displaying the CNEL website. The address bar shows the URL www.cnel.gov.ec/planillas/planillas_gye.html. The page features a blue header with the text "Si eres cliente de la Unidad de Negocio Guayaquil" and "Consulta tu planilla Desde marzo 2018 Ahora con Cuenta Contrato". The CNEL logo is visible in the top right corner. Below the header, there is a search form with a dropdown menu labeled "Consulta por Código Cliente*" and a text input field containing "9993423999". A red asterisk and text below the input field indicate a requirement: "* DIGITAR EL CODIGO DE CLIENTE COMPLETO (9999999999)". A blue button labeled "CONSULTAR DATOS" is positioned below the input field. At the bottom of the page, there are two buttons: "CNEL EP" and "Planillas Inicio".

Figura 2. 3. Consulta de Planillas.
Fuente CNEL EP.

Consumo de Energía Eléctrica Mensual de Usuarios de la Urbanización Porto Nuevo (kWh)												
Código Cliente	Junio 2018	Julio 2018	Agosto 2018	Septiembre 2018	Octubre 2018	Noviembre 2018	Diciembre 2018	Enero 2019	Febrero 2019	Marzo 2019	Abril 2019	Mayo 2019
0401514237	200	234	229	175	274	246	154	151	136	144	283	139
0401521573	262	143	194	227	222	209	115	211	196	227	236	306
0401556615	381	385	353	391	390	373	322	378	404	332	321	345
0401579537	920	857	861	975	948	922	621	1039	1057	985	944	1028
0401586777	670	743	741	812	744	633	613	776	808	822	804	854
0401588882	689	757	694	695	772	841	601	766	927	816	841	790
0401594129	699	918	758	678	702	778	661	934	771	824	746	692
0401595626	590	573	587	600	590	588	514	636	678	642	589	629
0401598464	732	681	785	641	673	793	689	594	618	687	893	967
0401614813	518	331	511	485	444	372	305	539	583	548	587	557
0401622718	691	750	755	630	762	700	769	555	743	577	673	597
0401642727	442	417	422	401	442	423	277	421	459	394	401	394
0401647019	435	391	348	392	392	412	347	537	792	760	732	697
0401647541	347	415	432	402	370	412	347	321	385	406	360	413
0401656169	391	490	438	412	473	401	423	441	357	380	486	405
0401663077	675	710	685	704	693	687	692	693	715	675	679	718
0401668370	330	364	393	416	436	394	388	402	419	407	325	468
0401676244	404	516	556	463	554	518	426	500	572	596	521	553
0410003767	565	635	555	597	634	606	565	531	578	539	614	644
0410016918	136	125	143	266	148	179	247	82	79	90	268	240

Tabla 2. 1. Consumo de Energía.
Fuente CNEL EP

2.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA GENERACIÓN FOTOVOLTAICO

La capacidad nominal máxima instalada del μ SFV, para su diseño será determinada conforme la siguiente expresión:

$$\text{Capacidad nominal instalada} = \frac{\sum_{i=\text{mes } 1}^{\text{mes } 12} E \text{ mensual}_i (\text{kWh})}{\text{Factor}_{\text{planta de diseño}} * 8760 (\text{h})}$$

Donde:

$E \text{ mensual}_i$: Energía mensual facturada al consumidor, en caso de no contar con este registro, se podrá realizar una proyección en el estudio técnico [1].

En el presente estudio se usó los datos, correspondientes a 20 usuarios, de los cuales se tomó el promedio de las sumas de los consumos de los últimos doce meses esto es 6.345,7 kWh anuales.

El factor de planta de diseño para el presente estudio según [12] se lo puede fijar en 18%.

El factor de planta del μ SFV una vez instalado no podrá ser mayor que el factor de planta determinado en el diseño; cualquier variación con los estudios del diseño o con las instalaciones del μ SFV, deberán ser autorizadas por la empresa distribuidora [1].

Aplicando la fórmula nos queda:

$$\text{Capacidad nominal instalada} = \frac{6345,7 (\text{kWh})}{0,18 * 8760 (\text{h})}$$
$$\text{Capacidad nominal instalada} = 4,024 (\text{kW})$$

El área necesaria para instalar los paneles solares de acuerdo con la herramienta de diseño del software PVsyst versión 8.1, debe ser de 29 m². La ubicación de los paneles es en el techo de las casas.

La Figura 2. 4 muestra las dimensiones que tiene el lado del techo que está orientado hacia el este, de acuerdo con esas medidas una vez realizado el

cálculo del área el resultado es 36.47 m^2 , esta es el área útil para instalar os paneles fotovoltaicos y de acuerdo con el uso del PVsyst versión 6.81 se requieren 29 m^2 , si se tiene el área suficiente para dicha instalación.

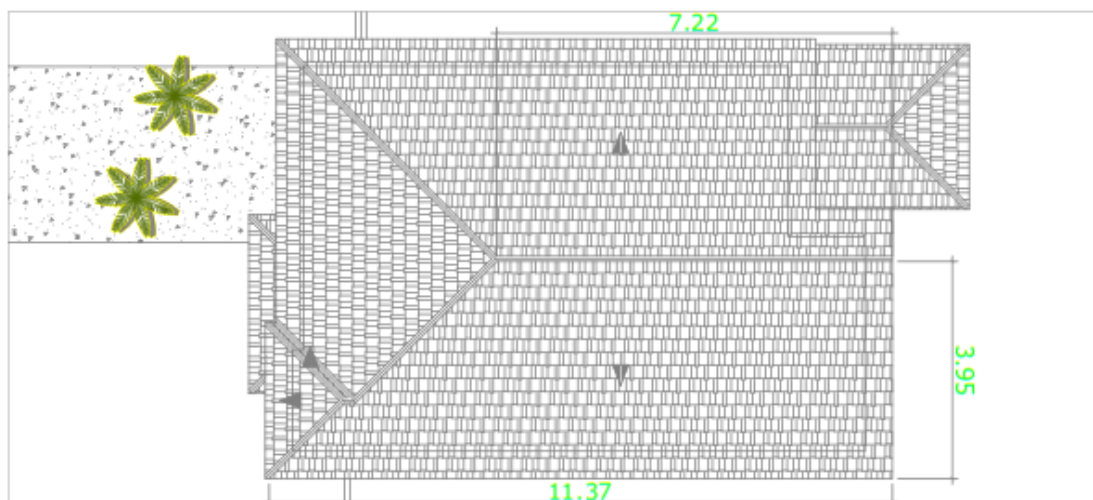


Figura 2. 4. Techo de la Vivienda.
Fuente. Los autores.

2.3 DISEÑO DEL SISTEMA GENERACIÓN FOTOVOLTAICO

2.3.1 PVsyst

El software empleado para el dimensionamiento, diseño y simulación del μSFV es el PVsyst versión 6.81 que se encuentra disponible con las características completas en una versión de prueba gratis por un mes Figura 2. 5 [13].

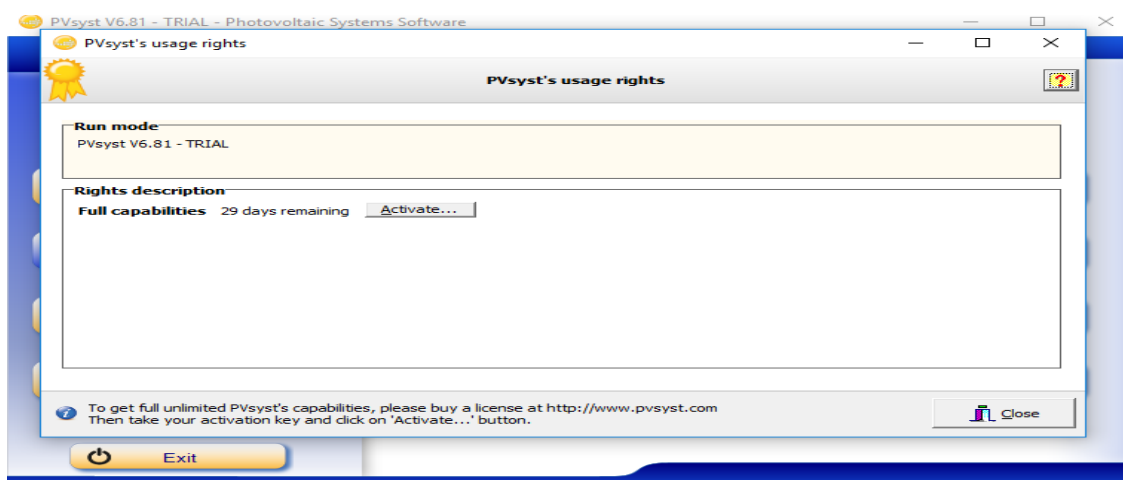


Figura 2. 5 Versión PVsyst.

Fuente: Los autores.

PVsys ha sido diseñado y desarrollado por la universidad de Ginebra, está diseñado para ser utilizado por arquitectos, ingenieros e investigadores [13]. También es una herramienta educativa muy útil, incluye un menú de ayuda contextual detallado que explica los procedimientos y modelos que se utilizan, y ofrece un enfoque fácil de usar con una guía para desarrollar un proyecto. PVsys puede importar datos meteorológicos, así como datos personales de muchas fuentes diferentes [13].

El programa toma los registros meteorológicos de años anteriores los procesa y de acuerdo con la selección de paneles e inversores seleccionados es capaz de pronosticar la productividad anual de la instalación fotovoltaica, así como las pérdidas de energía producidas en el sistema. Además, presenta diferentes tablas y gráficos con información del comportamiento de la instalación de micro generación solar fotovoltaica

2.3.2 Celda fotovoltaica

La celda fotovoltaica, es el principal componente del sistema fotovoltaico, este equipo permite que la radiación solar que llega a la tierra en forma de energía lumínica (fotones), la transforme en energía eléctrica (electrones), todo este proceso se llama efecto fotoeléctrico, como se muestra en la Figura 2.6

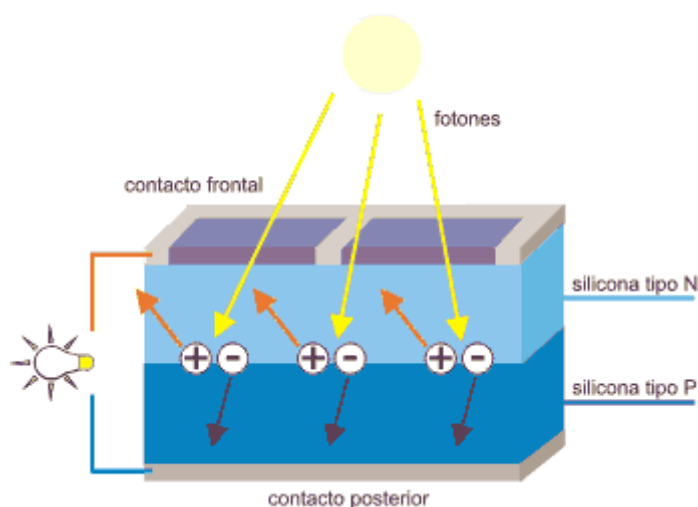


Figura 2. 6 Efecto fotoeléctrico.
Fuente: ENVINERGY.

2.3.3 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos, poseen voltajes y corrientes intrínsecos de cada panel fotovoltaico, según dato de placa del fabricante, para satisfacer la necesidad del diseño, se deben agrupar en varios módulos para dimensionar los arreglos fotovoltaicos, y así satisfacer la demanda instalada. Estos se pueden conectar entre ellos en serie, en paralelo o en combinación serie paralelo, según se tenga la necesidad de voltaje y corriente tal como indica.

En el presente trabajo se ha usado la herramienta de diseño del software PVsyst 6.81, para determinar el número de paneles a emplear en la instalación, lo cual, da como resultado que se van a emplear 20 paneles marca GE Solar modelo GES-6P-200, construido de silicio policristalino de 200 Wp, con una tensión de salida de 22 V, lo que sumaría en total 4.00 kWp, de potencia instalada. Se seleccionó este panel debido a que se cuenta con el espacio suficiente para su instalación, no se usó paneles monocristalinos debido a que conlleva una inversión económica superior que se justifica únicamente en los lugares donde el espacio físico disponible no permite utilizar los policristalinos. Las características del panel fotovoltaico seleccionado constan en el anexo 1 del presente trabajo.

2.4 TIPO DE CONEXIÓN A LA RED

La conexión a la red se la realiza a nivel de bajo voltaje, los paneles fotovoltaicos generan potencia en corriente continua que a su vez se conectan a un inversor que tiene la facilidad de entrar en sincronismo con la red. Estos deben cumplir con la condición de operar cuando en los niveles de voltaje y frecuencia estén los límites permitidos. En caso de que los niveles de voltaje y frecuencia estén fuera de los límites permitidos estos se deberán desconectar preservando así la integridad de los equipos instalados para proveer la energía solar fotovoltaica.

La conexión física se la realiza de manera que la potencia entregada en corriente directa por los paneles solares se conecte de manera sólida y segura con el inversor. La potencia que entrega del inversor se conecta al tablero de

distribución principal de la vivienda por medio de sus respectivas protecciones termomagnética, que a su vez, sirvan como disyuntor para el respectivo seccionamiento del sistema μ SFV en caso de que se requiera el mantenimiento e incluso para tenerlo seccionado antes de que se autorice su puesta en funcionamiento en sincronismo con la red. El tablero principal de distribución de la vivienda se conecta directamente al medidor de energía bidireccional que lo provee la empresa eléctrica, este medidor, deberá ser calibrado antes de instalarse por la empresa eléctrica, así mismo lo deberá monitorear y darle el respectivo mantenimiento de tal manera que las mediciones tanto de energía tomada de la red como la energía inyectada a la red sea lo más objetivamente posible.

El inversor se selecciona con la ayuda de programa PVsyst 6.81, lo cual permite evaluar si el inversor cumple las características para conectarse con los módulos fotovoltaicos y a su vez si se puede conectar a la red comercial de energía eléctrica. En el presente estudio se seleccionó dos inversores de la marca GE Solar modelo GES2-2K2TL de una potencia nominal en corriente alterna de 2 kW lo que sumaría una potencia nominal de 4 kW en corriente alterna. Las características del inversor seleccionado constan en los anexos del presente trabajo.

2.5 BASE DE DATOS METEOROLÓGICA

El programa con el que se trabaja, puede tomar la data climatológica de diferentes bases de datos, entre ellas, Meteonorm 7.2, NASSA – SSE, PVGIS TMY, NREL/NSRDB TMY. En el presente trabajo se tomó la base de datos Meteonorm 7.2 en concordancia con lo manifestado por [14].

Los valores mensuales de las condiciones meteorológicas como la irradiación global horizontal, la irradiación difusa horizontal, la temperatura ambiente y la velocidad del viento obtenidos desde la base de datos antes mencionada se muestran en la

Tabla 2. 2.

	Irradiación global horizontal kWh/m² mensual	Irradiación difusa horizontal kWh/m² mensual	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s
Enero	135.6	83.2	26.3	1.1
Febrero	139.2	78.2	26.0	0.8
Marzo	167.3	86.8	26.3	0.9
Abril	149.3	78.1	26.2	1.1
Mayo	148.6	69.6	25.7	1.4
Junio	131.7	65.7	23.9	2.1
Julio	120.0	70.8	23.7	2.4
Agosto	127.1	81.9	23.5	2.6
Septiembre	155.5	79.3	23.5	2.7
Octubre	154.4	84.9	24.0	2.7
Noviembre	135.8	74.7	24.2	2.5
Diciembre	139.6	83.8	26.0	2.0
Anual	1704.1	937.0	24.9	1.9

Tabla 2. 2 Valores meteorológicos mensuales obtenidos de la base de datos Meeonorm 7.2

La

Tabla 2. 3, muestra los valores diarios de las condiciones meteorológicas como la irradiación global horizontal, la irradiación difusa horizontal, la temperatura ambiente y la velocidad del viento obtenidos desde la base de datos Meeonorm 7.2.

	Irradiación global horizontal kWh/m² diaria	Irradiación difusa horizontal kWh/m² diaria	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s
Enero	4.37	2.68	26.3	1.1
Febrero	4.97	2.79	26.0	0.8
Marzo	5.40	2.80	26.3	0.9
Abril	4.98	2.60	26.2	1.1
Mayo	4.79	2.25	25.7	1.4
Junio	4.39	2.19	23.9	2.1
Julio	3.87	2.28	23.7	2.4
Agosto	4.10	2.64	23.5	2.6
Septiembre	5.18	2.64	23.5	2.7
Octubre	4.98	2.74	24.0	2.7
Noviembre	4.53	2.49	24.2	2.5
Diciembre	4.50	2.70	26.0	2.0
Anual	4.67	2.57	24.9	1.9

Tabla 2. 3 Valores meteorológicos diarios obtenidos de la base de datos Meeonorm 7.2

2.6 PRODUCTIVIDAD DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Una vez obtenida la data de la irradiación horizontal y difusa se hace uso del programa PVsyst 6.81 para realizar la simulación de la μ SFV, esto nos va a entregar como resultado la productividad de energía eléctrica captada por los paneles fotovoltaicos, así como la energía disponible para entregarla para consumo. Nos muestra, además, las pérdidas que se producen en los paneles, en los inversores, pérdidas debido a la calidad de los paneles fotovoltaicos, entre otros [14].

La

Tabla 2. 4 muestra los resultados obtenidos de la simulación realizada por el programa. Estos datos son los que resultarían una vez instalada y puesta en funcionamiento un μ SFV.

	Irradiación global horizontal kWh/m ²	Irradiación difusa horizontal kWh/m ²	Temperatura ambiental °C	Incidencia global al plano kWh/m ²	Energía entregada por paneles MWh	Energía inyectada A la red MWh	Tasa de desempeño
Enero	135.6	83.24	26.34	131.4	0.444	0.423	0.806
Febrero	139.2	78.31	25.96	136.2	0.459	0.438	0.804
Marzo	167.3	86.80	26.25	166.6	0.558	0.533	0.800
Abril	149.3	78.15	26.24	151.8	0.509	0.485	0.800
Mayo	148.7	69.60	25.69	154.1	0.519	0.495	0.803
Junio	131.7	65.60	23.87	137.3	0.468	0.446	0.812
Julio	120.0	70.77	23.66	123.7	0.425	0.405	0.818
Agosto	127.1	81.90	23.53	129.0	0.443	0.422	0.818
Septiembre	155.5	79.27	23.46	156.4	0.530	0.506	0.809
Octubre	154.4	84.89	24.05	152.5	0.517	0.493	0.808
Noviembre	135.8	74.72	24.22	132.1	0.448	0.427	8.808
Diciembre	139.6	83.76	26.04	134.7	0.455	0.434	0.805
Anual	1704.0	937.01	24.94	1705.6	5.777	5.507	0.807

Tabla 2. 4 Resultados de la simulación en PVsyst

La Figura 2.7 muestra el diagrama de entrada y salida de energía en los módulos fotovoltaicos, es decir, se muestra la cantidad de kWh/día que inyectan a la red por cada kWh/m² de radiación global incidente en los paneles. Los datos mostrados corresponden a la simulación de un año calendario, esta simulación se la realizó con el sistema diseñado para una sola vivienda en Guayaquil en la

urbanización Portoalegre en la vía a la Costa, empleando el programa computacional PVsyst versión 6.81.

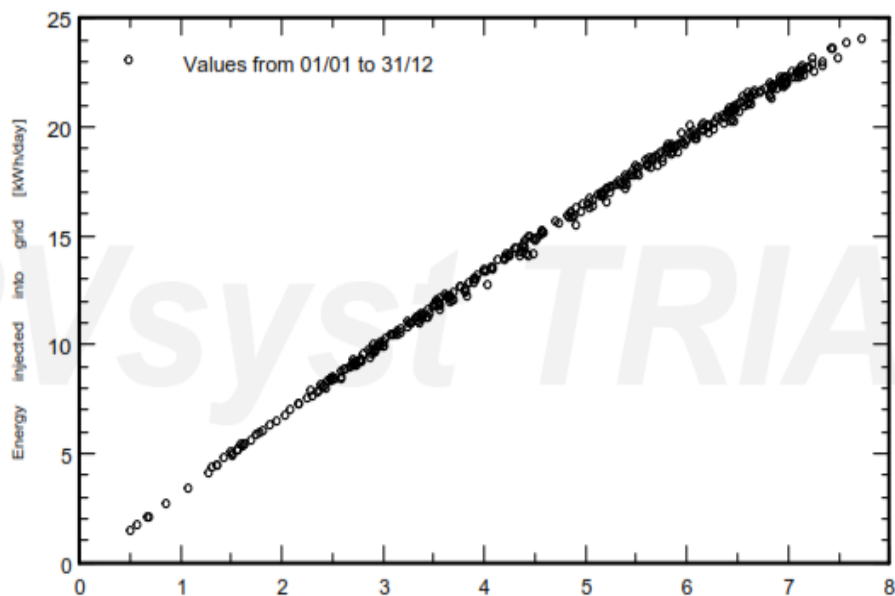


Figura 2. 7. Diagrama de entrada y salida de energía.
Fuente: PVsyst

La Figura 2.8 muestra la distribución de energía inyectada a la red en referencia a la potencia inyectada a la red, esta información se la obtiene de la simulación del sistema durante el tiempo de estudio es decir un año calendario. La comparación que se muestra es la Energía en kWh inyectada a la red por cada Vatio de Potencia inyectado a la red.

