

**Universidad de Costa Rica
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica**

**TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN
LICENCIATURA**

**Diseño de una Micro-red eléctrica aislada como
solución a las necesidades energéticas del Centro
Ambientalista el Páramo del Parque Nacional
Chirripó.**

Por:

**Gustavo Badilla Salas
Manuel Barboza Chacón
Jorge Eduardo González Calderón
José Javier Solís Alfaro
Donald Villegas Barrantes**

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio

Agosto de 2021

FICHA RESUMEN DEL TEMA PROPUESTO

TÍTULO: Diseño de una Micro-red eléctrica aislada como solución a las necesidades energéticas del Centro Ambientalista el Páramo del Parque Nacional Chirripó.

ESTUDIANTE: Gustavo Badilla Salas

- **Carné:** 910374
- **Teléfono:** 8314 2158
- **Correo electrónico:** gustavo.badillasalas@ucr.ac.cr

ESTUDIANTE: Manuel Antonio Barboza Chacón

- **Carné:** 944360
- **Teléfono:** 8861 1163
- **Correo electrónico:** manuel.barbozachacon@ucr.ac.cr

ESTUDIANTE: Jorge Eduardo González Calderón

- **Carné:** 891582
- **Teléfono:** 8705 6789
- **Correo electrónico:** jorge.gonzalezcalderon@ucr.ac.cr

ESTUDIANTE: José Javier Solís Alfaro

- **Carné:** 883838
- **Teléfono:** 8307 2750
- **Correo electrónico:** javier.solisalfaro@ucr.ac.cr

ESTUDIANTE: Donald Villegas Barrantes

- **Carné:** 934176
- **Teléfono:** 8349 7379
- **Correo electrónico:** donald.villegasbarrantes@ucr.ac.cr

COMITÉ ASESOR PROPUESTO

- **DIRECTOR:** Ing. Oscar Núñez Mata, Dr.
- **ASESOR:** Ing. Mauricio Espinoza Bolaños, Dr.
- **ASESOR:** Ing. Isaac Rojas Hernández, M.Sc.

MODALIDAD: SEMINARIO

CONTRIBUCIÓN PERSONAL

La propuesta consiste en un proyecto de diseño de una micro-red aislada, que permita la optimización de los recursos energéticos disponibles, en la zona del Centro Ambientalista El Páramo del Parque Nacional Chirripó, minimizando el uso de combustible fósiles para la generación de electricidad.

Las labores del seminario se encuentran divididas de la siguiente manera:

- **Gustavo Badilla Salas**, estudio para determinar los requerimientos energéticos del Albergue Base Crestones y diseño eléctrico de la red de distribución.
- **Manuel Barboza Chacón**, estudio de las fuentes energéticas disponibles, diagnóstico de los sistemas de generación existentes, con los requerimientos necesarios para integrarlos a la micro-red.
- **Jorge González Calderón**, diseño y dimensionamiento óptimo de la planta solar fotovoltaica.
- **Donald Villegas Barrantes**, dimensionamiento óptimo del sistema de almacenamiento de energía para la micro-red.
- **José Javier Solís Alfaro**, selección de la arquitectura de control, diseño del sistema de gestión de energía y del sistema de comunicaciones de la micro-red.

La presente propuesta se ha elaborado de conformidad con lo establecido en el Reglamento de Trabajos Finales de Graduación de la Universidad de Costa Rica

Estudiante proponente

Gustavo Badilla Salas

Fecha: _____

Estudiante proponente

Manuel Barboza Chacón

Fecha: _____



Estudiante proponente

José Javier Solís Alfaro

Fecha: 21/08/2021

Estudiante proponente

Donald Villegas Barrantes

Fecha: _____

Estudiante proponente

Jorge González Calderón

Fecha: _____

Avalo el contenido de la presente propuesta de tema para trabajo final de graduación

VB° _____

Director del Comité Asesor

*Dedicado a nuestras familias, por todo el apoyo incondicional
y el empuje que nos dieron para terminar este proyecto.
A don Oscar Núñez Mata y a don Isaac Rojas Hernández
por todas las enseñanzas, sus consejos y observaciones,
gracias por ayudarnos a crecer.
A Dios muchas gracias.*