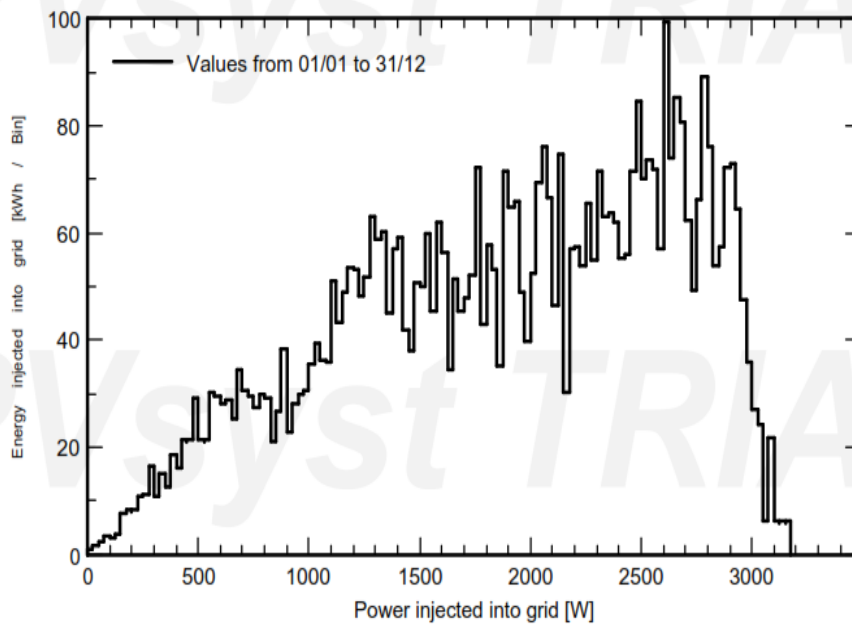


Figura 2. 8. Relación Energía - Potencia inyectada a la red.
Fuente: PVsyst

La figura 2.9 muestra el diagrama de pérdida de energía del sistema durante un año de operación. Se observa que del total de irradiación solar horizontal que es 1704 kWh/m^2 más la incidencia global en los paneles colectores 0.1% , se producen pérdidas debido a condiciones ambientales, al proceso de conversión en los paneles, al nivel de irradiancia, a la temperatura, a la calidad de los módulos, al desajuste de los módulos y cadenas, a la resistencia óhmica del cableado y pérdida debido a los procesos del inversor propiamente dicho. Es

decir, que en este sistema de 29 m^2 de colectores solares se obtiene 6.59 MWh anuales de los cuales se inyectan a la red 5.50 MWh.

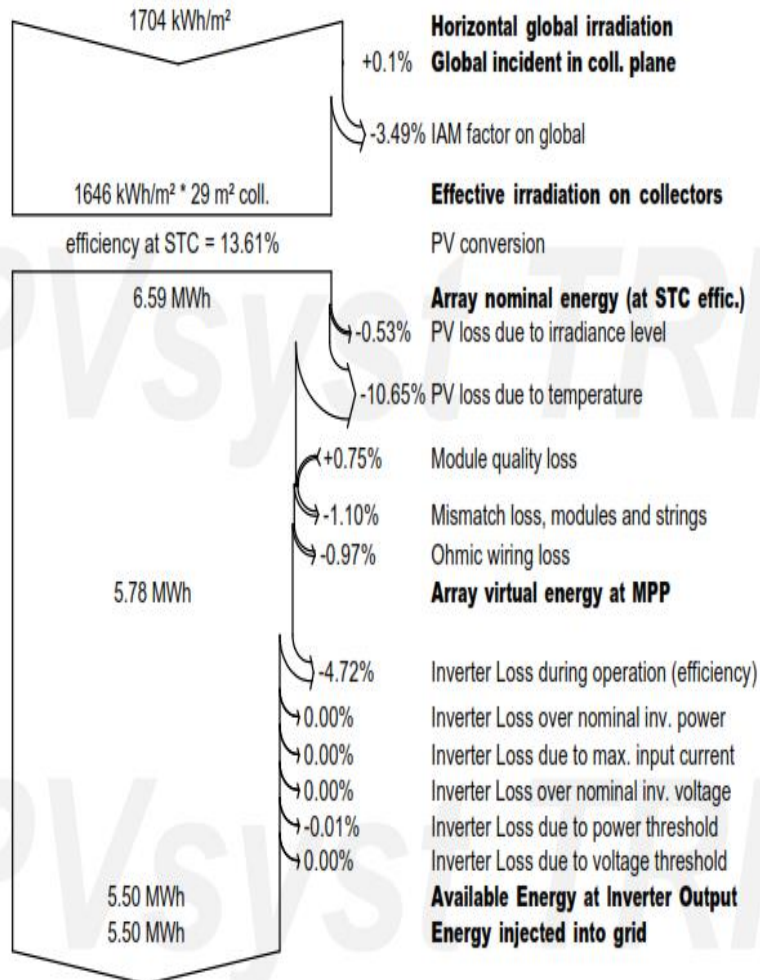


Figura 2.9. Diagrama de pérdidas del sistema fotovoltaico.

CAPÍTULO 3: MODELADO DE LA RED ELÉCTRICA

Los sistemas eléctricos se encuentran estructurados de tal manera que constan de varias fases como lo son la generación, la transformación, la transmisión y la distribución, siendo esta última la etapa que lleva la energía eléctrica a hacia los usuarios.

Al hablar de la generación, esta, convencionalmente se suele ubicar en lugares cercanos a donde se encuentra el recurso primario para la generación, es decir, si se trata de generación hidráulica entonces su implantación dependerá de la disponibilidad del agua y las condiciones para hacer que esta pueda ser aprovechada para generar electricidad, usualmente estos recursos están alejados de los grandes centros de carga. La generación térmica se puede ubicar cerca de la carga, sin embargo, ha sido cuestionada por las afectaciones que provoca al medio ambiente, los costos del combustible y la duración limitada de estos. Ante esto las tendencias mundiales apuntan al uso de recursos renovables para la generación de electricidad entre los que se puede contar el aprovechamiento de los rayos del sol para mediante paneles fotovoltaicos obtener energía eléctrica.

Existen varias alternativas para aprovechar al sol como fuente de energía, todas con ventajas y desventajas, una de las bondades a la cual se intenta sacar provecho es la posibilidad de que la generación esté cerca de la carga y además distribuida a lo largo y ancho de la red de distribución, motivo por el cual se denomina generación distribuida, que no solo suple la demanda de energía, sino que también ayuda a mejorar los niveles de tensión.

3.1.- MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA RED PÚBLICA

Una red de distribución es un sistema eléctrico que permite la operación con cargas desbalanceadas y topología asimétrica.

Los alimentadores primarios de los sistemas de distribución están constituidos por secciones de líneas aéreas o subterráneas, trifásicas llamadas ramas, y ocasionalmente líneas monofásicas (2 fases y neutro), y monofásicas (una fase y un neutro) como arranques laterales o finales, En el algoritmo de flujo de potencia trifásico se numera cada nodo o sección de línea en la red con un único índice, sin importar el número de fases de cada nodo de la sección.

Las impedancias serie de la sección i , se representan por una matriz de 3×3 como se muestra en la ecuación:

$$Z_i = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}$$

Si cualquier sección de línea i no existe, la correspondiente fila y columna de la matriz contendrá sus elementos en cero.

Los elementos de la diagonal corresponden a las impedancias propias de las fases mientras que los elementos fuera de la diagonal corresponden a las impedancias mutuas entre fases, estos elementos pueden ser obtenidos de la siguiente manera:

$$Z_{aa} = R_a + j(x_a + x_{d(ak)})$$

$$Z_{ab} = j(x_{d(bk)} - x_{d(ba)})$$

De donde:

x_a : Reactancia inductiva debida a los flujos internos y externos al conductor a un radio de un pie.

$x_{d(ak)}$: Factor logarítmico de espaciamiento entre el conductor a y un punto considerado como retorno k , (puede ser la distancia al neutro).

$x_{d(ba)}$: Factor logarítmico de espaciamiento entre los conductores b y a .

3.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

El concepto de generación distribuida es una tendencia que viene tomando fuerza en los últimos años y consiste en la conexión de fuentes de potencia activa

conectadas de manera dispersa en cualquier punto de una red de distribución con capacidad de inyectar potencia neta a la red, de manera inicial y hasta la presente, los sistemas de distribución generalmente tienen topología radial en las cuales se mantiene la dirección de flujo permanentemente.

Entre las fuentes de generación utilizadas en estas redes de generación distribuida se tienen paneles fotovoltaicos, celdas de hidrógeno, unidades eólicas, siempre y cuando el recurso lo permita, generación térmica en pequeñas unidades y entre otras.

Entre las ventajas que se puede mencionar de la generación distribuida son los casi nulos costos por transmisión, la disminución de las pérdidas técnicas puesto que se tiene la generación cerca de la carga y de manera adicional ayuda con la regulación del voltaje.

3.3.- ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA

Entre los cálculos que son ampliamente utilizados en el campo de la ingeniería eléctrica está el flujo de potencia, usado en el planeamiento y la operación de sistemas de energía eléctrica a nivel de transmisión y también en distribución.

El objeto del flujo de potencia en las redes de energía es determinar las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema eléctrico. Con la aplicación de un flujo de potencia se pueden verificar problemas de tensión, sobrecargas, pérdidas, etc [1]. Los problemas de operación económica de un sistema eléctrico, reducción de pérdidas, la planificación de nuevos sistemas o modificaciones en los ya existentes entre otras son varias de las problemáticas que se pueden abordar con el flujo de potencia.

Para correr flujos de potencia los métodos utilizados son el método de Gauss-Seidel y el método de Newton-Raphson con sus variantes completa y desacoplada. Las consideraciones de estos dos métodos fueron pensadas en sistemas de transmisión en donde las redes son simétricas y balanceadas y las

reactancias son mucho mayores que las resistencias, lo cual no ocurre en redes de distribución que poseen cargas desbalanceadas, son radiales y el valor de la resistencia es comparable al de la reactancia.

En general, los métodos para rodar flujos en sistemas de distribución se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- 1) Métodos con modificaciones tomados de los utilizados en sistemas de potencia
- 2) Métodos de barrido, dentro de los métodos de barrido como el de la suma de corrientes, de la suma de potencia y de la suma de impedancias.

3.3.1 Algoritmo de flujo de potencia en generación distribuida.

Para el análisis de flujo de potencia en los sistemas de distribución, se tiene conocimiento de las tensiones para cada una de las fases en la subestación de origen, las potencias complejas de las cargas, el modelo matemático de cada una de las cargas, así como también los parámetros y el modelo matemático de las líneas [4]. A continuación, se hace una descripción del método de flujo de carga basado en suma de corrientes (barrido hacia atrás y hacia adelante), el cual se ha adaptado para incorporar generación distribuida.

3.3.2 Método de barrido.

Para la aplicación del método de barrido hacia atrás hacia adelante deben numerarse de forma ordenada las ramas del sistema de distribución comenzando desde el punto de inicio [13].

El primer paso es asumir una tensión especificada en la barra de referencia o nodo de inicio, $V_{r,abc}$ y atribuir valores de tensión a todos los nodos del sistema $V_{i,abc}$. A continuación, se calcula la corriente que es inyectada en cada nodo aplicando la siguiente ecuación:

$$I_{i,abc}^{(k)} = \left(\frac{S_{i,abc}}{V_{i,abc}^{(k-i)}} \right)^* - Y_{i,abc} * V_{i,abc}^{(k-i)}$$

El modelo matricial:

$$\begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} (S_{ia}/V_{ia}^{(k-1)})^* \\ (S_{ib}/V_{ib}^{(k-1)})^* \\ (S_{ic}/V_{ic}^{(k-1)})^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{ia} & & \\ & Y_{ib} & \\ & & Y_{ic} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(k-1)}$$

De donde:

$S_{i,abc}$ = Potencia compleja inyectada en el nodo i.

$V_{i,abc}$ = La tensión en el nodo i.

$Y_{i,abc}$ = Admitancia de todos los elementos al nodo i y en las fases abc.

k= contador de las iteraciones del proceso.

Iniciando en las ramas del último nivel en dirección al nodo de referencia, las corrientes son determinadas en cada rama haciendo la suma de corriente del propio nodo con la corriente de todas las ramas que derivan del mismo nodo, como se muestra a continuación:

$$\begin{bmatrix} J_{ia} \\ J_{ib} \\ J_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} = - \begin{bmatrix} I_{ja} \\ I_{jb} \\ I_{jc} \end{bmatrix}^{(k)} + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} J_{ma} \\ J_{mb} \\ J_{mc} \end{bmatrix}^{(k)}$$

De donde:

J_{iabc} = Flujos de corriente desde el alimentador m

M= Conjunto de ramas conectados al nodo j.

De manera progresiva iniciando en el nodo de referencia se avanza hacia los últimos niveles y se calcula la nueva tensión de cada nodo, siendo necesario conocer la tensión del nodo anterior. El voltaje en el nodo de referencia se asume como un valor predeterminado en el inicio del proceso iterativo (tensión de referencia). Las tensiones de nodo se calculan de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} J_{ia} \\ J_{ib} \\ J_{ic} \end{bmatrix}^{(k)}$$

De donde:

V_{iabc} = Voltaje para las barras iabc en la iteración k en la iésima barra.

Z_{nn} = Impedancias serie para el tramo del alimentador correspondiente.

El proceso de cálculo se para, cuando se cumple con el criterio de convergencia previamente establecido, mismo que consiste en determinar la diferencia de tensión por fase entre dos iteraciones seguidas, de ser mayor al criterio de convergencia, se regresa a determinar las corrientes con las fórmulas indicadas.

El algoritmo para modelar el flujo de carga en la generación distribuida se puede realizar de dos maneras. La primera alternativa sugiere que la generación sea representada mediante una carga negativa con factor de potencia constante en una barra PQ, que es la forma más común y sencilla, ya que no modifica de manera significativa el algoritmo descrito anteriormente. La segunda alternativa modela la generación distribuida. El segundo modelo consiste en representar la generación distribuida como inyección de potencia negativa con voltaje constante en una barra PV. Esta alternativa demanda la aplicación de un modelo iterativo que incrementa la complejidad para su resolución. Aquí una descripción:

En el primer paso la potencia reactiva inyectada por la generación distribuida se hace igual a cero: $Q_{iny} = 0$.

Cuando se finaliza el flujo de carga se verifica que el error de voltaje en el nodo PV sea menor que una tolerancia especificada:

$$\Delta V^j = |\Delta V_{sp}^j| - |\Delta V_{cal}^j| \leq \varepsilon$$

De donde:

ΔV^j = caída de tensión en la barra j.

ε = Error

3.4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SUBESTACIÓN CERRO BLANCO.

La subestación Cerro Blanco se ubica en la vía a la Costa a la altura del km 17, cerca de la planta de producción de Holcim y el cuartel del GIR, con un área aproximada a 1200 metros cuadrados, un sector de crecimiento sostenido en los últimos años con la construcción de urbanizaciones, centros educativos, centros comerciales, entre otra infraestructura que demanda el abastecimiento de energía eléctrica. En la Figura 3. 1.- Muestra una toma satelital de la ubicación de la S/E Cerro Blanco. Figura 3. 1.- Muestra una toma satelital de la ubicación de la S/E Cerro Blanco. se muestra una referencia de la ubicación de la misma.

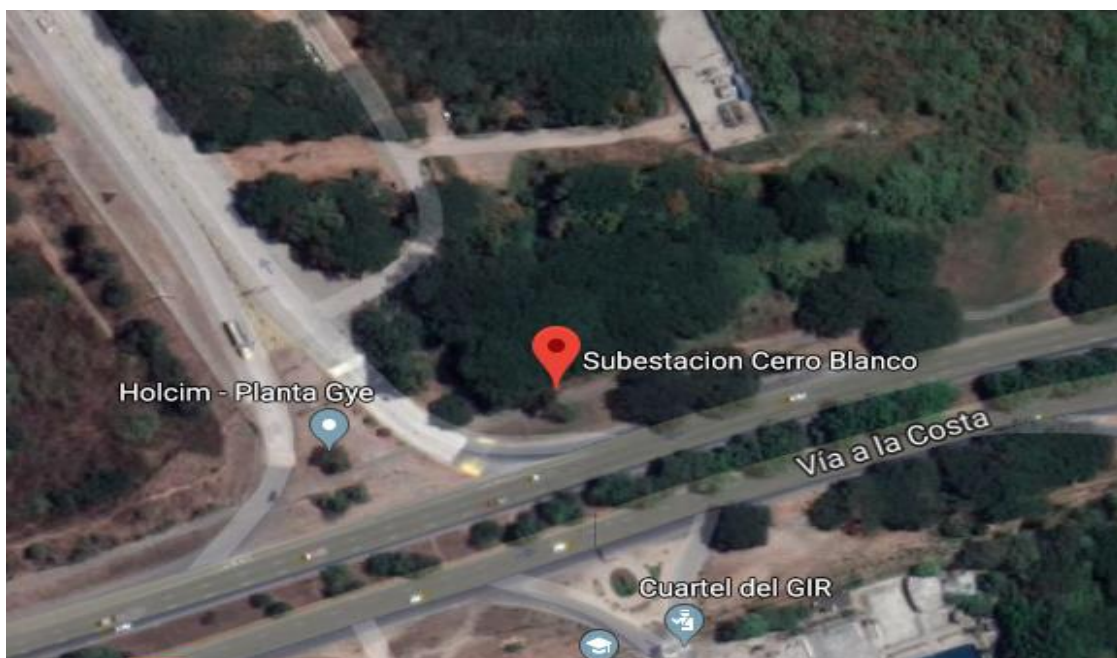


Figura 3. 1.- Muestra una toma satelital de la ubicación de la S/E Cerro Blanco.

La subestación Cerro Blanco está provista de un transformador marca ABB de 18/24 MVA, cuya relación de transformación es 69kV/13.8 kV, un sistema de ventilación OA/FA y protegido por un interruptor en gas SF6. Recibe la energía eléctrica a través de una línea de transmisión a 69 kV, proveniente desde la subestación Aníbal Santos con conductores 477 MCM 26/7.

La subestación posee cuatro bahías de salida hacia los alimentadores Valle Alto, Cerro Blanco, Vía al Sol y Puerto Hondo, en la Tabla 3. 1.

ALIMENTADOR	Tipo de conductor	Longitud.	Impedancia en Ohmios por km
Valle Alto	ACAR 336,4 MCM	3,91 km	0,17+j0,387
Cerro Blanco		3,75 km	
Vía al Sol		3,6 km	
Puerto Hondo		3,5 km	

Tabla 3. 1 Datos de los alimentadores de la S/E Cerro Blanco.

En el presente estudio se tomará en cuenta que la carga de la urbanización Porto Alegre está conectada al alimentador Puerto Hondo que tiene una longitud de 3,5 km, trayecto en la cual se bifurcan decenas de ramales tanto trifásicos como monofásicos, aéreos y subterráneos a nivel de 13,8 kV.

3.5. MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS.

Para realizar la simulación del alimentador Puerto Hondo se utilizó el programa ETAP versión 16.0, que permite realizar flujos de potencia tanto para transmisión como para distribución, flujo de armónicos, cálculo de cortocircuito, análisis de estabilidad entre otras funciones que demanda el diseño de sistemas de electricidad.

El modelo que se propone inicia con Power Grid que representa todos los elementos del sistema nacional interconectado mirados desde la barra de 1,8 kVA. Los datos de la subestación obtenidos de la red de CNEL E.P. se muestran la Figura 3. 2.

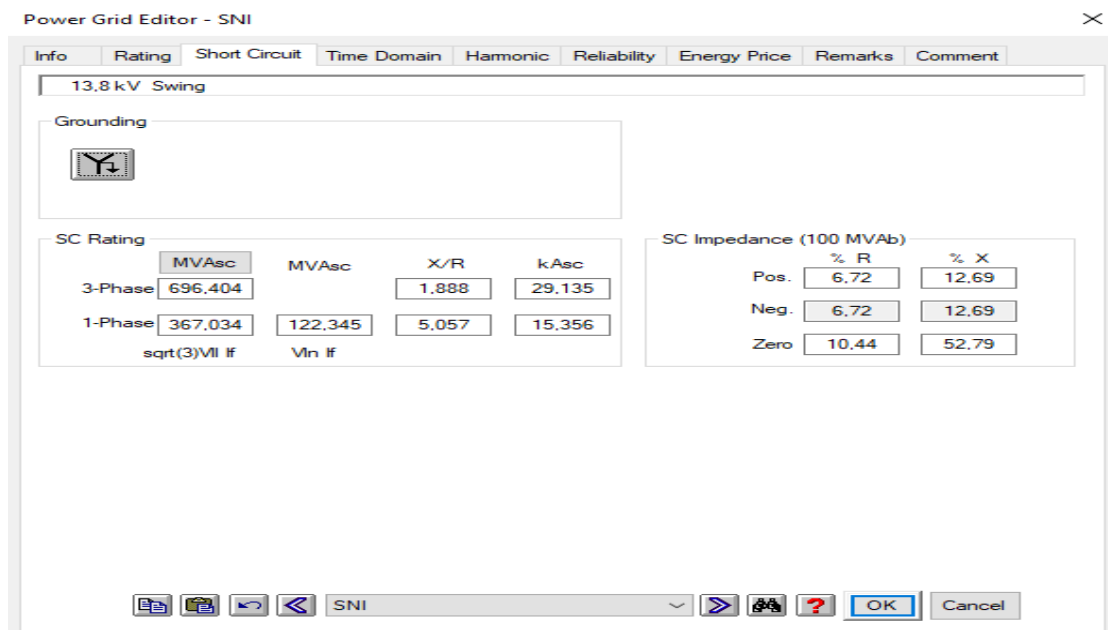


Figura 3. 2 Interfaz de usuario para ajustes del editor de la red de potencia.