Índice General

Índice de Figuras	xi
Índice de Gráficos.....	xiii
Índice de Tablas.....	xiv
Índice de Diagramas	xv
Nomenclatura.....	xvi
1. Introducción.....	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Justificación.....	5
1.3. Planteamiento del problema.....	6
1.4. Objetivo.....	7
1.4.1. Objetivo general.....	7
1.4.2. Objetivos específicos:.....	7
1.5. Alcance.....	7
1.6. Metodología	8
1.7. Procedimiento de evaluación	10
2. Marco teórico	11
2.1. Micro-redes	11
2.1.1. Descripción	11
2.1.2. Conceptos básicos de una Micro-red	11
2.2. Requerimientos energéticos y diseño eléctrico para una micro-red aislada.....	13
2.2.1. Descripción	13
2.2.2. Diseño eléctrico	13
2.2.3. Pronóstico de demanda de energía eléctrica	14
2.2.3.1. Técnicas para el pronóstico de demanda de energía eléctrica.....	14
2.2.3.2. Métodos estocásticos para la predicción de la demanda	14
2.2.3.3. Métodos determinísticos para la predicción de la demanda.....	14
2.2.3.4. Factores que influyen en el pronóstico de demanda de energía eléctrica ..	15
2.2.4. OpenDSS como herramienta de simulación	16
2.3. Topología de la micro-red.....	17
2.3.1. Descripción	17
2.3.2. Características una micro-red	18
2.4. Integración de los sistemas de generación existentes.....	20
2.4.1. Descripción	20

2.4.2.	Metodologías de diagnóstico	21
2.5.	Planta solar fotovoltaica	22
2.5.1.	Descripción	22
2.5.2.	Metodologías de diseño	22
2.5.3.	Teoría	24
2.5.3.1.	Energía solar.....	24
2.5.3.2.	Metodología para el dimensionamiento de la planta fotovoltaica.....	32
2.6.	Sistema de almacenamiento de energía por baterías (SAEB)	32
2.6.1.	Descripción	32
2.6.2.	Tecnologías de baterías electroquímicas	33
2.6.3.	Dimensionamiento de un SAEB para micro-redes aisladas	35
2.6.4.	Criterios de selección de la tecnología de batería electroquímica a utilizar en el SAEB.....	37
2.6.5.	Sistema de gestión de las baterías.....	38
2.7.	Sistema de gestión de la energía SGE.....	39
2.7.1.	Descripción	39
2.7.2.	Metodologías de diseño	40
2.7.2.1.	Arquitectura de control centralizada	41
2.7.2.2.	Arquitectura de control descentralizada.....	42
2.7.2.3.	Estado del arte en SGE.....	42
2.7.2.4.	SGE basado en la estrategia de Horizonte Rodante	44
2.8.	Sistema de comunicaciones.....	46
2.8.1.	Introducción	46
2.8.2.	Requerimientos de TI y comunicación en una micro-red.....	47
2.8.2.1.	Comunicaciones HAN.....	48
2.8.2.2.	Comunicaciones LAN	48
2.8.2.3.	Comunicaciones WAN.....	49
2.8.3.	Opciones tecnológicas para sistemas de comunicación.....	49
2.8.3.1.	Celular/Radio frecuencia.....	50
2.8.3.2.	Cable/DSL.....	50
2.8.3.3.	Ethernet	50
2.8.3.4.	SONET/SDH y E/GPON sobre enlaces de fibra óptica.....	50
2.8.3.5.	Microonda	51
2.8.3.6.	Power Line Communication (PLC).....	51
2.8.3.7.	WiFi (IEEE 802.11)	51

2.8.3.8.	WiMAX (IEEE 802.16)	51
2.8.3.9.	ZigBee	52
2.8.4.	Prácticas recomendadas para la planificación y el diseño de la micro-red.....	52
2.8.4.1.	Objetivo y principio	52
2.8.4.2.	Método de comunicación	52
2.8.5.	Implementación del sistema de comunicaciones en una micro-red aislada....	53
3.	Metodología propuesta.....	54
3.1.	Explicación del método.....	54
4.	Caso de estudio: Micro-red aislada en Albergue Base Crestones en cerro Chirripó	60
4.1.	Diagnóstico.....	60
4.1.1.	Ubicación geográfica	60
4.1.2.	Recursos energéticos en la zona	61
4.1.2.1.	Recurso energético del tipo solar	62
4.1.2.2.	Recurso energético del tipo hídrico.....	64
4.1.2.3.	Recurso energético eólico	66
4.1.2.4.	Alimentación por medio de una red eléctrica de distribución.....	67
4.1.2.5.	Recurso energético del grupo electrógeno	69
4.1.3.	Diagnóstico de los sistemas de generación Albergue Base Los Crestones	69
4.1.3.1.	Análisis de situación actual	69
4.1.3.2.	Sistema fotovoltaico para generación de energía eléctrica	70
4.1.3.2.1.	Módulo solar.....	71
4.1.3.2.2.	Acumuladores de energía eléctrica.....	72
4.1.3.2.3.	Reguladores de carga.....	74
4.1.3.2.4.	Inversor CC-CA.....	76
4.1.3.2.5.	Sistema de control	76
4.1.3.3.	Micro-central Hidroeléctrica Chirripó	77
4.1.3.4.	Sistema de generación electrógena	88
4.1.3.5.	Costos relacionados con la mejora los sistemas existentes o utilización de sistemas adicionales.....	92
4.1.3.5.1.	Mejoras a la planta hidroeléctrica.....	92
4.1.3.5.2.	Grupo electrógeno	94
4.1.3.5.3.	Construcción de un alimentador	94
4.1.4.	Requerimiento energético actual y futuro de los usuarios de la micro-red.....	96
4.1.4.1.	Levantamiento de cargas eléctricas.....	96

4.1.4.2.	Consumo de energía y demanda por tipo de equipo	98
4.1.4.3.	Cargas esenciales.....	99
4.1.5.	Determinación de la curva de carga horario de uso de la energía	101
4.1.5.1.	Metodología para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica.....	101
4.1.5.2.	Estimación de la curva de carga Base Crestones	102
4.1.5.3.	Curvas de carga medidas agosto 2020-diciembre 2020	106
4.1.6.	Diagnóstico de la instalación eléctrica.....	108
4.2.	Caracterización de la micro-red	112
4.3.	Dimensionamiento óptimo de la micro-red.....	113
4.3.1.	Valores de las variables utilizadas en la simulación.....	114
4.3.2.	Resultados de la simulación.....	116
4.4.	Diseño de la planta de generación fotovoltaica.....	118
4.4.1.	Procedimiento de cálculo.....	120
4.5.	Diseño eléctrico.....	125
4.5.1.	Diseño eléctrico	125
4.5.2.	Variantes en el diseño eléctrico	125
4.5.3.	Tableros de distribución y centro de carga principal	126
4.5.4.	Diagrama de planta	127
4.5.5.	Diagrama unifilar	128
4.5.6.	Equipos inteligentes para el control del consumo eléctrico.....	129
4.5.7.	Estimación de los costos	129
4.5.8.	Ampacidad de conductores y caída de tensión	129
4.6.	Análisis de parámetros eléctricos.....	131
4.7.	Sistema de gestión de la energía SGE.....	134
4.7.1.	Diseño del SGE.....	134
4.7.2.	Implementación del SGE	137
4.7.3.	Validación del SGE	138
4.8.	Sistema de comunicaciones.....	148
4.8.1.	Diseño e implementación del sistema de comunicaciones de la micro-red..	148
	Conclusiones	149
	Bibliografía.....	151
	Anexo 1: Cronograma de actividades.....	156
	Anexo 2: Institución interesada	157
	Anexo 3: Levantamiento de requisitos	158

Anexo 4: Definiciones	162
Anexo 5: Artículos del NEC 2014.....	164
Anexo 6: Métodos Estocásticos.....	173
Anexo 7: Diseño Eléctrico.....	176
Anexo 8: Script Open DSS.....	185
Anexo 9: Topologías de una micro-red	202
Anexo 10: Dimensionamiento del grupo electrógeno	205
Anexo 11: SGE - Matlab Scripts	209
Anexo 12: Consideraciones para el diseño de la planta fotovoltaica, Albergue Base Crestones.	219
Anexo 13: Hojas con datos técnicos de los componentes considerados en el diseño de la planta fotovoltaica	226
Anexo 14: Análisis de pérdidas consideradas en el modelo y diseño de la planta fotovoltaica	231
Anexo 15: Costos de mantenimiento, costos de traslados de combustible.	233