La Figura 3. 3, muestra el cuadro de dialogo en el cual se ingresan los valores de impedancia de cortocircuito de $0,062+j0,1269$ p.u., datos proporcionados por CNEL E.P., el sistema se encarga de calcular la potencia de cortocircuito siendo este de 696,40 MVA. La barra de Power Grid se configura como la barra de oscilación del sistema modelado.

Los alimentadores de Valle Alto, Cerro Blanco y Vía al Sol, se representan como una carga puntual conectados a la barra de la subestación ya que ninguno de ellos será analizado. Se han omitido los componentes de control y operación de la subestación, tal como se muestra en Figura 3. 3.

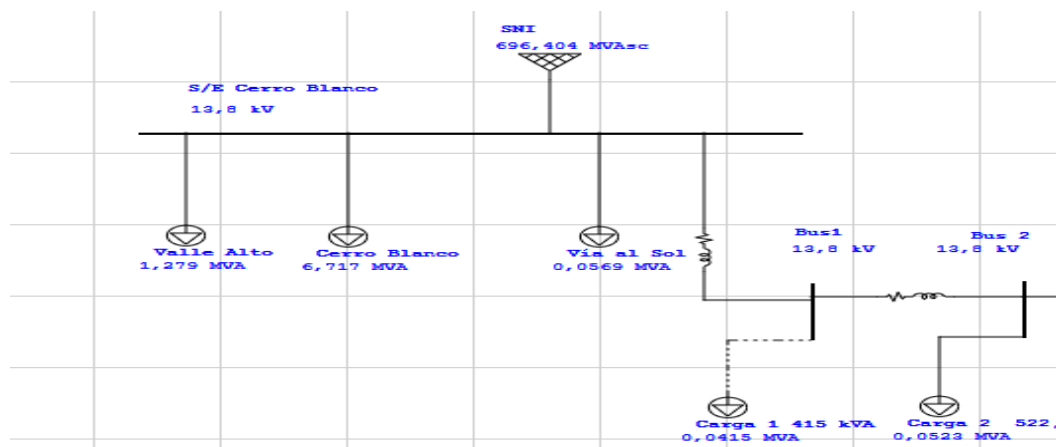


Figura 3. 3.- Diagrama de la S/E Cerro Blanco para la simulación.

Las cargas de los alimentadores se simulan con las demandas mínima, máxima y promedio, dichos valores fueron proporcionados por CNEL E.P.

El alimentador Puerto Hondo, ha sido dibujado considerando un conductor ACAR 336,4 MCM, que tiene un diámetro exterior de 0,721 pulgadas y un RMG de 0,0243 pies. La estructura predominante en la trayectoria del alimentador es la trifásica semicentrada 3SP con una altura de 12,10 metros y una separación entre conductores como se muestra en la Figura 3. 4

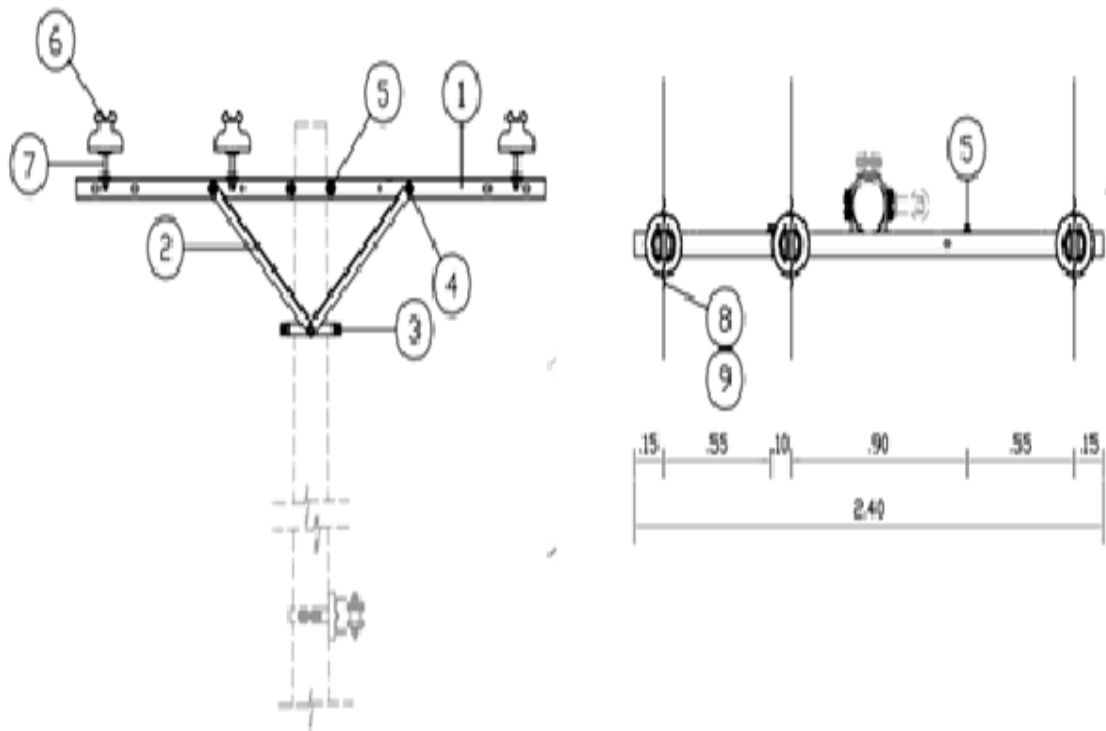


Figura 3. 4 Estructura trifásica semicentrada a nivel de 13,8 kV. Las distancias entre fases se expresan en metros.

Para la configuración de las líneas de distribución del nivel medio voltaje, se debe ingresar al programa los datos del conductor y las características de las estructuras, se obtienen como resultado las matrices de impedancias de secuencia positiva y cero. En la Figura 3. 5 se muestra el cuadro de dialogo para ingreso de datos del conductor.

Transmission Line Editor - Line1

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

Phase Conductor

Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Conductor Lib...
AL	0.2737	0.3006	0.4511	ohms per 1 mile
Outside Diameter	GMR		Xa'	
0.721 in	0.0243 ft		0.104	megohms per 1 mile

Ground Wire

Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Ground Wire Lib...
CU	0	0	0	ohms per 1 mile
Outside Diameter	GMR		Xa'	Cond. Wire Lib...
0 in	0 ft		0	megohms per 1 mile

Line1

OK Cancel

Figura 3. 5 Ingreso de datos del conductor.

En el primer cuadro de ingreso de datos se configuran algunas características físicas de conductor como longitud del tramo, diámetro, radio medio geométrico, resistencias del conductor en ohmios por milla para 20 y 50 °C, como resultado se obtiene las reactancias del conductor. El programa está provisto de una librería de conductores de aluminio, cobre y acero previamente cargados con todas sus características, aunque es una base de datos reducida.

A lo largo de las líneas de transmisión y distribución se debe considerar el tipo de estructura predominante, como se mencionó anteriormente esta es la 3SP, en el cuadro de dialogo que muestra la Figura 3. 6, se ingresan las distancias entre fases y la altura de montaje de estas.

Transmission Line Editor - Line1

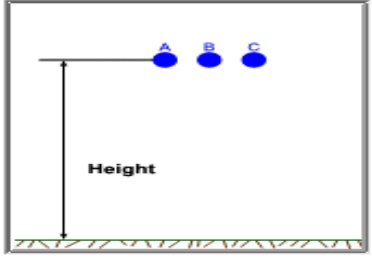
Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment															
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance															
<p>Configuration Type: Horizontal (dropdown) GMD: 4,118 ft</p> <p>Phase:</p> <table border="1"> <tr> <td>Height</td> <td>39,69 ft</td> <td>Spacing</td> <td>AB</td> <td>2,13 ft</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>BC</td> <td>4,76 ft</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>CA</td> <td>6,89 ft</td> </tr> </table> <p>Ground Wires: Number of Ground Wires: 0</p> <p>Layout: </p> <p>Conductors: <input type="checkbox"/> Transposed Separation: 0 inch Conductors/phase: 1</p>						Height	39,69 ft	Spacing	AB	2,13 ft				BC	4,76 ft				CA	6,89 ft
Height	39,69 ft	Spacing	AB	2,13 ft																
			BC	4,76 ft																
			CA	6,89 ft																
<p>Line1 OK Cancel</p>																				

Figura 3. 6 Ingreso de datos de la estructura predominante.

Una vez ingresados los datos de las distancias entre las fases y entre las fases y el suelo, se obtiene la distancia media geométrica (DMG) de las estructuras predominantes en la línea de distribución que para el caso es de 4,18 pies o 1,27 m.

Una vez ingresados los datos mencionados anteriormente se obtienen las matrices de impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, como matrices individuales de resistencias, reactancias y admitancias, tal como se muestra en la Figura 3. 7.

Transmission Line Editor - Line1

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

Impedance (per phase)

	R - T1	X	Y
Pos.	0,17011	0,38707	4,35457
Neg.	0,17011	0,38707	4,35457
Zero	0,34253	1,86484	1,52402

Project Frequency: 60 Hz

Calculated
 User-Defined

Unit: Ohms per 1 km Ohms

R, X, Y Matrices

Phase Domain
 Sequence Domain

R X Y

Library Temperatures

Base T1: 20 °C Base T2: 50 °C

Operating Temperatures

Minimum: 75 °C Maximum: 75 °C

Line1 OK Cancel

Figura 3. 7 Muestra el ingreso de datos de resistencia, reactancia y admitancia.

Se puede observar una resistencia de 0,17011 ohmios por fase, una reactancia de 0,38707 ohmios por fases y una admitancia de 4,35457 micro siemens por fase; esto para las secuencias positiva y negativa, los valores para secuencia cero, se muestra una resistencia de 0,3425 ohmios por fase, reactancia de 1,8648 ohmios por fase y una admitancia de 1,524 micro siemens por fase.

A lo largo del alimentador Puerto Hondo están conectadas cargas monofásicas y trifásicas con usuarios de tipo domiciliario, comercial, industrial y clientes especiales con una carga instalada superior a la demanda. Las cargas se modelan de manera estática con un factor de potencia de 92% que es requisito mínimo que CNEL E.P, exige a sus clientes, se hará la simulación en tres instantes: demanda máxima, mínima y promedio.

La ciudadela Porto Alegre tiene proyectadas tres etapas de las cuales está construida la primera con una carga instalada de 750 kVA. Justamente en esta

barra se propone la instalación de paneles fotovoltaicos conectados a la red eléctrica pública. Dentro de las librerías de ETAP 16.0, no se encuentran los paneles de la marca GENSOLAR, sin embargo, es posible parametrizar sus características para un modelado ajustado a la realidad. En la Figura 3. 8 se muestra el cuadro de dialogo utilizado para configurar el modelo de los paneles solares.

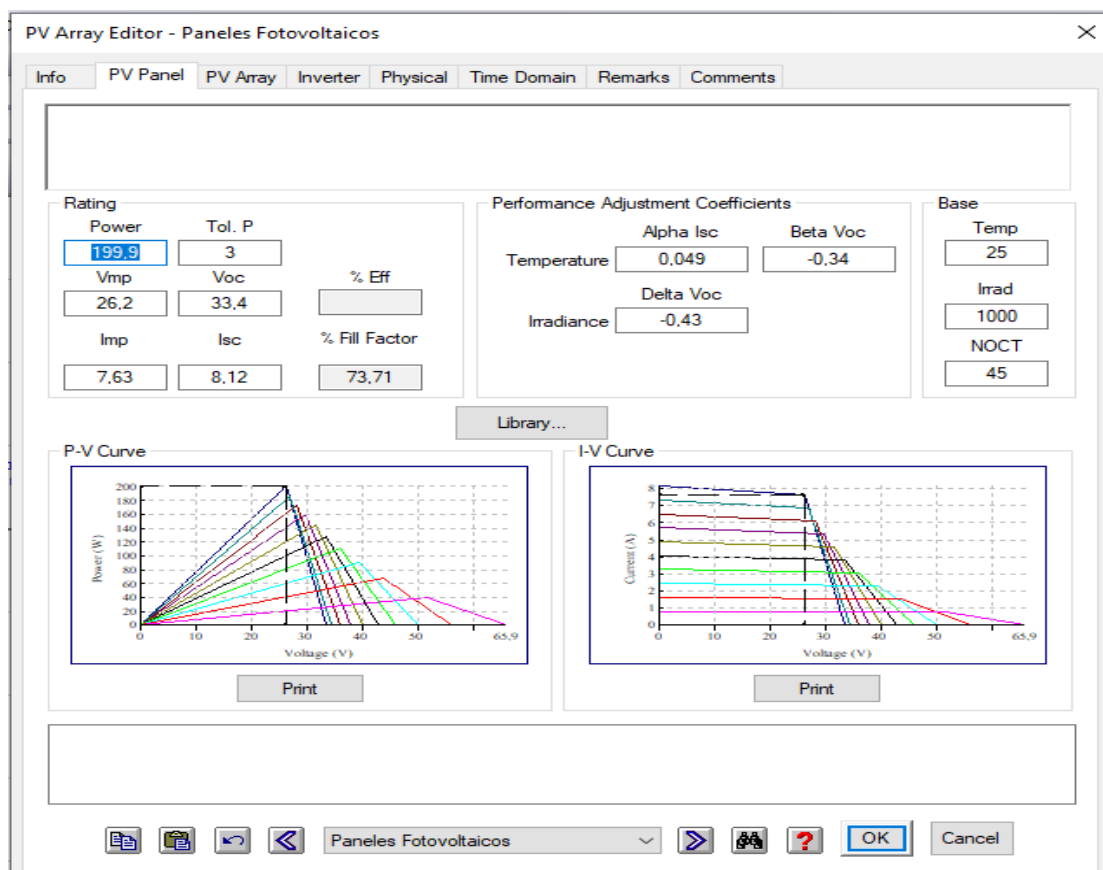


Figura 3. 8 Cuadro de diálogo para configuración de los paneles fotovoltaicos.

Las características de los paneles fotovoltaicos se toman de la ficha técnica de los paneles marca GENSOLAR de 200 W, obteniéndose las curvas de funcionamiento de estos, posteriormente se configura la irradiancia con los datos obtenidos de acuerdo a las coordenadas de la ciudadela Porto Alegre.

El primer ensayo que se realizó, consideró la demanda mínima de carga para el alimentador Puerto Hondo siendo esta de 8,93 kW, distribuidos en las cargas puntuales tanto monofásicas como trifásicas ubicadas en el trayecto del mismo.

Al principio se hace la simulación sin los paneles fotovoltaicos y luego ya con la conexión de estos obteniendo los resultados que se muestran la Tabla 3. 2.

Estado	Máxima $\Delta V\%$	Tensión en Barra de generación FV (%)	Potencia inyectada (kW)	Corriente inyectada (A)
En servicio	0,06	99,94	199,9	480,7
Fuera de servicio	0,14	99,17	0	0

Tabla 3. 2.- Resumen de resultados destacados de la simulación con demanda mínima.

Luego se procede a analizar el flujo de armónicos, considerando como muestra las barras de la S/E Cerro Blanco, PV Barra, Porto Alegre Carga, Porto Alegre y la Barra 37, que es la que se encuentra más alejada de la subestación. En la Figura 3. 9, se muestran los resultados.

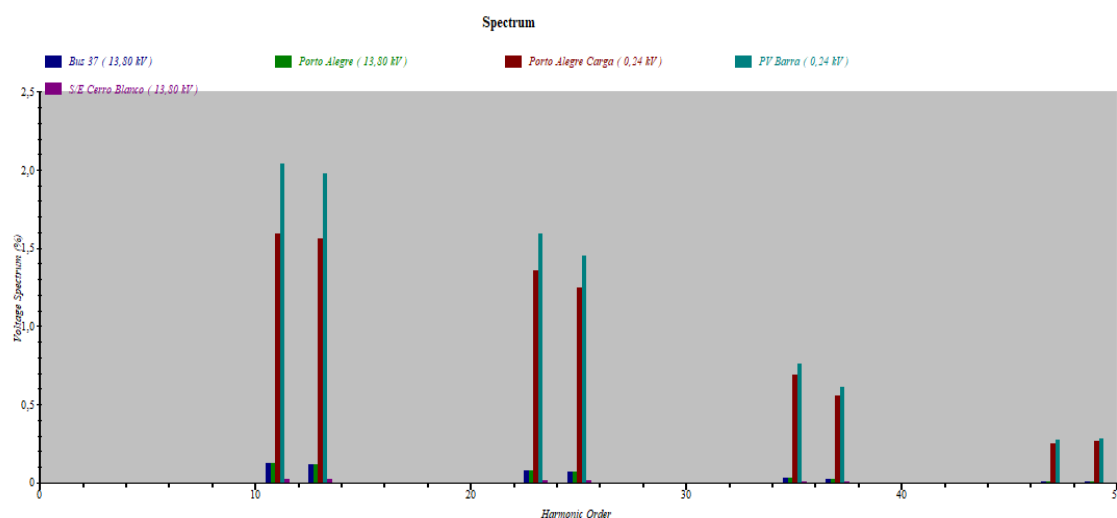


Figura 3. 9.- Espectro de los armónicos de voltaje para demanda mínima.

En la Figura 3. 9, se puede observar que los armónicos 11 y 13 se presentan en las barras de PV Barra y Porto Alegre Carga con un valor aproximado de THD que apenas llega al 2% en PV Barra, en las barras Porto Alegre y Barra 37 su valor es de 0,01% y S/E Cerro Blanco por el orden de 0,0004% en la subestación; los valores registrados son menores al límite indicado por la normativa CENELEC 004/01. También se pueden observar los armónicos de orden 23, 25, 35 y 37 con menor incidencia.

El programa además arroja las alertas de IHD según se muestra en la Tabla 3.3.

Informe de VIHD (Distorsión Armónica Individual)				
Barra		Distorsión de Tensión		
		Fund.	VIHD	Orden
ID	kV	%	%	
Porto Alegre Carga	0,240	96,85	1,51	11,00
PV Barra	0,240	97,18	1,96	11,00
PV Barra	0,240	97,18	1,84	13,00

Tabla 3. 3. Tabla de alertas de VIHD arrojadas luego de la simulación con un incremento de la generación fotovoltaica.

En ninguna de ellas se excede el límite que indica en la regulación CONELEC 004/01.

Se realiza el mismo procedimiento, pero ahora simulando una demanda máxima, las mismas que en el alimentador Puerto Hondo, es equivalente a 9,71 MW distribuido para todas las cargas de dicho alimentador. Obteniéndose los resultados que muestran en la Tabla 3. 3. Resumen de resultados destacados de la simulación con demanda máxima.4.

Estado	Máxima $\Delta V\%$	Tensión en Barra de generación FV (%)	Potencia inyectada (kW)	Corriente inyectada (A)
En servicio	5,23	93,42	199,9	514,80
Fuera de servicio	5,32	92,50	0	0

Tabla 3. 3. Resumen de resultados destacados de la simulación con demanda máxima.

Cuando se tiene la demanda máxima la mayor caída de tensión es de 5,32% valor que supera los niveles permitidos y esta restricción se incumple en 6 puntos del alimentador.

El cuadro de espectro de armónicos para una demanda máxima indica presencia del armónico de orden 11 y 13 pero no llegan al 2% en PV Barra siendo esta la de mayor incidencia. La Figura 3. 10 muestra el espectro de armónicos.

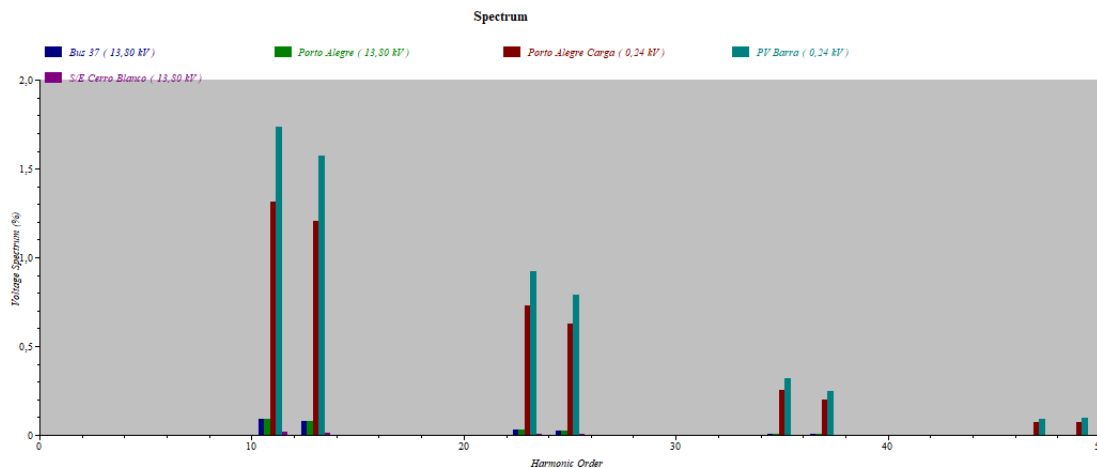


Figura 3. 10 Espectro de los armónicos de voltaje para demanda máxima.