Índice de Figuras

Figura 1.1 Instalaciones del Centro Ambientalista el Páramo.....	1
Figura 1.2 Componentes de los SFV instalados	2
Figura 1.3 Sitio de toma de agua.	3
Figura 1.4 Equipo electromecánico de la micro-central hidroeléctrica.....	3
Figura 1.5 Grupo electrógeno Diésel de 13 kW	4
Figura 1.6 Componentes de la micro-red por diseñar.	8
Figura 2.1 Consideraciones para determinar el requerimiento energético.	13
Figura 2.2 Factores que influyen en el pronóstico de demanda de energía eléctrica.	15
Figura 2.3 Topología de una micro-red.	19
Figura 2.4 Espectro electromagnético.	24
Figura 2.5 Figura del comportamiento de la irradiación solar en la atmósfera.	26
Figura 2.6 Promedio de brillo solar en la Región Pacífico Sur.	27
Figura 2.7 Brillo solar en Costa Rica.	28
Figura 2.8 Geometría solar.	28
Figura 2.9 Evolución de las tecnologías fotovoltaicas.	30
Figura 2.10 Estado de algunas tecnologías de almacenamiento con baterías.	34
Figura 2.11 Estado de madurez de las tecnologías de almacenamiento energético.	35
Figura 2.12 Relación entre vida útil de la batería y la profundidad de descarga.....	36
Figura 2.13 Comparación de características de las tecnologías de baterías más comunes.	38
Figura 2.14 (a) Arquitectura de control centralizada (b) Arquitectura de control descentralizada.....	40
Figura 2.15 Número de artículos y distribución porcentual de las 4 tendencias de investigación principales.....	43
Figura 2.16 Características de las 4 tendencias de investigación principales.	43
Figura 2.17 Modelo de capas típico para comunicación.	47
Figura 2.18 Integración de redes HAN, LAN y WAN.	48
Figura 2.19 Medios físicos típicos para comunicación.	49
Figura 4.1 Albergue Los Crestones; Parque Nacional Chirripó; Cordillera de Talamanca	61
Figura 4.2 Mapa de irradiación solar horizontal; Costa Rica.	63
Figura 4.3 Albergue Base Crestones donde se muestran los módulos fotovoltaicos, así como colectores solares.....	72
Figura 4.4 Tipos de acumuladores de energía existentes en el Albergue.	73
Figura 4.5 Reguladores de carga existentes en el Albergue.	75
Figura 4.6 Inversores instalados en el Albergue.....	76
Figura 4.7 Módulo Fotovoltaico con sistema de control tipo LOGO modelo 12RC, marca Siemens.....	77
Figura 4.8 Ubicación de las obras del Proyecto Hidroeléctrico El Páramo-Parque Nacional Chirripó.....	78
Figura 4.9 Sitio de presa. Proyecto Hidroeléctrico El Páramo-Parque Nacional Chirripó.	79
Figura 4.10 Sitio de presa. Desarenador con toma de agua. Proyecto Hidroeléctrico El Páramo-Parque Nacional Chirripó.....	79
Figura 4.11 Generador de la micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.	80
Figura 4.12 Turbina de flujo cruzado o banki, micro-central hidroeléctrica El Páramo-	

Chirripó.....	81
Figura 4.13 Sistema de transmisión de fuerza, micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.....	81
Figura 4.14 Válvula de cierre de emergencia y válvula para el control del suministro de agua. Micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.....	82
Figura 4.15 Banco de resistencias para regulación de carga. Micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.....	83
Figura 4.16 Regulador de carga, Thomson and Howe Energy SystSGE Inc. (THES) modelo A2. Micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.....	84
Figura 4.17 Tablero de indicadores y relés, micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.....	85
Figura 4.18 Grupo electrógeno. Base Crestones Parque Nacional Chirripó.....	89
Figura 4.19 Datos de placa grupo electrógeno. Base Crestones Parque Nacional Chirripó.....	90
Figura 4.20 Transferencia eléctrica grupo electrógeno. Base Crestones Parque Nacional Chirripó.....	91
Figura 4.21 Área de cuarto eléctrico, general.....	109
Figura 4.22 Área de cuarto eléctrico, medidores y tableros.....	109
Figura 4.23 Área de cuarto eléctrico. Transferencia de la planta hidroeléctrica y la planta Diésel.....	109
Figura 4.24 Área de cuarto eléctrico. Desorden en el lugar.....	110
Figura 4.25 Área de habitaciones de visitantes.....	110
Figura 4.26 Área de comedor de guardaparques.....	111
Figura 4.27 Área de alacena.....	111
Figura 4.28 Distribución del albergue y ubicación de la generación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento.....	113
Figura 4.29 Resumen de la simulación en HOMER Pro.....	117
Figura 4.30 Propuesta de distribución de techos para la planta fotovoltaica.....	124
Figura 4.31 Diseño de planta de la instalación eléctrica.....	127
Figura 4.32 Acercamiento de la vista del diseño de planta.....	127
Figura 4.33 Ejemplos de toma corrientes y apagadores inteligentes.....	129
Figura 4.34 Elementos para el modelado en OpenDSS.....	131
Figura 4.35 Escenario actual modelado en HOMER Pro.....	139
Figura 4.36 Escenario 24/7 hidro-Diésel modelado en HOMER Pro.....	140
Figura 4.37 Modelo - Escenario óptimo en HOMER Pro.....	141
Figura 4.38 Resumen de costos - Escenario óptimo.....	141
Figura 4.39 Producción eléctrica mensual - Escenario óptimo.....	142
Figura 4.40 Desempeño banco de baterías - Escenario óptimo.....	143
Figura 4.41 Serie de tiempo banco de baterías - Escenario óptimo.....	143
Figura 4.42 Modelo - Escenario 100% renovable modelado en HOMER Pro.....	144
Figura 4.43 Resumen de costos - Escenario 100% renovable.....	145
Figura 4.44 Producción eléctrica mensual - Escenario 100% renovable.....	145
Figura 4.45 Desempeño banco de baterías - Escenario 100% renovable.....	146
Figura 4.46 Serie de tiempo banco de baterías - Escenario 100% renovable.....	146

Índice de Gráficos

Gráfico 4.1 Valores de irradiación solar horizontal diaria por mes.....	64
Gráfico 4.2 Caudal promedio estimado mensualmente para el Río Talari ⁵ e irradiación en la zona.....	65
Gráfico 4.3 Velocidad del viento promedio por mes.....	67
Gráfico 4.4 Curva de Generación-Generador Hidroeléctrico P.H. Páramo.	86
Gráfico 4.5 Gráfico de selección de turbinas-Hacker.....	92
Gráfico 4.6 Gráfico de selección de la potencia del generador.	93
Gráfico 4.7 Consumo de energía mensual por tipo de equipo.....	98
Gráfico 4.8 Demanda neta eléctrica por tipo de equipo	99
Gráfico 4.9 Curva de carga CCBC1	103
Gráfico 4.10 Curva de carga invierno por tipo de equipo.	104
Gráfico 4.11 Curva de carga verano por tipo de equipo.....	105
Gráfico 4.12 Curva de carga esenciales y no esenciales	106
Gráfico 4.13 Curva de carga medida entre el 20/08/2020 al 29/12/2020.....	107
Gráfico 4.14 Curva de generación micro-central hidroeléctrica medida entre el 20/08/2020 al 29/12/2020.....	108
Gráfico 4.15 Presentación de los escenarios evaluados en la simulación.	117
Gráfico 4.16 Tensión en los tableros, utilizando todos los generadores, modelado en OpenDSS	133

Índice de Tablas

Tabla 2.1 Clasificación de una micro-red.....	18
Tabla 2.2 Comparación de características entre tecnologías de baterías.....	38
Tabla 3.1 Entradas y salidas de la etapa de diagnóstico.....	55
Tabla 3.2 Entradas y salidas de la etapa de definición de las características de la micro red. .	56
Tabla 3.3 Entradas y salidas de la etapa de dimensionamiento óptimo de la micro-red.....	57
Tabla 3.4 Entradas y salidas de la etapa de diseño eléctrico y de comunicaciones.....	58
Tabla 3.5 Entradas y salidas de la etapa de análisis de parámetros eléctricos.	59
Tabla 4.1 Valores promedios por mes para la velocidad del viento en el Albergue los Crestones- cerro Ventisqueros. Fuente: NASA.....	66
Tabla 4.2 Carga neta instalada en equipamiento eléctrico	96
Tabla 4.3 Carga instalada y futura en equipamiento eléctrico	97
Tabla 4.4 Cargas esenciales y no esenciales para el sistema de control de la micro-red	100
Tabla 4.5 Cantidad de visitantes.....	102
Tabla 4.6 Costos de la tecnología utilizada en la micro-red.....	114
Tabla 4.7 Otras costos y variables económicas utilizadas en la simulación.....	115
Tabla 4.8 Datos técnicos del módulo fotovoltaico de referencia	119
Tabla 4.9 Datos técnicos del inversor de referencia.....	119
Tabla 4.10 Resumen de valores preliminares del diseño.....	121
Tabla 4.11 Resumen de los valores finales del diseño	122
Tabla 4.12 Resumen de los valores de pérdidas consideradas en la planta fotovoltaica.....	123
Tabla 4.13 Uso de la Tabla 220.42 del NEC 2014.	125
Tabla 4.14 Uso de la Tabla 220.12 del NEC 2014.....	126
Tabla 4.15 Ampacidad y caída de tensión en conductores.....	130
Tabla 4.16 Comparación de controladores HOMER Pro vs SGE (Matlab Link).	147