En la Figura 3. 11, se grafica las formas de onda de tensión, las barras Porto Alegre, Porto Alegre Carga, PV Barra, Barra 37 y barra de S/E Cerro Blanco, donde se nota distorsión en la forma de la onda, además de una tensión del 93,43 % en la barra de generación y caídas de tensión que superan los límites establecidos por la normativas nacionales y extranjeras.

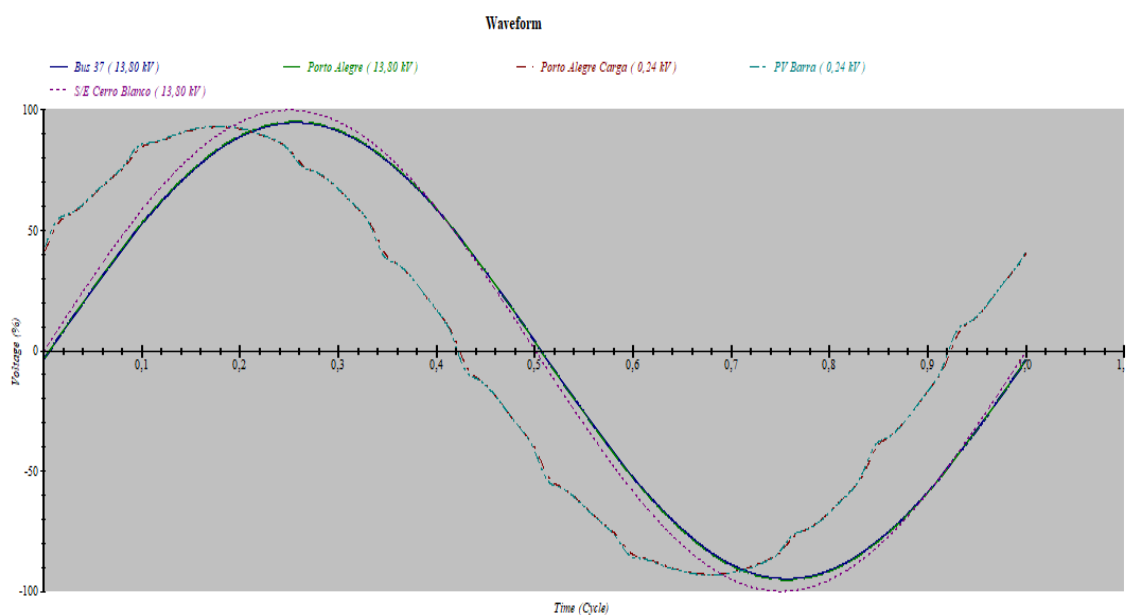


Figura 3. 11.- Gráfica de ondas de voltaje de las barras 37, Porto Alegre y S/E Cerro Blanco simuladas con demanda máxima.

El programa arroja un informe de valores para VIHD, los mismo que se pueden observar en la tabla 3.x0.

Informe de VIHD (Distorsión Armónica Individual)				
Barra		Distorsión de Tensión		
		Fund.	VIHD	Orden
ID	kV	%	%	
PV Barra	0,240	93,42	1,86	11,00
PV Barra	0,240	93,42	1,69	13,00

Tabla 3. 4. Tabla de alertas de VIHD arrojadas luego de la simulación con demanda máxima.

Finalmente se simula el sistema con una demanda promedio en el alimentador Puerto Hondo, siendo esta de 4,9 MW, con lo que se obtienen los resultados que se muestran en la

Tabla 3. 5.

Estado	Máxima $\Delta V\%$	Tensión en Barra de generacion FV (%)	Potencia inyectada (kW)	Corriente inyectada (A)
En servicio	2,52	97,75	199,9	514,80
Fuera de servicio	2,60	97,67	0	0

Tabla 3. 5 Resumen de resultados destacados de la simulación con demanda máxima.

En la simulación con la demanda promedio se mantienen niveles de armónicos muy similares a los dos escenarios previos que se habían simulado, es decir, que no se violan los límites ni de THD ni de IHD como se muestra en la Figura 3. 12.

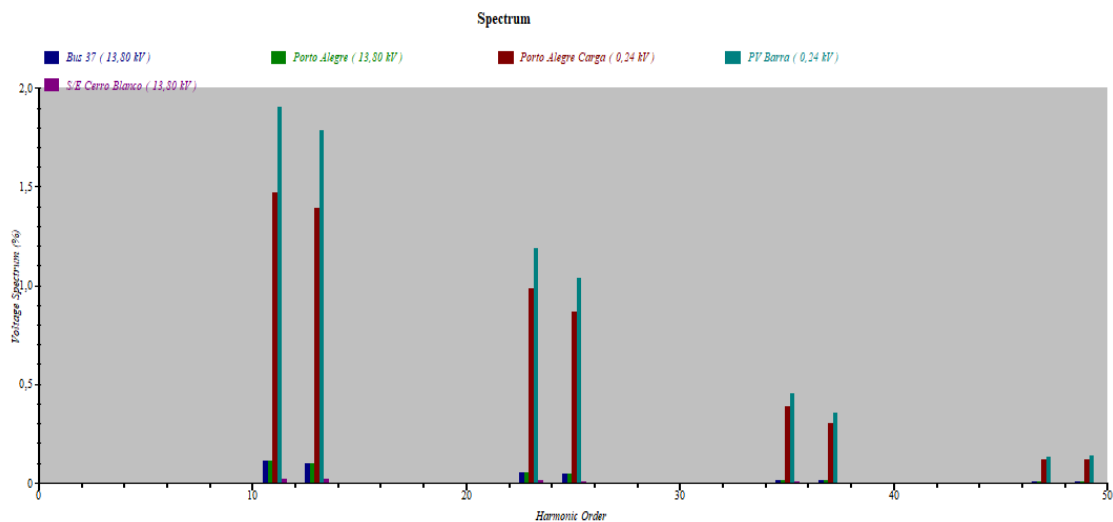


Figura 3. 12 Espectro de los armónicos de voltaje para demanda promedio.

En la Figura 3. 12Figura 3. 9, se puede observar que los armónicos 11 y 13 se presentan en las barras de PV Barra y Porto Alegre Carga con un valor aproximado de THD que no llega al 2%, en las barras Porto Alegre y Barra 37 su valor es de 0,01% y S/E Cerro Blanco por el orden de 0,0004% en la subestación; los valores registrados son menores al límite indicado por la normativa CENELEC 004/01. También se pueden observar los armónicos de orden 23, 25, 35 y 37 con menor incidencia. Al analizar las ondas de las barras seleccionadas como se observa en la figura 3.13.

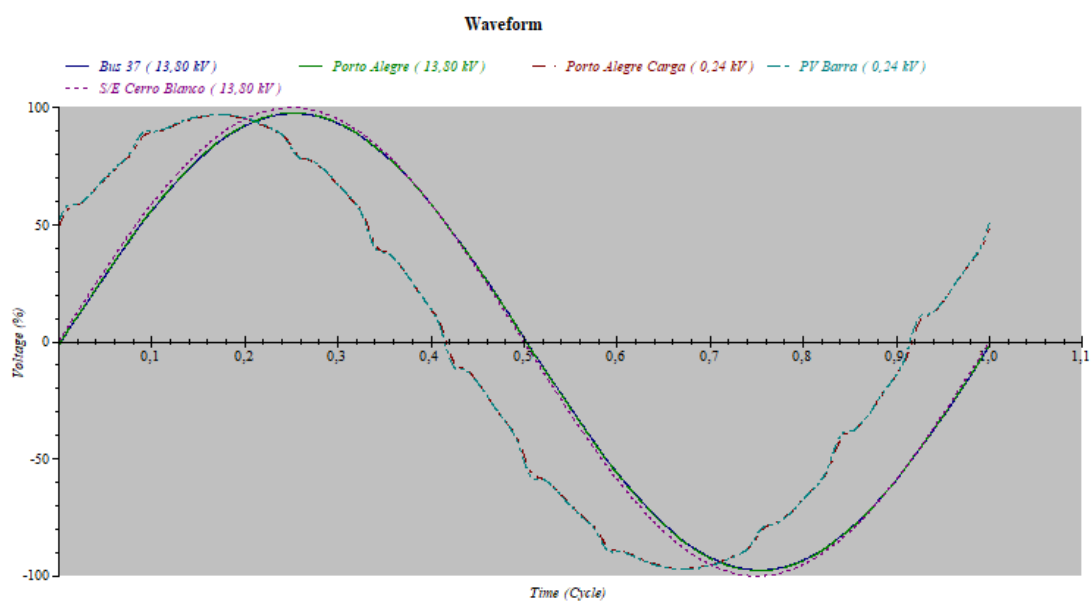


Figura 3. 13 Gráfica de ondas de voltaje de las barras 37, Porto Alegre, Porto Alegre Carga, PV Barra y S/E Cerro Blanco simuladas con demanda promedio.

En la Figura 3. 13, se observa distorsión de la onda de voltaje en las Barras PV Barra y Porto Alegre Carga, además se nota un desfase en atraso con respecto al resto de barras analizadas. Se puede notar una caída de tensión en las barras Porto Alegre y barra 37, con respecto a la barra de la S/E Cerro Blanco. En la tabla 3.7. se muestra el informe obtenido luego de correr el flujo de armónicos.

<u>Informe de VTHD (Distorsión Armónica Total)</u>			
Barra		Distorsión de Tensión	
		Fund.	VTHD
ID	kV	%	%
Porto Alegre Carga	0,240	96,85	2,55
PV Barra	0,240	97,18	3,20

Tabla 3. 6. Tabla de alertas de VTHD arrojadas luego de la simulación con un incremento de la generación fotovoltaica.

Al estudiar el índice VIHD el software arroja las alertas que se muestran la tabla 3.8.

<u>Informe de VIHD (Distorsión Armónica Individual)</u>				
Barra		Distorsión de Tensión		
		Fund.	VIHD	Orden
ID	kV	%	%	
Porto Alegre Carga	0,240	96,85	1,51	11,00
PV Barra	0,240	97,18	1,96	11,00
PV Barra	0,240	97,18	1,84	13,00

Tabla 3. 7. Tabla de alertas de VIHD arrojadas luego de la simulación con demanda promedio.

Luego de realizar los análisis el informe muestra alerta de armónicos 11 y 13 en la barra PV Barra y 11 en la barra Porto Alegre Carga. En ninguno de los casos se supera los niveles permitidos.

Inicialmente se ha trabajado con 60 casas, sin embargo, se realiza la simulación del sistema teniendo un incremento a 120 casas obteniendo una mejor de los niveles de tensión y una inyección de potencia mucho mayor hacia la red eléctrica. Al realizar el flujo de armónicos se obtienen los datos de VTHD los mismos que se muestran en la Tabla 3.9.

Informe de VTHD (Distorsión Armónica Total)			
Barra		Distorsión de Tensión	
		Fund.	VTHD
ID	kV	%	%
Porto Alegre Carga	0,240	97,26	5,04
PV Barra	0,240	97,91	6,30

Tabla 3. 8. Tabla de alertas de VTHD arrojadas luego de la simulación con un incremento de la generación fotovoltaica.

Se nota un incremento de los índices de VTHD superando ahora sí los índices de armónicos en las barras Porto Alegre Carga y PV Barra.

Al notar esto último se realiza la simulación del sistema fotovoltaico con la totalidad de casas de la urbanización con paneles fotovoltaicos conectados a red obteniendo los resultados que se muestran en la figura 3.14.

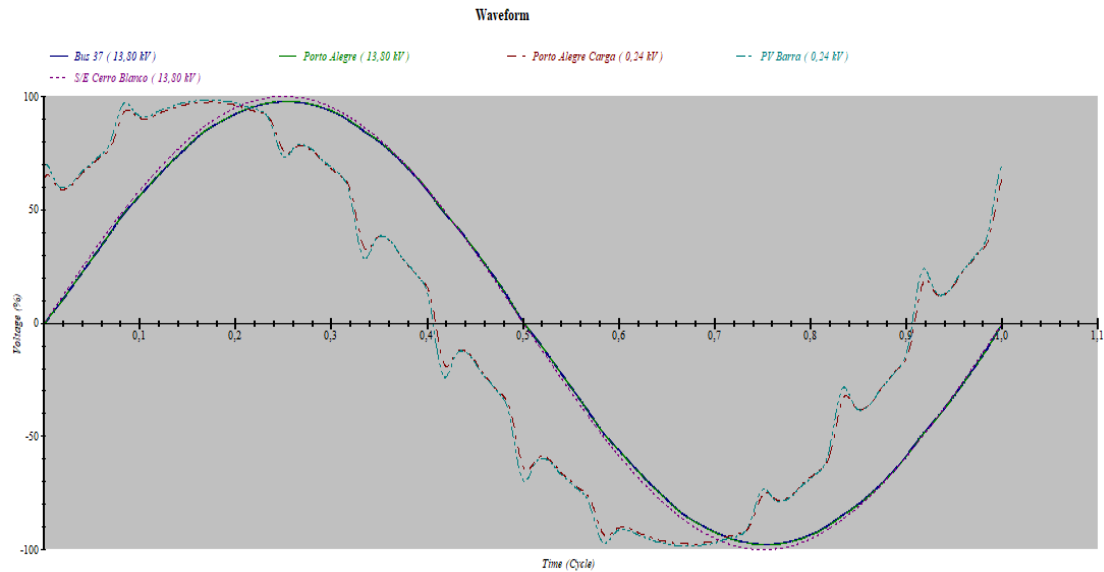


Figura 3. 14. Gráfica de ondas de voltaje de las barras 37, Porto Alegre, Porto Alegre Carga, PV Barra y S/E Cerro Blanco simuladas con demanda promedio y la totalidad de las casas inyectando potencia fotovoltaica.

Para complementar la gráfica de las ondas de voltaje donde se observa distorsión se agrega la gráfica de espectros que ratifica lo anteriormente mostrado, se incrementan los porcentajes de los indicadores y los tipos de orden de armónicos.

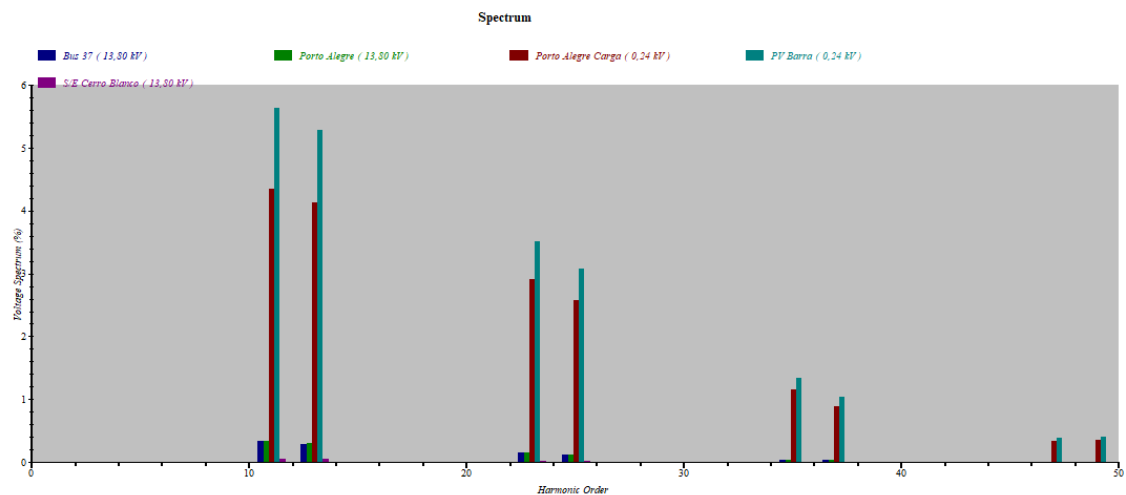


Figura 3. 15. Espectro de los armónicos de voltaje para demanda promedio y la totalidad de las casas inyectando potencia fotovoltaica.

La generación fotovoltaica simulada hasta ahora es monofásica y está conectada sólo a la fase A. Ya son conocidos los efectos en los sistemas eléctricos cuando hay desequilibrio de fases, por esta razón se realiza una simulación en la cual

se conecta generación fotovoltaica a todas las fases distribuidas en las etapas de la urbanización Porto Alegre cada grupo con una generación de 200 kW. Una de las principales variables a las que se debe prestar atención es la presencia de armónicos cuando se hace la simulación se puede notar un incremento considerable en la presencia de estos en la figura 3.15 se pueden observar niveles de distorsión armónica que superan el 25% en los armónicos de orden 11, 13 y 15; llegan al 20% en los armónicos 23 y 25 y pasan el 5% en los armónicos 37 y 39.

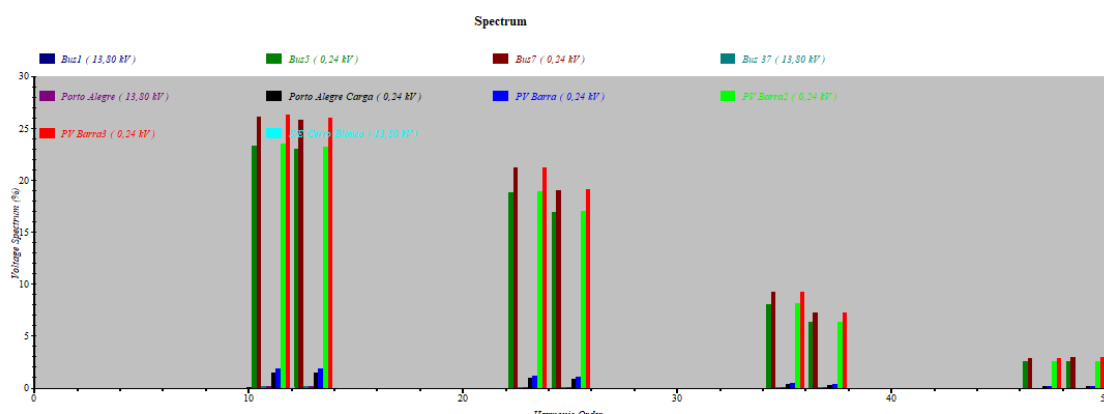


Figura 3. 15. Espectro de los armónicos de voltaje cuando se instala generación fotovoltaica en las tres etapas de la urbanización Porto Alegre.

Cuando los niveles de armónicos superan los valores establecidos por la normativa se deben conectar filtros que contrarresten esta distorsión.

3.6.- ÍNDICES DE CALIDAD

En los últimos tiempos se ha dado mucha importancia al control de la calidad de la energía en los sistemas eléctricos considerando índices establecidos por normativas internacionales como las de IEEE, NEMA, IEC y en Ecuador la Regulación 004/01 del CONELEC.

La mencionada regulación considera aspectos como nivel de voltaje, perturbaciones y factor de potencia. Las aplicaciones modernas de la energía eléctrica son más y más sensibles a perturbaciones de calidad de suministro. Desde los consumidores, los operadores y las entidades de control están procurando que la fiabilidad y la operación de las redes eléctrica se realice de

manera eficiente y que los equipos conectados a red tengan índices de calidad que brinden cuya afectación a la red eléctrica sea mínima.

Para medir las distorsiones en las ondas de tensión y corrientes se tiene el THD (Total Harmonic Distortion) cuyos valores se pueden calcular con la siguiente ecuación:

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \frac{V_n^2}{V_1^2}}$$

De donde,

THD= Total harmonic distribution.

V_n= Voltaje nominal del punto de medición.

V_i= Valor eficaz de voltaje armónico de orden i.

Para efectos de la Regulación CONELEC 004/01 se consideran los armónicos entre el segundo y el cuadragésimo, cuyos índices se muestran en la Figura 3.16.

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA V _i ' o THD' (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	0.1 + 0.6*25/n	0.2 + 1.3*25/n
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	3	8

Figura 3. 16. THD de la onda de voltaje.

La normativa establece dos escenarios, cuando las tensiones son menores a 40 kV y cuando son mayores a esta tensión. Además, se norman límites de acuerdo con el orden de los armónicos que se presentan siendo el tercero y el quinto los armónicos que más afectan a los sistemas eléctricos.

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1.1 Costo inicial de instalación del μ SFV

El sistema de μ SFV se modeló con 20 paneles marca GE Solar, modelo GES-6P-200, el precio en el mercado ecuatoriano de cada panel es de \$ 268,73, lo que representaría una inversión de \$ 5374,60 en paneles solares.

Es necesario una estructura metálica que se debe ubicar en el techo de las casas la cual les dará soporte mecánico a los paneles fotovoltaicos, de acuerdo con las cotizaciones en el mercado ecuatoriano el costo de la estructura metálica de soporte para los paneles es de \$ 250,00.

Se instalarán dos inversores marca GE Solar, modelo GES2-2K2TL de 2 kW, de corriente alterna que entrega a la red, el precio de cada inversor en el mercado ecuatoriano es de \$ 860.46 lo que suma \$ 1720,92.

Según las cotizaciones entregadas por los proveedores locales el sistema de protecciones con el cableado necesario para instalar el μ SFV suman \$ 475,65; la mano de obra necesaria para realizar la respectiva instalación en total es \$ 390,00. Sumando todos los elementos necesarios para instalar el sistema de micro generación solar fotovoltaica, la inversión total inicial por cada vivienda es de \$ 8.211,17, es decir se tendría un costo de 2.05 \$ / Wp, instalado en la ciudad de Guayaquil en Ecuador, este valor es bastante aproximado con el propuesto por [15].