Índice de Diagramas

Diagrama 2.1 Unifilar de una micro-red genérica.....	12
Diagrama 2.2 Bloques del sistema de gestión de la energía con horizonte rodante.....	45
Diagrama 2.3 Sistema de comunicación ESUSCON.	53
Diagrama 3.1 Flujo de la metodología propuesta.....	54
Diagrama 4.1 Recurso energético disponible, Albergue Base Crestones, Parque Nacional Chirripó.....	62
Diagrama 4.2 Recurso energético disponible actualmente, Albergue Base Crestones, Parque Nacional Chirripó.	70
Diagrama 4.3 Arquitectura de control centralizada micro-red Chirripó.	112
Diagrama 4.4 Unifilar del módulo básico de la planta fotovoltaica.....	123
Diagrama 4.5 Alambrado de la planta fotovoltaica.....	124
Diagrama 4.6 Unifilar de la micro-central hidroeléctrica, Albergue Base Crestones, Cerro Chirripó.....	128
Diagrama 4.7 Unifilar del sistema eléctrico.	128
Diagrama 4.8 Unifilar micro-red Chirripó.	134
Diagrama 4.9 Esquema de bloques del SGE Chirripó con Horizonte Rodante.	137
Diagrama 4.10 Esquema de comunicaciones Chirripó.....	148

Nomenclatura

<i>A:</i>	Amperio.
<i>ACLAP:</i>	Área de Conservación La Amistad Pacífico.
<i>ARESEP:</i>	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
<i>CA:</i>	Corriente alterna.
<i>CC:</i>	Corriente continua.
<i>CCBCI</i>	Curva de carga Base Crestones.
<i>DER:</i>	Siglas en inglés de recurso de energía distribuido.
<i>GD:</i>	Generación distribuida.
<i>ICE:</i>	Instituto Costarricense de Electricidad.
<i>MINAE:</i>	Ministerio de Ambiente y Energía.
<i>m o km:</i>	Unidad de longitud, metro o kilómetro.
<i>mH:</i>	Micro-central hidroeléctrica.
<i>MPPT:</i>	Por sus siglas en inglés Seguimiento del Punto de Máxima Potencia.
<i>RNA</i>	Red Neuronal Artificial.
<i>SAEB:</i>	Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías.
<i>SFV:</i>	Sistema Fotovoltaico.
<i>SGD:</i>	Sistemas de generación distribuida.
<i>SGE</i>	Sistema de Gestión de Energía.
<i>SINAC:</i>	Sistema Nacional de Áreas de Conservación.
<i>STC:</i>	Por sus siglas en inglés, Condiciones Estándar de Pruebas, se refiere a temperatura de operación a 25°C e irradiancia de 1000 W/m ² .
<i>UCR:</i>	Universidad de Costa Rica.
<i>V:</i>	Voltio.
<i>W o kW:</i>	Watt o kilo Watt.
<i>Wh o kWh:</i>	Watt-Hora o kilo Watt-Hora.
<i>Wp:</i>	Potencia del módulo en STC.

1. Introducción

1.1. Antecedentes

El Parque Nacional Chirripó fue creado mediante la ley número 5773 el 19 de agosto de 1975 y desde la segunda mitad de la década de los 70 ha contado con un albergue para guardaparques y visitantes, pero es hasta el año 1998 que se construye y entra a operar el Centro Ambientalista El Páramo, más conocido como Campamento Base Crestones, con una capacidad para recibir a 60 visitantes y 6 personas adicionales (entre funcionarios y voluntarios).