4.1.2 Ahorro mensual en la planilla eléctrica

Los consumidores de sistemas de generación fotovoltaicos estarán destinados únicamente para autoconsumo de la vivienda y el eventual excedente de energía producida por el referido sistema, deberá ser transmitida a la red pública de

energía eléctrica en baja o media tensión, y su liquidación se la realizará por el mecanismo de balance mensual neto de energía.

La empresa distribuidora de energía eléctrica, o sea CNEL Unidad de Negocio Guayaquil, realizará mensualmente el balance económico de la energía entregada y consumida para la facturación al consumidor, para lo cual tomará en consideración el registro de flujos de energía inyectada y consumida a través del equipo de medición bidireccional, esto lo realizará dentro de los primeros 10 días laborables del mes siguiente de la operación del μ SFV, bajo la siguiente fórmula:

$$\Delta E = \text{Energía consumida de la red} - \text{Energía Inyectada a la red}$$

$\Delta E = \text{Resultado del balance neto} < 0$; remanente negativo

$\Delta E = \text{Resultado del balance neto} > 0$; remanente positivo

De lo obtenido, si el resultado del balance mensual neto de energía es negativo a facturar al consumidor, la distribuidora valorará la energía consumida a la tarifa correspondiente del pliego tarifario aprobado por ARCONEL y será facturada al consumidor del μ SFV, conforme al contrato suscrito.

Por el contrario, si el resultado del balance mensual neto de energía es positivo, nos indica que el sistema de generación fotovoltaica inyecta energía a la red, con lo cual la distribuidora considerará como crédito a favor del consumidor del μ SFV, que pasa al siguiente mes y así sucesivamente, hasta un periodo máximo de 2 años, que se resetea el crédito energético, y empieza de cero hasta que se cumpla el plazo de operación o se desconecte el μ SFV, según la normativa expedida mediante regulación ARCONEL 003/18 de 22 de octubre de 2018 [1].

De acuerdo con los datos de productividad mensual obtenido de la simulación realizada por el software PVsyst se tiene un ahorro en la planilla eléctrica mensual y anual de acuerdo con la

Tabla 4. 1.

	Energía consumida de la red kWh	Energía Producida por el μ SFV kWh	Energía estimada a pagar en la planilla eléctrica con μ SFV kWh	Pago mensual si toda la energía se toma de la red en USD	Pago mensual con μ SFV en USD	Ahorro mensual con μ SFV en USD
Enero	525.35	423	102.35	51.56	8.19	43.37
Febrero	563.85	438	125.85	55.34	10.07	45.27
Marzo	542.55	533	9.55	53.25	0.76	52.48
Abril	565.15	486	79.15	55.46	6.33	49.13
Mayo	571.80	495	76.80	56.12	6.14	49.97
Junio	503.85	446	57.85	49.45	4.63	44.82
Julio	521.75	405	116.75	51.21	9.34	41.87
Agosto	522.00	422	100.00	51.23	8.00	43.23
Septiembre	518.10	506	12.10	50.85	0.97	49.88
Octubre	533.15	493	40.15	52.32	3.21	49.11
Noviembre	524.35	427	97.35	51.46	7.79	43.67
Diciembre	453.80	434	19.80	44.54	1.58	42.95
Anual	6345.70	5508	837.70	622.77	67.02	555.76

Tabla 4. 1 Ahorro obtenido con microgeneración.

4.1.2 Análisis de la inversión

Para realizar el análisis de la inversión se utilizarán los métodos de valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno y periodo de amortización propuesto por [15].

Se encuentra del valor del dinero de cada año trayéndolo al tiempo año presente por medio de la siguiente ecuación:

$$C_t = \frac{G_t^*}{(1+i)^t}$$

Donde i es el costo del capital y t es el año en el cual se está realizando el análisis [15].

En la Tabla 4.2, se muestra el dinero que se ahorraría en la planilla eléctrica traído a valor presente, con lo que sumando todo queda, el valor mostrado como total

Año	Ahorro anual USD	Valor en tiempo presente
1	555.76	508.47
2	555.76	465.21
3	555.76	425.62
4	555.76	389.41
5	555.76	356.28
6	555.76	325.96
7	555.76	298.23
8	555.76	272.85
9	555.76	249.64
10	555.76	228.39
11	555.76	208.96
12	555.76	191.18
13	555.76	174.91
14	555.76	160.03
15	555.76	146.41
16	555.76	133.96
17	555.76	122.56
18	555.76	112.13
19	555.76	102.59
20	555.76	93.86
21	555.76	85.87
22	555.76	78.57
23	555.76	71.88
24	555.76	65.77
25	555.76	60.17
	TOTAL	5328.92

Tabla 4. 2. Análisis del valor del dinero en el tiempo.

El valor actual neto lo determinamos clásicamente sumando el valor del dinero de cada año traído a valor presente y le restamos el valor de la inversión inicial, mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{C_t^*}{(1+i)^t} - C_0$$

$$VAN = \$ 5.328,52 - \$ 8211,17$$

$$VAN = \$ - 2.882,25$$

Donde N es el tiempo de vida de la inversión y C_o es la inversión inicial en el proyecto, considerando un costo de capital de 9.3 % y un tiempo de vida de la inversión de 25 años, tendremos un VAN de \$ -2.882,25.

La tasa interna de retorno (TIR) nos sirve para determinar si es viable o no un proyecto de inversión un proyecto con una TIR positiva es un proyecto viable, un proyecto con una TIR negativa definitivamente no es viable. La tasa TIR en el presente estudio se la determina por la siguiente ecuación [15]:

$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{C_t^*}{(1 + TIR)^t} - C_o = 0$$

Año	Ahorro anual USD	Valor en tiempo presente
1	555.76	531.65
2	555.76	508.58
3	555.76	486.52
4	555.76	465.41
5	555.76	445.22
6	555.76	425.90
7	555.76	407.43
8	555.76	389.75
9	555.76	372.84
10	555.76	356.67
11	555.76	341.19
12	555.76	326.39
13	555.76	312.23
14	555.76	298.68
15	555.76	285.73
16	555.76	273.33
17	555.76	261.47
18	555.76	250.13
19	555.76	239.28
20	555.76	228.90
21	555.76	218.97
22	555.76	209.47
23	555.76	200.38
24	555.76	191.69
25	555.76	183.37
	TOTAL	8211.17

Tabla 4. 3. Análisis TIR de la inversión

Una vez realizados los respectivos cálculos nos queda que la TIR = 4.71658 %. Con esto nos queda que la TIR > i. Por lo tanto, no es rentable la inversión es decir se rechaza.

El periodo de amortización es un término contable que nos indica el número de años que debe transcurrir para la depreciación de los bienes materiales de la inversión se determina por medio de la siguiente expresión [15]:

$$VAN = \sum_{t=1}^{PA} \frac{C_t^*}{(1+i)^t} - C_o = 0$$

Año	Ahorro anual USD	Valor en tiempo presente
1	555.76	510.14
2	555.76	468.27
3	555.76	429.83
4	555.76	394.55
5	555.76	362.16
6	555.76	332.44
7	555.76	305.15
8	555.76	280.10
9	555.76	257.11
10	555.76	236.01
11	555.76	216.63
12	555.76	198.85
13	555.76	182.53
14	555.76	167.55
15	555.76	153.79
16	555.76	141.17
17	555.76	129.58
18	555.76	118.95
19	555.76	109.18
20	555.76	100.22
21	555.76	91.99
22	555.76	84.44
23	555.76	77.51
24	555.76	71.15
25	555.76	65.31
	TOTAL	5484.61

Tabla 4. 4`. Análisis periodo de amortización de la inversión

De acuerdo con nuestros cálculos el periodo de amortización da un valor superior al tiempo de vida útil de la μ SFV.

De acuerdo con el análisis financiero realizado mediante las herramientas VAN, TIR y PA, con el ahorro esperado en la planilla eléctrica, no se alcanza a amortizar la inversión en el tiempo de vida de la instalación.

4.2 FACTIBILIDAD AMBIENTAL

La generación de energía eléctrica a partir de la energía solar fotovoltaica indudablemente es uno de los tipos de generación de energía eléctrica menos contaminante. Sin embargo, no podemos dejar de analizar el impacto ambiental negativo y positivo de una instalación de este tipo, teniendo en cuenta, cuatro momentos diferentes: fabricación de los elementos que conforman el sistema, la instalación, la operación y la etapa de retiro del sistema de micro generación solar fotovoltaica.

4.2.1 Etapa de fabricación de los componentes del sistema

En la etapa de construcción de los componentes del sistema se generan residuos durante la fabricación de los paneles semiconductores, de los marcos de aluminio, del acero de la estructura de soporte, de los cables de conexión y de los demás elementos del sistema. Estos residuos si bien son menores comparados con los que se generan para los componentes de otros sistemas de generación eléctrica deben ser analizados puesto que son un rubro importante en el impacto ambiental de los μ SFV.

Para construir cada uno de los elementos que contiene el sistema se necesita energía que es producida por la combinación de las diferentes fuentes de energía en el país de su producción, esto hace que una parte de la energía producida para consumirse en la fabricación de los paneles libere a la atmosfera gases contaminantes y de efecto invernadero. Según [16] se puede afirmar que la emisión de estas sustancias debida a la fabricación de paneles solares es reducida, en comparación con la disminución en la emisión de sustancias de este tipo, que supone la producción de electricidad por medios fotovoltaicos, en vez de fuentes convencionales de energía.

De acuerdo con [16] la obtención de silicio de grado metalúrgico es requerida en grandes cantidades para la industria del acero, siendo una pequeña proporción de este material la dedicada a la fabricación de las obleas de silicio. La emisión de polvo de sílice es uno de los inconvenientes de esta industria. La purificación del silicio implica el uso de materiales tales como xilano, mientras el dopado precisa utilizar pequeñas cantidades de compuestos tóxicos, tales como diborano y fosfina. También se precisa utilizar agentes agresivos, tales como el ácido sulfúrico. Todos estos compuestos y procesos son utilizados en la industria metalúrgica y electrónica no constituyendo, por tanto, un nuevo factor a considerar.

4.2.2 Etapa de instalación del μ SFV

En esta etapa se genera un impacto ambiental negativo producto del empaque de los paneles fotovoltaicos, empaque de los inversores, empaque de los elementos de protección y control, todo esto genera 1.2 lbs de cartón, 0.15 m³ de poliestireno expandible y 0,5 lbs de plástico por cada panel fotovoltaico; esto da como resultado 24 lbs de cartón, 3 m³ de poliestireno expandible y 10 lbs de plástico. Respecto al proceso de implementación se generan desperdicios de PVC al momento de pelar los conductores eléctricos, polvo al momento de taladrar las paredes para fijar los elementos del sistema, estos desperdicios son en cantidades muy pequeñas que se consideran despreciables, sin embargo, se debe realizar un manejo adecuado de ellos. En cuanto a la mano de obra se generan desperdicios producto de los empaques de comida que le llevan a los trabajadores que se encuentran trabajando en el montaje de los equipos.

4.2.3 Etapa de operación del μ SFV

La generación solar fotovoltaica, convierte los rayos solares en energía eléctrica por lo que no requiere la quema de combustible fósil, tampoco requiere el uso del agua o del viento, por lo tanto, no produce polución, gases de efecto invernadero ni gases que ocasionen lluvia ácida. Sin embargo, si ocasiona contaminación visual debido a que los paneles fotovoltaicos son instalados en

los techos de las casas orientados hacia el este, a pesar de que se los trata de integrar arquitectónicamente, no se debe dejar de tomar en consideración esta contaminación. Además, durante la etapa de producción los paneles necesitan mantenimiento, esto se realiza lavándolos cada tres meses con la finalidad de que ingresen la mayor cantidad de rayos solares posibles. Para realizar el lavado de los paneles se utiliza agua y un carro canasta, se consumen aproximadamente ocho litros de agua y ½ galón de diésel, por cada panel que se le realice el lavado. En total cada tres meses se consumirían 160 litros de agua y 10 galones de diésel, para mantener los paneles funcionando con una buena eficiencia.

4.2.4 etapa de desmontaje del μ SFV

Se estima que el tiempo de operación de una planta de energía solar es de 25 años, luego de lo cual viene la etapa de desmontaje. De acuerdo con [17] los impactos identificados en las fases de construcción y desmantelamiento son los más significativos en cuanto a las afectaciones en la atmosfera por las emisiones de gases, partículas, consumo de recursos, generación de residuos y afectación permanente del medio biótico.

Se espera, que luego de que el sistema deje de entregar la energía, en la etapa de desmontaje se reciclen la mayor cantidad de materiales posibles, para que de esta manera se logre reducir la mayor cantidad de elementos que se depositan en los vertederos. El vidrio de los paneles fotovoltaico se lo recicla para fabricar nuevos vidrios lo que evita el uso de materia prima presente en la naturaleza. El aluminio presente en los bordes de los paneles fotovoltaicos, así como la estructura de montaje son elementos que se reciclan para formar nuevos elementos.

Lo que, si genera preocupación luego de que los sistemas fotovoltaicos llegan al final de su vida útil, son los desechos de los semiconductores que si no son manejados adecuadamente producen contaminación en las aguas subterráneas, en países como China aún no tienen un plan establecido al respecto. Muchos

otros países consideran que los desechos de los paneles se los debe manejar como basura industrial.

4.2.5 impacto positivo del μ SFV

De todos los tipos de generación de energía no convencionales, la generación solar fotovoltaica, representa la que más se ha popularizado debido a su fácil acceso a esta tecnología. Esto es importante debido a que en el planeta las emisiones de gases contaminantes están llegando a su nivel más alto, muchos científicos de talla mundial consideran que estos gases provocan el no deseado efecto invernadero que estaría llevando a la destrucción del planeta.

Además, [18] de los más de 10.000 teravatios/hora (TWh) de electricidad generada por los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), la energía solar representa únicamente 8 TWh. Con indicaciones claras de los gobiernos en el mercado, estas tecnologías de bajas emisiones de carbono podrían proporcionar más del 30% del suministro de energía mundial total para el año 2040 [18].

La civilización humana como la conocemos en la actualidad necesita imprescindiblemente de energía en sus diferentes tipos para existir, por lo tanto, dejar de producir energía, aunque sea contaminante no es una solución posible. Desde esta perspectiva el accionar humano debe estar enfocado en reemplazar las fuentes de energías más contaminantes por fuentes de energía que contaminen menos, es decir, las que se conocen como energías limpias, que si bien no es que tengan cero emisiones si no que las emisiones son significativamente menores a las fuentes convencionales de energía.

Según la ONU [18], las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) del ciclo biológico relativas a la energía fotovoltaica se sitúan actualmente entre 25 y 32 g/kWh. Comparativamente, una central eléctrica de ciclo combinado alimentada por gas emite unos 400 g/kWh, mientras que una central de combustión de carbón con captura y almacenamiento de carbono, se sitúa en torno a 200 g/kWh. La energía

nuclear emite 25 g/kWh de media en los Estados Unidos; únicamente la energía eólica presenta mejores cifras con tan sólo 11 g/kWh. Por lo que respecta a la tecnología de silicio, hay claras perspectivas de que se reduzca el insumo de energía, y en pocos años podrían darse tasas de retorno energético de un año como consecuencia de la mayor eficacia de las técnicas de crecimiento de silicio.

Esto podría tener como resultado un descenso de las emisiones de CO₂ en el ciclo biológico hasta situarse en 15 g/kWh.

En el presente estudio de acuerdo con las simulaciones realizadas se espera una producción anual de 5.508 kWh anuales por casa, como se estudió la implementación de la generación solar en 63 casas se tendría 347.004 kWh de producción fotovoltaica anuales, esto representa una significativa reducción en la emisión de gases contaminantes a la atmósfera, debido a que se estaría evitando producir energía eléctrica por medio de generación que libere gases a la atmósfera.

Según [18], de acuerdo con la Federación Europea de la Industria Solar Térmica, 1 MWh de capacidad de energía solar térmica instalada permite ahorrar 600 kilogramos de emisión de CO₂, de acuerdo con esta cifra, el presente sistema de microgeneración solar fotovoltaica que entrega 347 MWh anuales, evitaría que se emita a la atmósfera 208.200 kilogramos de CO₂ cada año durante el periodo de operación.

CAPÍTULO 5: MANUAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SOLAR FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL PARA AUTOCONSUMO

5.1 DIMENSIONAMIENTO

Para la implementación de un μ SFV el primer paso es conocer cuanta potencia se va a instalar, tanto en paneles fotovoltaicos como en inversores. El dimensionamiento del sistema de micro generación solar fotovoltaica para autoconsumo en el Ecuador se lo realiza con base en la regulación ARCONEL 003-18, la cual determina mediante una formula, la energía anual promedio que consume un determinado usuario residencial. La fórmula que se aplica es:

$$Capacidad\ nominal\ instalada = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} E\ mensual_i(kWh)}{Factor_{planta\ de\ diseño} * 8760(h)}$$

5.2 OBTENCIÓN DE DATOS

Los códigos de cliente se obtienen desde el GEOPORTAL de CNEP EP, se sigue el procedimiento siguiente:

- Abrir el navegador (usar Google Chrome).
- En la barra de dirección escribir <https://geoportal.cnelep.gob.ec/cnel/>
- Dar click sobre el mapa y orientarlo hacia el lugar en donde se encuentra ubicado el lugar de estudio.
- Con disco scroll wheel del mouse acercar o alejar la pantalla hasta que se observe la capa que contiene la información de usuario.
- Una vez que se tiene identificado la ubicación del cliente se da click sobre el ícono de la información y se obtiene de ese cuadro de diálogo el código del cliente.

Para obtener las planillas de los últimos consumos se hace uso del código de cliente y mediante el sitio web de CNEP se obtienen las facturas de la siguiente manera:

- Abrir el navegador (usar Google Chrome).

- En la barra de dirección escribir http://www.cnelep.gob.ec/planillas/planillas_gye.html
- En el box código de cliente se escribe el código obtenido desde el GEOPORTAL.
- Dar click en consultar datos.
- Dar click en el nombre del usuario.
- Dar click sobre el símbolo de PDF correspondiente a las planillas que se desean descargar.
- En las planillas se obtiene el consumo de energía eléctrica en el apartado que dice “Consumo Total”.

Una vez obtenida la capacidad a instalar el usuario debe solicitar a CNEL EP se evalúe la factibilidad de conexión a la red, indicando la capacidad máxima de potencia que se va a instalar para autoconsumo.

Para presentar la solicitud de factibilidad el usuario deberá entregar documentos habilitantes que demuestren ser dueño del inmueble, factura del último pago y que demuestre no tener facturas pendientes con la empresa distribuidora. Además, deberá presentar una memoria técnica descriptiva preliminar avalado por un profesional en el área, que deberá contener lo especificado en la regulación ARCONEL 003-18.

Una vez obtenida la aprobación de la factibilidad el usuario deberá tramitar la instalación, conexión y operación del μ SFV, por medio del Anexo 1 de la regulación ARCONEL 003-18. Luego de que se obtenga la aprobación el usuario deberá presentar un cronograma para la ejecución del proyecto, pruebas y entrada en operación.

Aprobado en cronograma la empresa distribuidora deberá solicitar al ARCONEL la autorización de conexión del μ SFV adjuntando los documentos respectivos. Con la aprobación de ARCONEL el usuario debe empezar a ejecutar la instalación del sistema y las debidas pruebas de acuerdo con el cronograma presentado.

Luego de realizadas y superadas las pruebas técnicas la empresa distribuidora verificará que la instalación y los equipos cumplan con las normas técnicas vigentes en la presente fecha. Además, se colocarán los sellos de seguridad en el equipo de medición.

Superada esta etapa se suscribirá el respectivo contrato de suministro de energía eléctrica que será el vínculo técnico – comercial entre el usuario y la empresa distribuidora.

5.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA

Toda vez que se ha obtenido el tamaño del sistema de generación eléctrica solar fotovoltaica es decir la potencia total que se va instalar, se procede a diseñar el sistema, para lo cual, se hace uso del software PVsyst. Para emplear este programa es necesario conocer las coordenadas geográficas y la altura del lugar de la implementación, las coordenadas geográficas y la altura del lugar se las puede obtener de la plataforma Google Earth. Para diseñar el sistema de energía eléctrica solar fotovoltaica se debe empezar creando un nuevo proyecto conectado a la red. Se deberá realizar los siguientes pasos:

- Abrir el programa PVsyst
- Dar click en “Bases de datos” luego dar click en “Lugares geográficos”.
- Seleccionar “Nuevo”
- Click en “Coordenadas geográficas”, se ingresa el nombre del lugar, país y región.
- Se ingresan las coordenadas geográficas, la altitud y el huso horario.
- En el apartado “Importación del clima” se selecciona la base de datos de donde se va a tomar la climatología del lugar, luego se da click en importar.
- Una vez obtenida la base de datos de la climatología se da click en “OK” y se guarda en la base de datos del programa con el respectivo nombre del lugar.

Con la base de datos de la climatología guardada las bases de datos procedemos a crear nuestro nuevo proyecto en PVsyst siguiendo el procedimiento siguiente:

- En la pantalla principal del programa se selecciona la opción “Diseño del proyecto” y luego “Conectado a la red”.
- Se le asigna un nombre al archivo y un nombre al proyecto.
- Se selecciona el sitio desde la base de datos previamente guardada.
- Para crear el nuevo proyecto se da click en “guardar proyecto actual”.

A continuación, se selecciona “input parameters”, se da click en “orientación”, se ingresan los parámetros de campo y se da click en “OK”.

Ahora si se procede a diseñar el sistema para lo cual en la ventana principal del proyecto se da click en “sistema” y se continua de la siguiente manera:

- En el apartado “ayuda al dimensionamiento” se ingresa la potencia nominal del sistema en kWp.
- Se selecciona la marca y modelo del módulo fotovoltaico que se va a emplear.
- Se selecciona la marca y modelo del inversor que se va a emplear.
- Se selecciona el número de módulos en serie y de cadenas que se va a emplear. Todo esto se lo realiza tomando en cuenta el mensaje de acoplamiento entre los módulos y los inversores.
- Cuando ya no aparezca ningún mensaje de advertencia se da click en “OK”.

5.4 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para conocer la cantidad de energía eléctrica que puede entregar el μ SFV se realiza la simulación respectiva con el software de la siguiente manera:

- Se regresa a la pantalla principal del principal del proyecto en el PVsyst.
- Se da click en “Run simulation” del apartado “Simulación”.

- En el cuadro de diálogo “Hourly Simulation Progress” se sigue en proceso de la simulación.
- Se da click en el botón “OK” cuando el programa haya finalizado la simulación.

Se puede generar un informe en pdf del comportamiento anual del sistema de generación de energía eléctrica solar fotovoltaica mediante el botón “Informe”.

Se muestra la productividad del μ SFV durante un año mediante el botón “Resultados detallados”.

5.5 LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA

Una vez que está produciendo energía eléctrica el sistema de generación conectado a la red este va a entregar energía para autoconsumo y el excedente se entrega a la red. En horas en que ya no produce energía la vivienda tomará energía eléctrica de la red.

Al momento de liquidar el consumo la distribuidora tomará lectura del medidor bidireccional. Se resta la energía consumida de la red menos la energía entregada a la red.

Si una vez realizada la resta es mayor el consumo de energía tomada de la red se le facturará al usuario los kWh consumidos.

En caso de que sea mayor la energía entregada a la red que la energía tomada de la misma el usuario tendrá un crédito a favor que le servirá para pagar la energía cuando lo consumido de la red sea mayor que lo entregado a la red.

CONCLUSIONES

Debemos como sociedad tener presente que nuestro medio ambiente es muy sensible y frágil, por lo que debemos preservarlo. La vida humana en la actualidad no se la concibe sin el uso de energía eléctrica por lo que se hace imprescindible conseguirla por medio de sistemas que causen el menor impacto negativo en el medio ambiente. Con la generación de energía eléctrica renovables, por medio de mecanismos no convencionales, como la solar fotovoltaica se consiguen estos objetivos.

El estado ecuatoriano a través del ente regulador ARCONEL, publicó la regulación 003/18 el 22 de octubre de 2018, con el objetivo de regular el uso de sistemas fotovoltaicos hasta 100 kW para autoconsumo conectado a la red en baja tensión o en media tensión, con esto se logra tener claras las ideas del dimensionamiento, pruebas, puesta en funcionamiento y liquidación de la energía consumida o entregada a la red.

El uso de PVsyst versión 6.8.1, permitió estimar la productividad del generador de energía solar fotovoltaico a partir de la base de datos meteorológica Meteonorm, para que, a partir del ahorro mensual en la planilla de electricidad calcular los índices financieros de la inversión, además, estos índices financieros permitirán tomar decisiones para implementar o no el sistema de generación solar fotovoltaica.

Los índices financieros muestran que, sin una política adecuada de fomento para la generación de energía eléctrica solar fotovoltaica, con los actuales precios y rendimientos de los sistemas, no es conveniente realizar una inversión de este tipo si nos interesa únicamente el aspecto financiero.

El análisis ambiental muestra que la energía eléctrica obtenida a partir de la energía solar, es muy amigable con el medio ambiente, debido a que durante la etapa de operación no libera gases de efecto invernadero y tampoco provoca un impacto negativo en el medio ambiente, más bien, evita liberar a la atmósfera estos gases que se producirían si se suplía la demanda con energía producida por medio de sistemas convencionales utilizando combustibles fósiles.

En este estudio, se simuló el impacto que tendrá a la red de distribución pública, el ingresar energía eléctrica producida por sistemas fotovoltaicos, esta energía consumida en las viviendas se distorsiona y se produce el efecto conocido como armónicos, estos armónicos su magnitud es conocida como VTHD, el cual con la simulación a través del programa ETAP v 16.0, en varios escenarios. El primer escenario consideró tomó en cuenta la instalación de sistemas fotovoltaicos en 6 viviendas de la urbanización Porto Alegre, considerando demanda mínima, demanda máxima y demanda promedio concluyendo para este escenario que se mejoran los niveles de tensión para todos los casos. La demanda máxima se presenta en horas de la noche, por lo tanto, no es coincidente con la generación fotovoltaica. Se realizó simulación para 120 y 180 casas utilizando demanda promedio con lo que se evidenció que a medida que se incrementa la generación fotovoltaica también se incrementa la incidencia de los armónicos en la red de distribución incrementándose en número e intensidad superando en algunos casos los rangos permitidos que están establecidos en la regulación CONELEC 004/01, de 23 de mayo de 2001.

RECOMENDACIONES

Se debe tomar las planillas reales de consumo de energía eléctrica de los doce meses bajo estudio, para que, de esta manera al calcular la potencia a instalar del microsistema de generación solar fotovoltaica sea muy objetivo el valor de energía que consume cada usuario, Esto repercute en que el sistema no estará sobredimensionado ni sub dimensionado.

Conseguir los paneles y los inversores de la mayor eficiencia posible para evitar perder energía tanto en la recolección por parte de los paneles solares como en la conversión de corriente continua en corriente alterna, de ser posible importarlos y no quedarse solamente con los que ofrece el mercado ecuatoriano. En el periodo de producción realizar un correcto mantenimiento de los paneles para que su eficiencia no se vea afectada por las condiciones atmosféricas.

Aplicar normas para manejo de residuos peligrosos durante la etapa de desmontaje del sistema de generación solar fotovoltaica para minimizar el impacto ambiental con los residuos que se generan luego de la etapa de producción.

Impulsar y promover políticas públicas de fomento para la producción de energía fotovoltaica para autoconsumo, para que el ente regulador el ARCONEL dicte regulaciones que incentiven una tarifa preferencial para que el exceso de energía producida por sistemas fotovoltaicos, sea comprada por CNEL a un precio mayor al de la venta y así incentivar a los usuarios a colocar estos sistemas en sus viviendas.

Monitorear las variaciones de los parámetros de calidad de energía en la red eléctrica debido a la generación fotovoltaica ya que al incrementarse esta también se incrementan las perturbaciones.

BIBLIOGRAFÍA

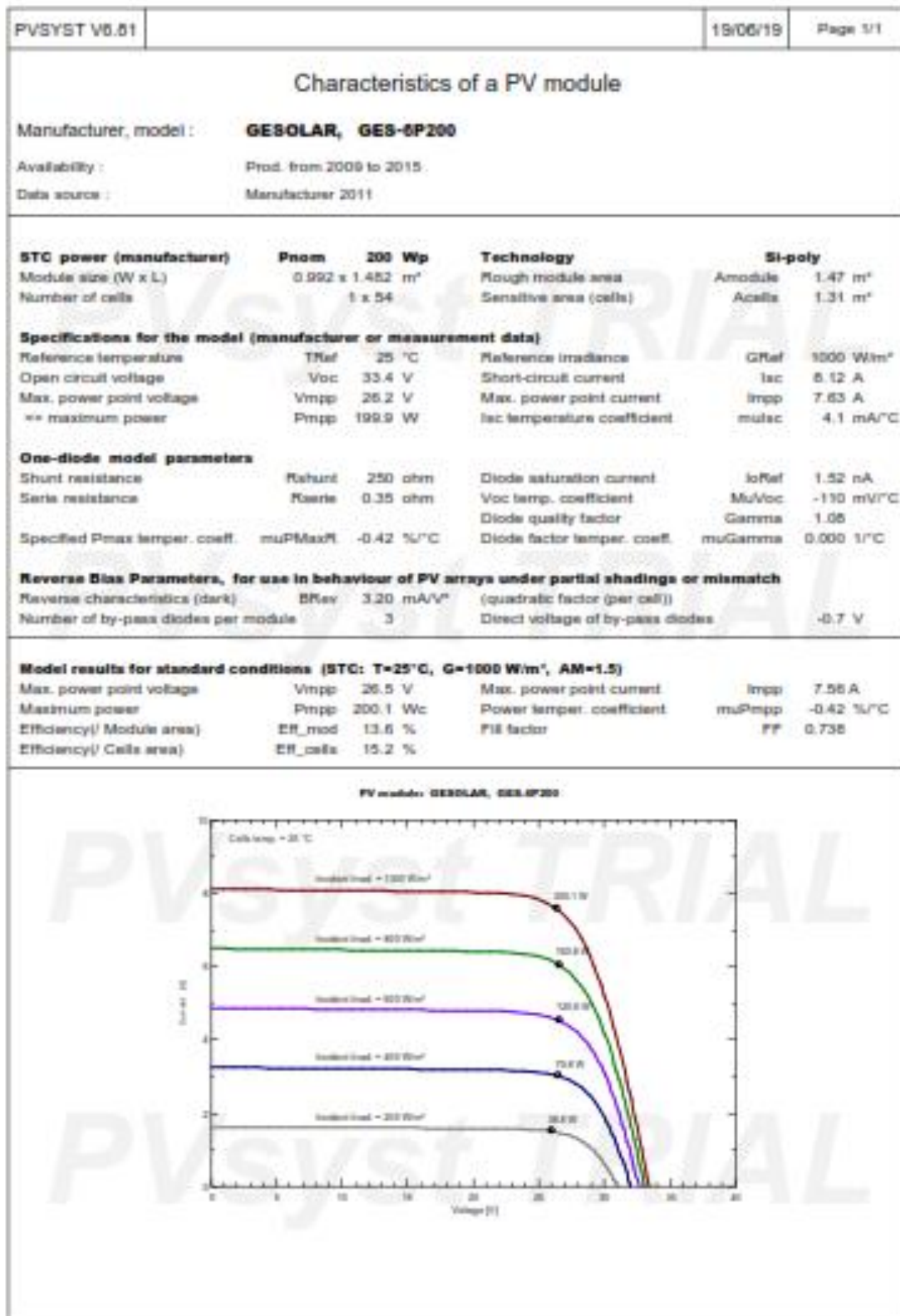
- [1] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, “Regulación ARCONEL 003-18,” 2018.
- [2] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano al 2017,” 2018.
- [3] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, “Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano al 2017,” 2018.
- [4] A. N. de la R. del Ecuador, *Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*. 2015, pp. 1–28.
- [5] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, *Análisis y Determinación del Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica. Período Enero – Diciembre 2019*. 2019, pp. 1–6.
- [6] Sitio Solar . com, “La Historia de la Energía Solar Fotovoltaica,” 2019. [Online]. Available: <http://www.sitiosolar.com/la-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>.
- [7] Riello Tech Solar, “Energías Renovables,” 2019. [Online]. Available: <https://www.energias-renovables.com/>.
- [8] ONUDI, “Observatorio de Energía Renovable para América Latina y el Caribe,” 2019. [Online]. Available: <http://renenergyobservatory.org/es/>.
- [9] Censolar, “Centro Internacional para la formación tecnológica de especialistas en energía solar,” 2019. [Online]. Available: <https://www.censolar.org/>.
- [10] CENER, “Centro Nacional de Energía Renovable,” 2019. [Online]. Available: <http://www.cener.com/>.
- [11] ARCONEL, “Reforma a la Regulacion de Microgeneracion,” 2018.
- [12] E. R. García and I. E. Melani, “Energías Renovables gratis en Uruguay?,” pp. 1–28.
- [13] PVsyst S.A., “PVsyst Photovoltaic Software,” 2019. [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/>.
- [14] D. Okello, E. E. Van Dyk, and F. J. Vorster, “Analysis of measured and simulated performance data of a 3.2 kWp grid-connected PV system in Port Elizabeth, South Africa,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 100, pp. 10–15,

2015.

- [15] A. Sow, M. Mehrtash, D. R. Rouse, and D. Hailot, "Economic analysis of residential solar photovoltaic electricity production in Canada," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 33, no. June 2017, pp. 83–94, 2019.
- [16] Ecologistas en acción .org, "Impacto Ambiental Fotovoltaico," 2007. [Online]. Available: <https://www.ecologistasenaccion.org/10057/impacto-ambiental/>.
- [17] GINNA MARCELA BENITO MOLINA y KAREN JULIETH RUIZ CALDERÓN, "ANÁLISIS BENEFICIO-COSTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL CAMPUS AGUAS CLARAS DE LA UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS SEDE VILLAVICENCIO, META," UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS SEDE VILLAVICENCIO, 2018.
- [18] ONU, "La promesa de la energía solar: Estrategia energética para reducir las emisiones de carbono en el siglo XXI," *Vol. XLIV No. 2 2007*, 2007. [Online]. Available: <https://unchronicle.un.org/es/article/la-promesa-de-la-energ-solar-estrategia-energ-tica-para-reducir-las-emisiones-de-carbono-en>.

ANEXO 1

**HOJA DE DATOS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
UTILIZADOS**



ANEXO 2

HOJA DE DATOS DE LOS INVERSORES UTILIZADOS

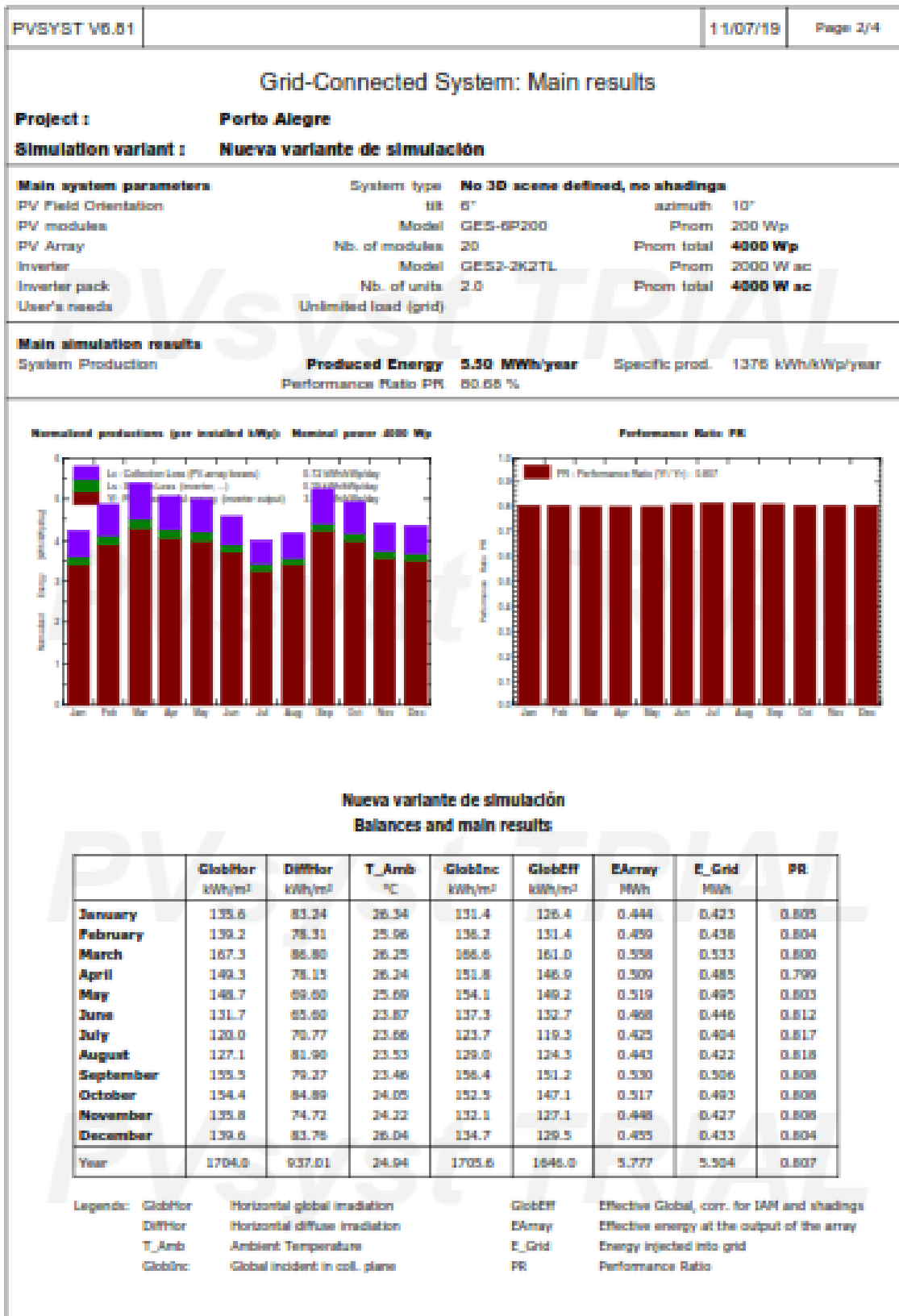
PVSYST V6.81		11/07/19	Page 1/1
Characteristics of a grid inverter			
Manufacturer, model :		GESolar, GES2-2K2TL	
Availability :		Prod. Since 2011	
Data source :		Manufacturer 2011	
150			
Operating mode		MPPT	
Minimum MPP Voltage	Vmin	N/A V	Nominal PV Power
Maximum MPP Voltage	Vmax	450 V	Maximum PV Power
Absolute max. PV Voltage	Vmax array	500 V	Maximum PV Current
Min. Voltage for PNom	Vmin PNom	N/A V	Power Threshold
			Pnom DC 2.2 kW
			Pmax DC 2.6 kW
			Imax DC N/A A
			Pthresh. 10 W
"String" inverter with input protections		Number of string inputs	
Behaviour at Vmin/Vmax		Limitation	
		3	
		Limitation	
Output characteristics (AC grid side)			
Grid Voltage	Unom	230 V	Nominal AC Power
Grid frequency	Freq	50/60 Hz	Pnom AC 2.0 kWac
	Monophased		Maximum AC Power
Maximum efficiency	Max Eff.	96.0 %	Pmax AC 2.2 kWac
European average efficiency	Euro Eff.	95.0 %	Nominal AC current
			Inom AC 8.7 A
			Maximum AC current
			Imax AC N/A A
Remarks and Technical features		Sizes: Width 430 mm	
Technology: Without transfo, IGBT		Height 455 mm	
Protection: IP 65 , -25 - 50?		Depth 190 mm	
Control: LCD		Weight 23.00 kg	
String inverter: diode and overvoltage protection included			
PVsys TRIAL			
PVsys TRIAL			

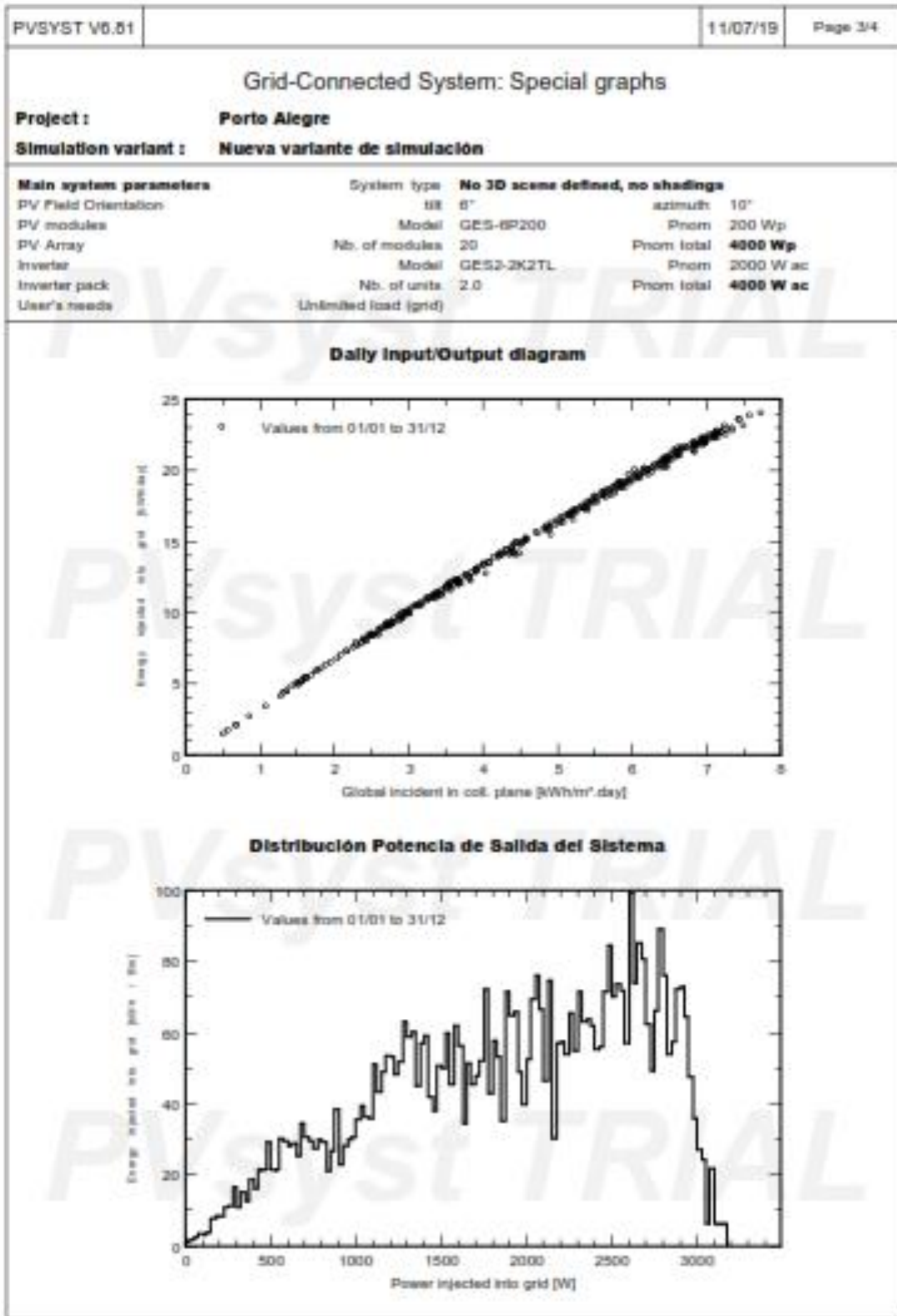
ANEXO 3
PARÁMETROS DE SIMULACIÓN SISTEMA CONECTADO A LA
RED

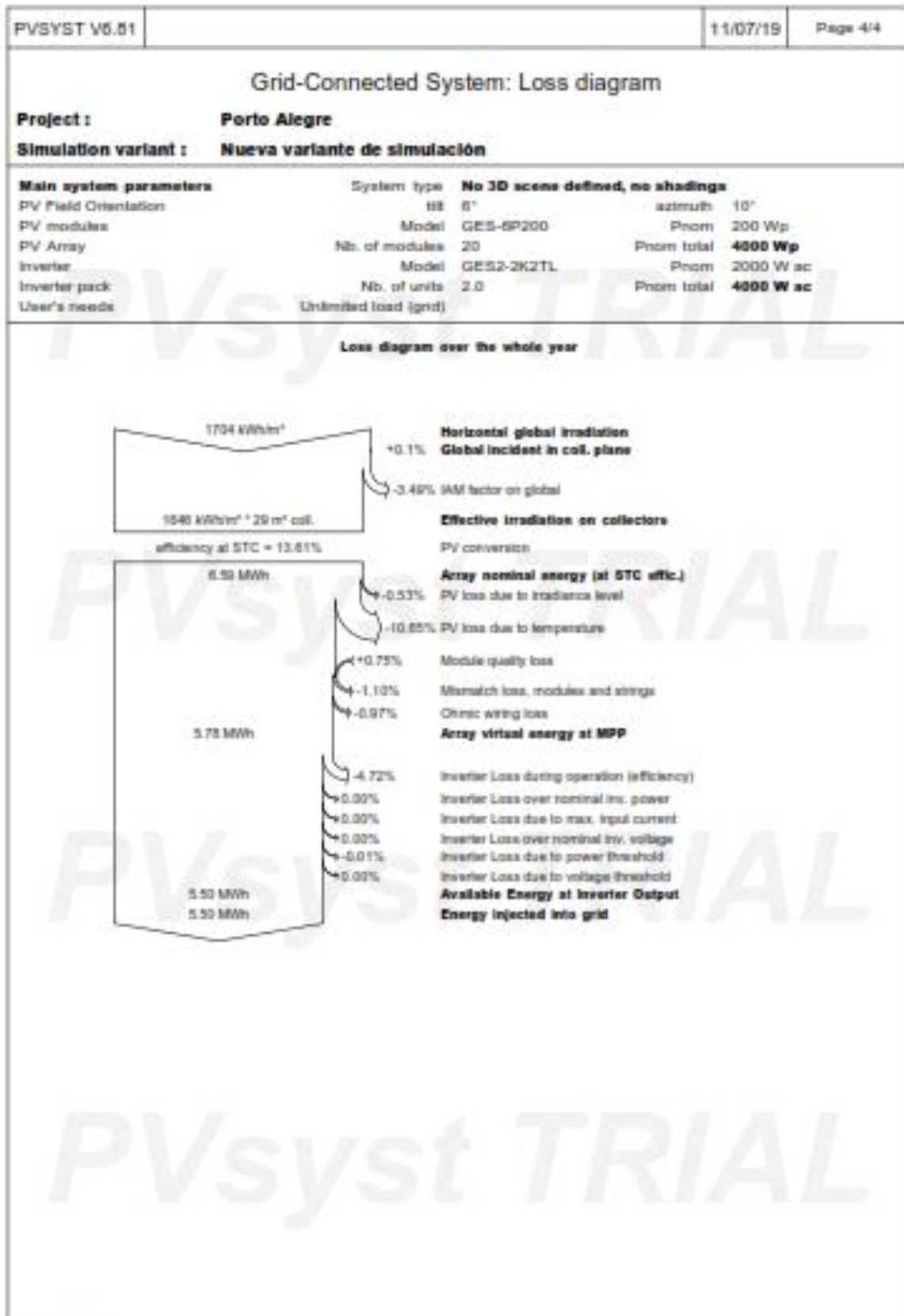
PVSYST V6.01		11/07/19	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Porto Alegre			
Geographical Site Guayaquil Via a La Costa prueba		Country Ecuador	
Situation	Latitude	-2.17° S	Longitude -80.00° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-5	Altitude 31 m
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Guayaquil, Via a La Costa	Meteonorm 7.1 (1961-1990), Sat=100% - Sinleak	
Simulation variant : Nueva variante de simulación			
	Simulation date	11/07/19 20h13	
Simulation parameters			
	System type	No 3D scene defined, no shadings	
Collector Plane Orientation	Tilt	6°	Azimuth 10°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
User's needs :	Unlimited load (grid)		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	GES-6P200
Original PVysst database		Manufacturer	GESOLAR
Number of PV modules		In series	10 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	20
Array global power		Nominal (STC)	4000 Wp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	237 V
Total area		Module area	29.4 m²
		In parallel	2 strings
		Unit Nom. Power	200 Wp
		At operating cond.	3581 Wp (50°C)
		I mpp	15 A
		Cell area	26.3 m²
Inverter			
		Model	GES2-2K2TL
Original PVysst database		Manufacturer	GESolar
Characteristics		Operating Voltage	150-450 V
		Unit Nom. Power	2.00 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	2 units
		Total Power	4.0 kWac
		Prcom ratio	1.00
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	253 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param. 0.05

ANEXO 4

**RESULTADOS PRINCIPALES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO A LA RED**







ANEXO 5

RESULTADOS DE SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CON LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PRODUCIENDO CONESTADO A LA RED

Proyecto:	ETAP	Página:	1
Ubicación:	16.0.0C	Fecha:	08-12-2019
Contrato:		SN:	4359168
Ingeniero:		Revisión:	Base
Nombre de Archivo:	TESIS2	Caso de Estudio:	LF
		Config.:	Normal

Informe de Flujo de Carga

Barra		Tensión		Generación		Carga		Flujo de Carga					XFMR
ID	kV	% Mag.	Áng.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%FP	%Toma
Bus1	13.800	99.995	0.0	0	0	0.002	0.001	S/E Cerro Blanco	-0.017	-0.111	4.7	14.9	
								Bus 2	0.014	0.109	4.6	12.8	
Bus 2	13.800	99.986	0.0	0	0	0.003	0.001	Bus1	-0.014	-0.110	4.6	12.8	
								Bus 3	0.011	0.108	4.6	10.1	
Bus 3	13.800	99.972	0.0	0	0	0	0	Bus 2	-0.011	-0.109	4.6	10.1	
								Bus 5	0.011	0.109	4.6	9.8	
Bus5	0.240	99.618	0.4	0.200	0.000	0.138	0.059	Porto Alegre	0.062	-0.059	206.6	-72.8	
Bus 5	13.800	99.967	0.0	0	0	0	0	Bus 3	-0.011	-0.109	4.6	9.8	
								Bus 7	0.010	0.109	4.6	9.0	
Bus 7	13.800	99.965	0.0	0	0	0.005	0.002	Bus 5	-0.010	-0.109	4.6	9.0	
								Bus 9	0.005	0.106	4.5	4.4	
Bus 9	13.800	99.963	0.0	0	0	0.009	0.004	Bus 7	-0.005	-0.107	4.5	4.4	
								Bus 11	-0.004	0.103	4.3	-4.1	
Bus 11	13.800	99.959	0.0	0	0	0.004	0.023	Bus 9	0.004	-0.103	4.3	-4.1	
								Bus 13	-0.008	0.080	3.4	-10.1	
Bus 13	13.800	99.953	0.0	0	0	0.019	0.008	Bus 11	0.008	-0.080	3.4	-10.0	
								Bus 15	-0.027	0.072	3.2	-35.0	
Bus 15	13.800	99.947	0.0	0	0	0	0	Bus 13	0.027	-0.072	3.2	-34.8	
								Bus 17	-0.027	0.072	3.2	-35.2	
Bus 17	13.800	99.946	0.0	0	0	0	0	Bus 15	0.027	-0.072	3.2	-35.2	
								Bus 19	-0.027	0.072	3.2	-35.3	
Bus 19	13.800	99.945	0.0	0	0	0.005	0.002	Bus 17	0.027	-0.072	3.2	-35.3	
								Bus 21	-0.033	0.070	3.2	-42.2	
Bus 21	13.800	99.941	0.0	0	0	0.001	0.001	Bus 19	0.033	-0.070	3.3	-42.0	
								Bus 23	-0.034	0.070	3.3	-43.6	
Bus 23	13.800	99.940	0.0	0	0	0	0	Bus 21	0.034	-0.070	3.3	-43.6	
								Porto Alegre	-0.034	0.070	3.3	-43.7	
Bus 25	13.800	99.937	0.0	0	0	0.011	0.005	Porto Alegre	-0.028	-0.011	1.3	92.9	
								Bus 27	0.017	0.006	0.8	93.5	
Bus 27	13.800	99.937	0.0	0	0	0.005	0.002	Bus 25	-0.017	-0.007	0.8	93.4	
								Bus 29	0.012	0.004	0.5	94.0	
Bus 29	13.800	99.936	0.0	0	0	0	0	Bus 27	-0.012	-0.004	0.5	93.4	
								Bus 31	0.011	0.004	0.5	93.4	
Bus 31	13.800	99.936	0.0	0	0	0	0	Bus 29	-0.011	-0.005	0.5	92.7	
								Bus 33	0.011	0.004	0.5	92.8	
Bus 33	13.800	99.936	0.0	0	0	0	0	Bus 31	-0.011	-0.004	0.5	92.6	

Proyecto:	ETAP	Página:	2
Ubicación:	16.0.0C	Fecha:	08-12-2019
Contrato:		SN:	4359168
Ingeniero:	Caso de Estudio: LF	Revisión:	Base
Nombre de Archivo:	TESIS2	Config.:	Normal

Barra		Tensión		Generación		Carga		Flujo de Carga				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Áng.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%FP	%Toma
								Bus 35	0.011	0.004	0.5	92.6	
Bus 35	13.800	99.935	0.0	0	0	0	0	Bus 33	-0.011	-0.005	0.5	92.2	
								Bus 37	0.011	0.004	0.5	92.2	
Bus 37	13.800	99.935	0.0	0	0	0.011	0.005	Bus 35	-0.011	-0.005	0.5	92.0	
Porto Alegre	13.800	99.940	0.0	0	0	0	0	Bus 23	0.034	-0.070	3.3	-43.7	
								Bus 25	0.028	0.011	1.2	93.4	
								Bus5	-0.062	0.059	3.6	-72.4	
* S/E Cerro Blanco	13.800	100.000	0.0	7.689	2.533	7.672	2.422	Bus1	0.017	0.110	4.7	14.9	

* Indica barra con regulación de tensión (con máquina tipo swing o controlada por tensión conectada

‡ Indica una barra con un error de convergencia de carga mayor a 0.1 MVA

Proyecto:	ETAP	Página: 1
Ubicación:	16.0.0C	Fecha: 08-12-2019
Contrato:		SN: 4359168
Ingeniero:	Caso de Estudio: HA	Revisión: Base
Nombre de Archivo: TESIS2		Config.: Normal

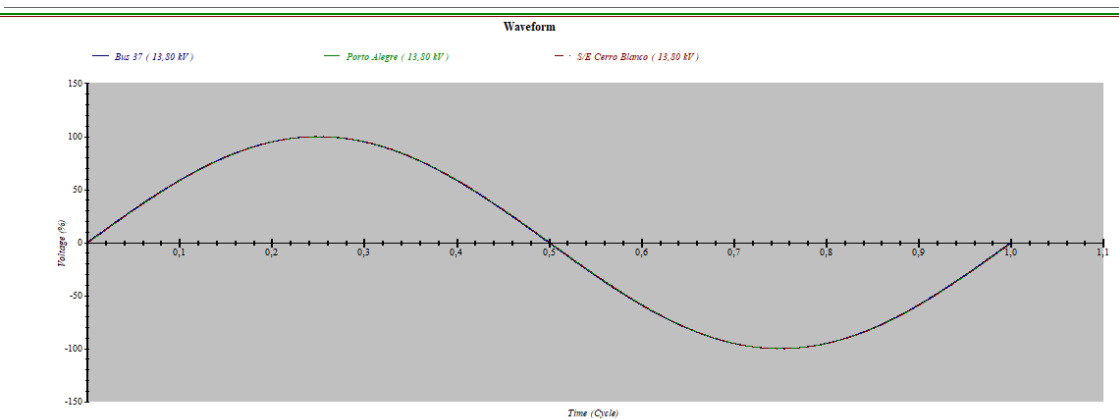
Informe de VTHD (Distorsión Armónica Total)

Barra		Tensión Distorsión	
ID	kV	Fund. %	VTHD %
Indica barras con THD (Distorsión Armónica Total) que excede el límite.			

Proyecto:	ETAP	Página: 1
Ubicación:	16.0.0C	Fecha: 08-12-2019
Contrato:		SN: 4359168
Ingeniero:	Caso de Estudio: HA	Revisión: Base
Nombre de Archivo: TESIS2		Config.: Normal

Informe de VIHD (Distorsión Armónica Individual)

Barra		Distorsión de Tensión		
ID	kV	Fund. %	VIHD %	Orden
Indica barras con IHD (Distorsión Armónica Individual) que excede el límite.				



Proyecto:
Ubicación:
Contrato:
Ingeniero:
Nombre de Archivo: TESIS2

ETAP
16.0.0C

Caso de Estudio: LF

Página: 3
Fecha: 08-13-2019
SN: 4359168
Revisión: Base
Config.: Normal

Datos de Entrada de Barra

Barra			Tensión Inicial		Carga							
ID	kV	Sub-sist	% Mag.	Áng.	kVA Constante		Z Constante		I Constante		Genérico	
					MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Bus1	13.800	1	100.0	0.0	0.212	0.090	0.053	0.023				
Bus 2	13.800	1	100.0	0.0	0.271	0.115	0.068	0.029				
Bus 3	13.800	1	100.0	0.0	0.026	0.011	0.006	0.003				
Bus5	0.240	1	100.0	0.0	0.383	0.163	0.095	0.041				
Bus 5	13.800	1	100.0	0.0	0.080	0.034	0.020	0.009				
Bus 7	13.800	1	100.0	0.0	0.447	0.190	0.112	0.048				
Bus 9	13.800	1	100.0	0.0	0.765	0.326	0.191	0.082				
Bus 11	13.800	1	100.0	0.0	0.053	0.323	0.013	0.081				
Bus 13	13.800	1	100.0	0.0	1.629	0.694	0.407	0.173				
Bus 15	13.800	1	100.0	0.0	0.018	0.008	0.004	0.002				
Bus 17	13.800	1	100.0	0.0	0.005	0.002	0.001	0.001				
Bus 19	13.800	1	100.0	0.0	0.464	0.198	0.116	0.049				
Bus 21	13.800	1	100.0	0.0	0.109	0.046	0.027	0.012				
Bus 23	13.800	1	100.0	0.0	0.008	0.003	0.002	0.001				
Bus 25	13.800	1	100.0	0.0	0.933	0.397	0.233	0.099				
Bus 27	13.800	1	100.0	0.0	0.467	0.199	0.117	0.050				
Bus 29	13.800	1	100.0	0.0	0.026	0.011	0.006	0.003				
Bus 31	13.800	1	100.0	0.0	0.052	0.022	0.013	0.005				
Bus 33	13.800	1	100.0	0.0								
Bus 35	13.800	1	100.0	0.0	0.008	0.003	0.002	0.001				
Bus 37	13.800	1	100.0	0.0	0.922	0.393	0.231	0.098				
Porto Alegre	13.800	1	100.0	0.0	0.028	0.012	0.007	0.003				
S/E Cerro Blanco	13.800	1	100.0	0.0	6.138	1.938	1.534	0.484				
Número total de Barras: 23					13.043	5.180	3.260	1.295	0.000	0.000	0.000	0.000

Barra de Generación				Tensión		Generación			Límites Mvar	
ID	kV	Tipo	Sub-sist	% Mag.	Ángulo	MW	Mvar	% FP	Máx	Min
Bus5	0.240		1	100.0	0.0	0.200	0.000	100.0		
S/E Cerro Blanco	13.800	Barra Infinita	1	100.0	0.0					
						0.200	0.000			

Proyecto:	ETAP	Página:	7
Ubicación:	16.0.0C	Fecha:	08-13-2019
Contrato:		SN:	4359168
Ingeniero:		Revisión:	Base
Nombre de Archivo: TESIS2	Caso de Estudio: LF	Config.:	Normal

Informe de Flujo de Carga

Barra		Tensión		Generación		Carga		Flujo de Carga					XFMR
ID	kV	% Mag.	Áng.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%FP	%Toma
Bus1	13.800	99.607	-0.2	0	0	0.265	0.113	S/E Cerro Blanco	-8.483	-4.339	400.2	89.0	
								Bus 2	8.218	4.226	388.1	88.9	
Bus 2	13.800	98.985	-0.4	0	0	0.337	0.144	Bus1	-8.186	-4.163	388.1	89.1	
								Bus 3	7.848	4.020	372.7	89.0	
Bus 3	13.800	97.958	-0.8	0	0	0.032	0.014	Bus 2	-7.797	-3.920	372.7	89.3	
								Bus 5	7.765	3.906	371.2	89.3	
Bus5	0.240	93.565	-2.9	0.200	0.000	0.467	0.199	Porto Alegre	-0.267	-0.199	855.9	80.2	
Bus 5	13.800	97.612	-1.0	0	0	0.099	0.042	Bus 3	-7.747	-3.873	371.2	89.4	
								Bus 7	7.648	3.831	366.6	89.4	
Bus 7	13.800	97.482	-1.0	0	0	0.553	0.236	Bus 5	-7.641	-3.818	366.6	89.5	
								Bus 9	7.088	3.583	340.9	89.2	
Bus 9	13.800	97.316	-1.1	0	0	0.947	0.403	Bus 7	-7.081	-3.568	340.9	89.3	
								Bus 11	6.134	3.165	296.7	88.9	
Bus 11	13.800	97.117	-1.2	0	0	0.066	0.399	Bus 9	-6.126	-3.149	296.7	88.9	
								Bus 13	6.061	2.750	286.7	91.1	
Bus 13	13.800	96.612	-1.4	0	0	2.009	0.856	Bus 11	-6.040	-2.712	286.7	91.2	
								Bus 15	4.031	1.856	192.2	90.8	
Bus 15	13.800	96.189	-1.6	0	0	0.022	0.009	Bus 13	-4.020	-1.834	192.2	91.0	
								Bus 17	3.998	1.825	191.2	91.0	
Bus 17	13.800	96.107	-1.7	0	0	0.006	0.003	Bus 15	-3.996	-1.821	191.2	91.0	
								Bus 19	3.989	1.818	190.9	91.0	
Bus 19	13.800	96.025	-1.7	0	0	0.571	0.243	Bus 17	-3.987	-1.814	190.9	91.0	
								Bus 21	3.417	1.571	163.8	90.9	
Bus 21	13.800	95.777	-1.8	0	0	0.134	0.057	Bus 19	-3.411	-1.560	163.8	90.9	
								Bus 23	3.277	1.503	157.5	90.9	
Bus 23	13.800	95.723	-1.9	0	0	0.009	0.004	Bus 21	-3.276	-1.501	157.5	90.9	
								Porto Alegre	3.266	1.497	157.0	90.9	
Bus 25	13.800	95.392	-2.0	0	0	1.145	0.488	Porto Alegre	-2.956	-1.261	140.9	92.0	
								Bus 27	1.811	0.774	86.4	92.0	
Bus 27	13.800	95.370	-2.0	0	0	0.574	0.244	Bus 25	-1.811	-0.773	86.4	92.0	
								Bus 29	1.237	0.529	59.0	91.9	
Bus 29	13.800	95.300	-2.1	0	0	0.032	0.013	Bus 27	-1.236	-0.528	59.0	92.0	
								Bus 31	1.205	0.514	57.5	92.0	
Bus 31	13.800	95.232	-2.1	0	0	0.063	0.027	Bus 29	-1.204	-0.514	57.5	92.0	
								Bus 33	1.141	0.487	54.5	92.0	
Bus 33	13.800	95.214	-2.1	0	0	0	0	Bus 31	-1.141	-0.486	54.5	92.0	

Proyecto:	ETAP	Página:	8
Ubicación:	16.0.0C	Fecha:	08-13-2019
Contrato:		SN:	4359168
Ingeniero:		Revisión:	Base
Nombre de Archivo: TESIS2	Caso de Estudio: LF	Config.:	Normal

Barra		Tensión		Generación		Carga		Flujo de Carga				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Áng.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%FP	%Toma
								Bus 35	1.141	0.486	54.5	92.0	
Bus 35	13.800	95.179	-2.1	0	0	0.009	0.004	Bus 33	-1.141	-0.486	54.5	92.0	
								Bus 37	1.131	0.482	54.0	92.0	
Bus 37	13.800	95.161	-2.1	0	0	1.131	0.482	Bus 35	-1.131	-0.482	54.0	92.0	
Porto Alegre	13.800	95.696	-1.9	0	0	0.035	0.015	Bus 23	-3.266	-1.496	157.0	90.9	
								Bus 25	2.962	1.273	140.9	91.9	
								Bus5	0.269	0.208	14.9	79.1	
* S/E Cerro Blanco	13.800	100.000	0.0	16.176	6.802	7.672	2.422	Bus1	8.504	4.379	400.2	88.9	

* Indica barra con regulación de tensión (con máquina tipo swing o controlada por tensión conectada

4.5 Sum) la barra con un error de convergencia de carga mayor a 0.1 MVA

Proyecto:	ETAP	Página:	12
Ubicación:	16.0.0C	Fecha:	08-13-2019
Contrato:		SN:	4359168
Ingeniero:		Revisión:	Base
Nombre de Archivo: TESIS2	Caso de Estudio: LF	Config.:	Normal

Informe Resumido de Alertas

% Ajustes de Alerta

<u>Carga</u>	<u>Crítico</u>	<u>Marginal</u>
Barra	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Línea	100.0	95.0
Transformador	100.0	95.0
Tabla	100.0	95.0
Dispositivo de Protección	100.0	95.0
Generador	100.0	95.0
Inversor /Cargador	100.0	95.0
<u>Tensión de Barra</u>		
Sobretensión	105.0	102.0
Baja Tensión	95.0	98.0
<u>Excitación del Generador</u>		
Sobreexcitado (Q Max.)	100.0	95.0
Subexcitación (Q Min.)	100.0	

Informe Crítico

ID de Dispositivo	Tipo	Condición	Clase/Límite	Unidad	Operativa	% Operativo	Tipo de Fase
Bus5	Bus	Under Voltage	0.240	kV	0.225	93.6	3-Phase

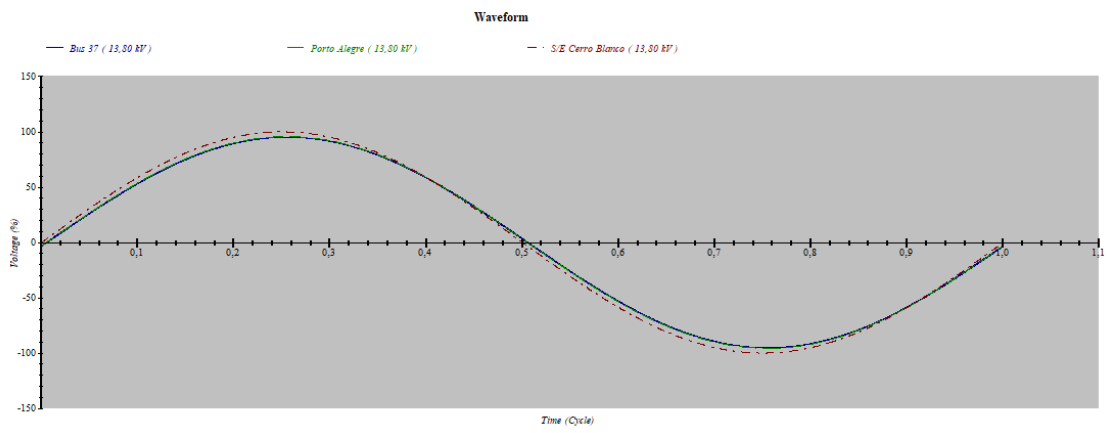
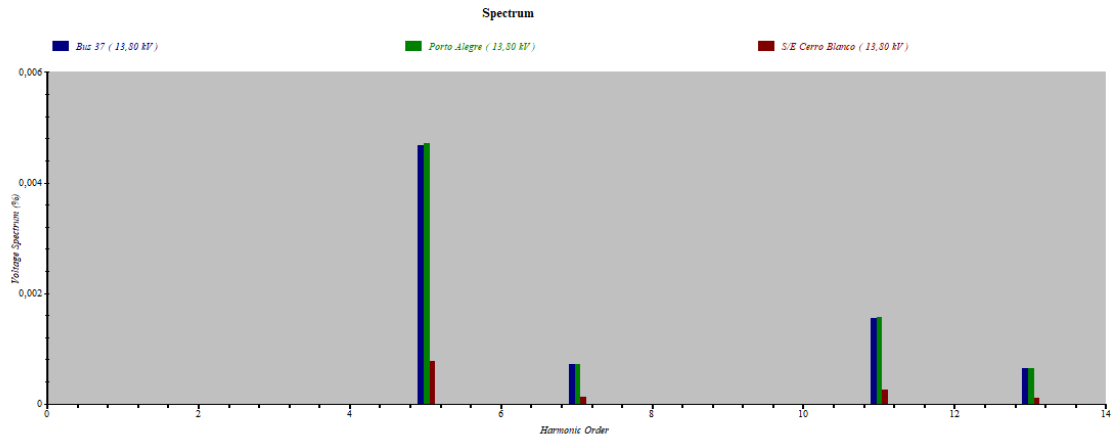
Informe Marginal

ID de Dispositivo	Tipo	Condición	Clase/Límite	Unidad	Operativa	% Operativo	Tipo de Fase
Bus 11	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.402	97.1	3-Phase
Bus 13	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.33	96.6	3-Phase
Bus 15	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.27	96.2	3-Phase
Bus 17	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.26	96.1	3-Phase
Bus 19	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.25	96.0	3-Phase
Bus 21	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.22	95.8	3-Phase
Bus 23	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.21	95.7	3-Phase
Bus 25	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.16	95.4	3-Phase
Bus 27	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.16	95.4	3-Phase
Bus 29	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.15	95.3	3-Phase
Bus 3	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.52	98.0	3-Phase

Proyecto:	ETAP	Página:	13
Ubicación:	16.0.0C	Fecha:	08-13-2019
Contrato:		SN:	4359168
Ingeniero:		Revisión:	Base
Nombre de Archivo: TESIS2	Caso de Estudio: LF	Config.:	Normal

Informe Marginal

ID de Dispositivo	Tipo	Condición	Clase/Límite	Unidad	Operativa	% Operativo	Tipo de Fase
Bus 31	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.142	95.2	3-Phase
Bus 33	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.14	95.2	3-Phase
Bus 35	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.13	95.2	3-Phase
Bus 37	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.13	95.2	3-Phase
Bus 5	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.47	97.6	3-Phase
Bus 7	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.45	97.5	3-Phase
Bus 9	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.43	97.3	3-Phase
Paneles Fotovoltaicos	PV Array	Overload	519.615	Amp	513.98	98.9	3-Phase
Porto Alegre	Bus	Under Voltage	13.800	kV	13.21	95.7	3-Phase



Proyecto:	ETAP	Página:	1
Ubicación:	16.0.0C	Fecha:	08-13-2019
Contrato:		SN:	4359168
Ingeniero:	Caso de Estudio: LF	Revisión:	Base
Nombre de Archivo: TESIS2		Config.:	Normal

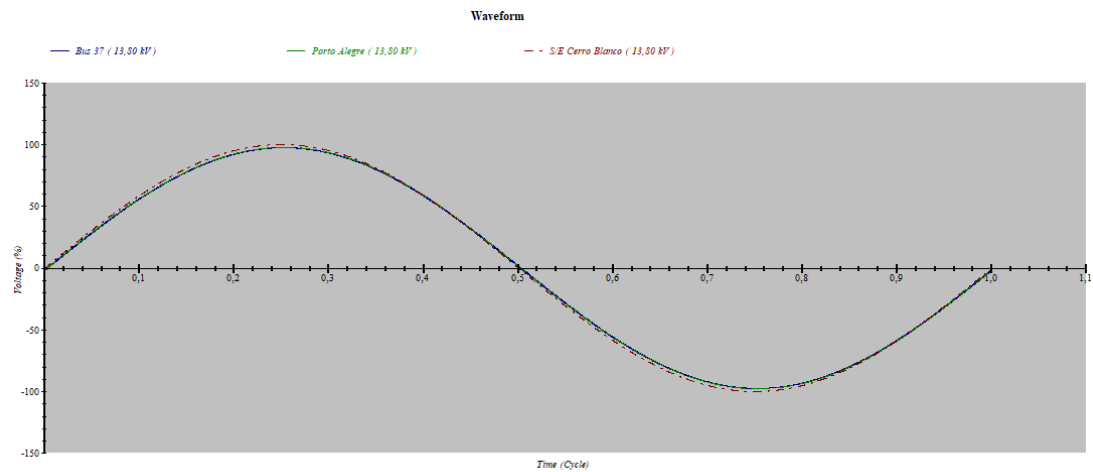
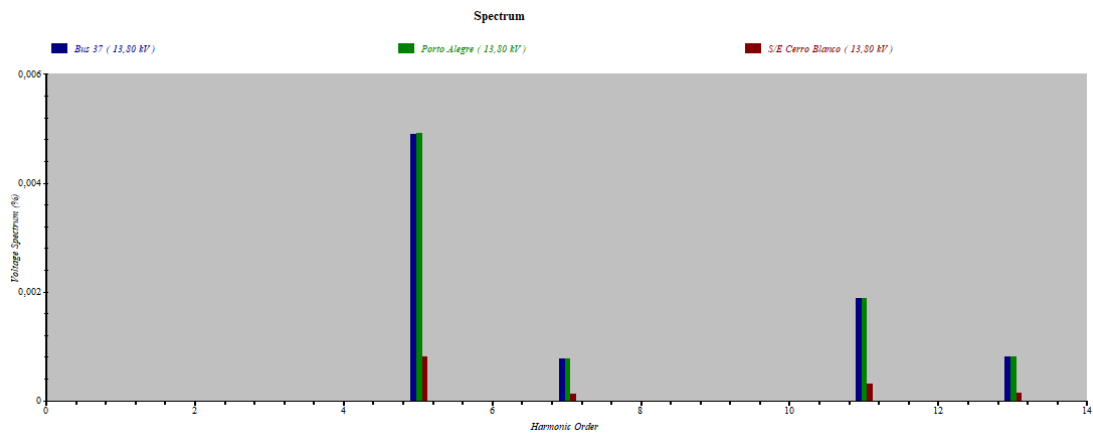
Informe de Flujo de Carga

Barra	Tensión			Generación		Carga		ID	Flujo de Carga				XFMR
	ID	kV	% Mag.	Áng.	MW	Mvar	MW		Mvar	MW	Mvar	Amp	
Bus1	13.800	99.786	-0.1	0	0	0.133	0.057	S/E Cerro Blanco	-4.679	-2.336	219.3	89.5	
								Bus 2	4.546	2.279	213.2	89.4	
Bus 2	13.800	99.447	-0.2	0	0	0.170	0.072	Bus1	-4.536	-2.260	213.2	89.5	
								Bus 3	4.366	2.188	205.5	89.4	
Bus 3	13.800	98.883	-0.5	0	0	0.016	0.007	Bus 2	-4.350	-2.158	205.5	89.6	
								Bus 5	4.334	2.151	204.7	89.6	
Bus5	0.240	96.861	-1.0	0.200	0.000	0.245	0.104	Porto Alegre	-0.045	-0.104	282.4	39.7	
Bus 5	13.800	98.694	-0.5	0	0	0.503	0.214	Bus 3	-4.329	-2.141	204.7	89.6	
								Bus 7	3.825	1.927	181.6	89.3	
Bus 7	13.800	98.629	-0.6	0	0	0.279	0.119	Bus 5	-3.824	-1.924	181.6	89.3	
								Bus 9	3.545	1.805	168.7	89.1	
Bus 9	13.800	98.547	-0.6	0	0	0.503	0.214	Bus 7	-3.543	-1.801	168.7	89.1	
								Bus 11	3.040	1.587	145.6	88.6	
Bus 11	13.800	98.449	-0.7	0	0	0.033	0.201	Bus 9	-3.038	-1.583	145.6	88.7	
								Bus 13	3.005	1.382	140.6	90.8	
Bus 13	13.800	98.200	-0.8	0	0	1.014	0.432	Bus 11	-3.000	-1.373	140.6	90.9	
								Bus 15	1.986	0.941	93.6	90.4	
Bus 15	13.800	97.992	-0.9	0	0	0.011	0.005	Bus 13	-1.983	-0.937	93.6	90.4	
								Bus 17	1.972	0.932	93.1	90.4	
Bus 17	13.800	97.951	-0.9	0	0	0.003	0.001	Bus 15	-1.971	-0.931	93.1	90.4	
								Bus 19	1.968	0.929	93.0	90.4	
Bus 19	13.800	97.911	-0.9	0	0	0.292	0.124	Bus 17	-1.968	-0.928	93.0	90.4	
								Bus 21	1.676	0.804	79.4	90.2	
Bus 21	13.800	97.789	-0.9	0	0	0.073	0.031	Bus 19	-1.674	-0.802	79.4	90.2	
								Bus 23	1.601	0.771	76.0	90.1	
Bus 23	13.800	97.763	-1.0	0	0	0.005	0.002	Bus 21	-1.601	-0.770	76.0	90.1	
								Porto Alegre	1.596	0.768	75.8	90.1	
Bus 25	13.800	97.596	-1.0	0	0	0.592	0.252	Porto Alegre	-1.530	-0.652	71.3	92.0	
								Bus 27	0.938	0.400	43.7	92.0	
Bus 27	13.800	97.585	-1.0	0	0	0.292	0.124	Bus 25	-0.938	-0.399	43.7	92.0	
								Bus 29	0.646	0.275	30.1	92.0	
Bus 29	13.800	97.549	-1.1	0	0	0.016	0.007	Bus 27	-0.646	-0.275	30.1	92.0	
								Bus 31	0.630	0.268	29.4	92.0	
Bus 31	13.800	97.515	-1.1	0	0	0.032	0.014	Bus 29	-0.630	-0.268	29.4	92.0	
								Bus 33	0.598	0.255	27.9	92.0	
Bus 33	13.800	97.505	-1.1	0	0	0	0	Bus 31	-0.598	-0.255	27.9	92.0	

Proyecto:	ETAP	Página:	2
Ubicación:	16.0.0C	Fecha:	08-13-2019
Contrato:		SN:	4359168
Ingeniero:		Revisión:	Base
Nombre de Archivo:	TESIS2	Caso de Estudio:	LF
		Config.:	Normal

Barra		Tensión		Generación		Carga		Flujo de Carga				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Áng.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%FP	%Toma
Bus 35	13.800	97.488	-1.1	0	0	0.005	0.002	Bus 35	0.598	0.255	27.9	92.0	
Bus 37	13.800	97.478	-1.1	0	0	0.592	0.252	Bus 33	-0.598	-0.255	27.9	92.0	
Porto Alegre	13.800	97.750	-1.0	0	0	0.018	0.008	Bus 37	0.592	0.252	27.6	92.0	
								Bus 35	-0.592	-0.252	27.6	92.0	
								Bus 23	-1.595	-0.768	75.8	90.1	
								Bus 25	1.532	0.655	71.3	92.0	
								Bus5	0.045	0.105	4.9	39.5	
* S/E Cerro Blanco	13.800	100.000	0.0	12.358	4.770	7.672	2.422	Bus1	4.685	2.348	219.3	89.4	

* Indica barra con regulación de tensión (con máquina tipo swing o controlada por tensión conectada)
 * Indica barra con un error de convergencia de carga mayor a 0.1 MVA



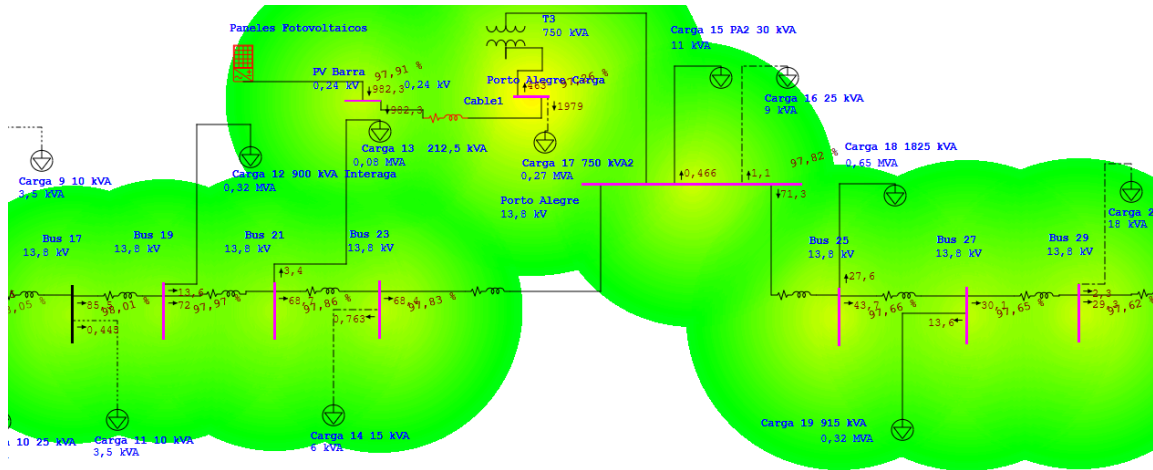
Información de Barra de Armónicos del Sistema

Barra		Distorsión de Tensión									
ID	KV	Fund. %	RMS %	ASUM %	THD %	TIF	TIHD %	TSHD %	THDG %	THDS %	
Bus1	13,800	99,79	99,79	99,86	0,03	1,47	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04
Bus 2	13,800	99,45	99,45	99,55	0,05	2,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05
Bus 3	13,800	98,88	98,88	99,04	0,08	2,94	0,00	0,00	0,00	0,08	0,08
Bus 5	13,800	98,69	98,69	98,86	0,09	3,27	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09
Bus 7	13,800	98,63	98,63	98,81	0,09	3,39	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09
Bus 9	13,800	98,55	98,55	98,73	0,09	3,56	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09
Bus 11	13,800	98,45	98,45	98,65	0,10	3,80	0,00	0,00	0,00	0,10	0,10
Bus 13	13,800	98,20	98,20	98,43	0,11	4,45	0,00	0,00	0,00	0,12	0,12
Bus 15	13,800	97,99	97,99	98,27	0,14	5,26	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14
Bus 17	13,800	97,95	97,95	98,23	0,14	5,42	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14
Bus 19	13,800	97,91	97,91	98,20	0,15	5,59	0,00	0,00	0,00	0,15	0,15
Bus 21	13,800	97,79	97,79	98,11	0,16	6,15	0,00	0,00	0,00	0,16	0,16
Bus 23	13,800	97,76	97,76	98,09	0,16	6,28	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17
Bus 25	13,800	97,59	97,59	97,93	0,17	6,35	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17
Bus 27	13,800	97,58	97,58	97,92	0,17	6,35	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17
Bus 29	13,800	97,55	97,55	97,88	0,17	6,35	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17
Bus 31	13,800	97,51	97,51	97,84	0,17	6,35	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17
Bus 33	13,800	97,50	97,50	97,84	0,17	6,35	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17
Bus 35	13,800	97,49	97,49	97,82	0,17	6,35	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17
Bus 37	13,800	97,48	97,48	97,81	0,17	6,35	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17
Porto Alegre	13,800	97,75	97,75	98,08	0,17	6,35	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17
#											
*	Porto Alegre Carga	0,240	96,85	96,88	102,49	2,55	117,01	0,00	0,00	2,55	2,55
#											
*	PV Barra	0,240	97,18	97,23	104,16	3,20	141,79	0,00	0,00	3,20	3,20
	S/E Cerro Blanco	13,800	100,00	100,00	100,06	0	1,16	0,00	0,00	0,03	0,03

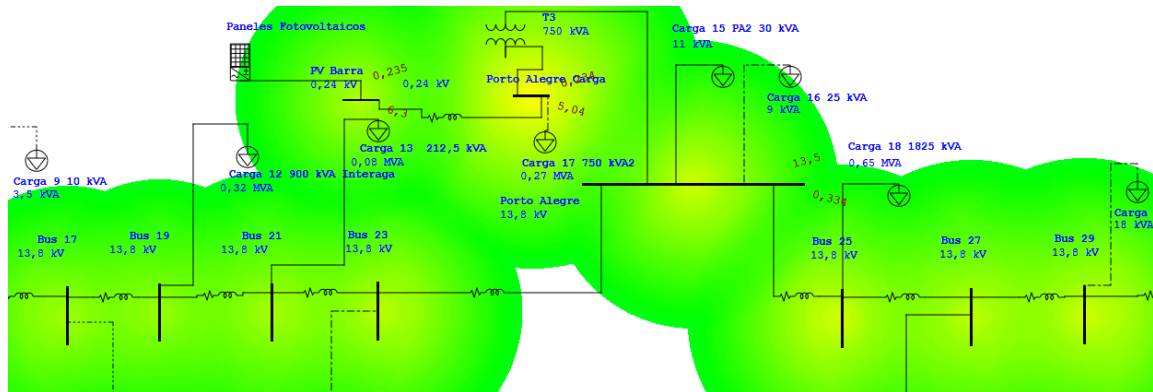
* Indica THD (Distorsión Total de Armónicos) Excede el Límite.

Indica IHD (Distorsión Individual de Armónicos) Excede el Límite.

Mapa de Calor de tensiones.



Mapa de Calor Armónicos



Mapa de Calor de tensiones con demanda máxima.