El Centro Ambientalista El Páramo, se localiza a una distancia de 16,5 km. de la comunidad de San Gerardo de Rivas, San Isidro del General. El acceso hacia el albergue es por senderos en montaña, bien trazados pero exclusivos para caminantes durante todo el año. La infraestructura del Centro Ambientalista El Páramo cuenta con 15 dormitorios, 10 duchas, 3 habitaciones adicionales para los 3 guardaparques y voluntarios, 2 áreas de cocina y salón comedor (Ver Figura 1.1).



Figura 1.1 Instalaciones del Centro Ambientalista el Páramo.

Con el albergue nació la necesidad de contar con energía eléctrica para diferentes usos, tales como: iluminación, equipos de comunicación, computadoras, equipos multimedia, refrigeración, agua caliente, climatización de habitaciones, uso de electrodomésticos, y climatización del sistema de aguas residuales para el tratamiento mediante bacterias (que requieren de una temperatura mínima para su sobrevivencia).

El ICE instaló 18 sistemas fotovoltaicos con baterías individuales en el año 1998 (Ulloa, 2003). Esto permitió dotar de energía a un radio de comunicaciones de forma permanente, iluminación

durante 2 horas diarias, e igualmente el uso de las otras cargas de forma limitada. En años posteriores se reforzó el sistema construido con equipos fotovoltaicos adicionales, llegando a 27 sistemas fotovoltaicos individuales con una capacidad total de 3,4 kW los cuales operaban de forma independiente con un controlador de carga y su respectiva batería. (Ver en la Figura 1.2)



Figura 1.2 Componentes de los SFV instalados

En el año 2003 se firmó un acuerdo entre el ICE y el MINAE, lo que permitió invertir en la investigación, diseño y construcción de una micro-central hidroeléctrica, la cual aprovecha las aguas del Río Talari, ubicado cerca del campamento (Ulloa, 2003). La solución planteada consistió en la construcción de la casa de máquinas a escasos 85 m de distancia del albergue. El Río Talari es un afluente del Río Grande de Térraba, ubicado la vertiente del pacífico.

La micro-central hidroeléctrica se diseñó con una capacidad de 15,6 kW, para atender una demanda máxima estimada de 13,9 kW (valores originales de diseño), y utiliza un caudal de diseño de 0,1 m³, con una caída neta de 23 metros. La micro-central cuenta con suficiente recurso hídrico durante la temporada de lluvias (julio a noviembre). Ver Figuras 1.3 y 1.4.



Figura 1.3 Sitio de toma de agua.



Figura 1.4 Equipo electromecánico de la micro-central hidroeléctrica.

Históricamente, durante los meses secos del año no se ha contado con suficiente caudal para generar las 24 horas del día, ya que no se puede afectar el caudal ecológico, que se debe dejar libre para la micro-cuenca. Por esta razón, el MINAE instaló un grupo electrógeno a base de Diésel para reforzar la generación de electricidad. Sin embargo, el uso de esta máquina impacta negativamente el ecosistema del lugar, tanto por la contaminación sónica, como por las emanaciones de gases nocivos para el ambiente, junto con los riesgos de provocar daños ambientales durante el acarreo del combustible, aunado a los altos costos de operación asociados a este equipo. (Ver Fig. 1.5)



Figura 1.5 Grupo electrógeno Diésel de 13 kW

A partir del 20 de julio del 2014, el MINAE cedió en arrendamiento el albergue a un consorcio de asociaciones comunales, las que pertenecen al área de influencia directa del parque nacional Chirripó. Dicha iniciativa busca fomentar la participación comunal en las actividades no esenciales de conservación del parque, tales como: el hospedaje, la alimentación y la venta de souvenir a visitantes.

Sin embargo, esta condición dejó desactualizado el convenio original entre el ICE y el MINAE, que no incluía las necesidades de un concesionario, el cual ha presentado mayores requerimientos energéticos, superiores a los originales.

Además, actualmente las fuentes energéticas existentes en el parque permiten generar en el momento que se cuenta con suficiente recurso; no se puede integrar, ni almacenar para optimizar la energía generada y así poder brindar un servicio continuo durante todo el año.

1.2. Justificación

Las necesidades energéticas del albergue han crecido, el área física del edificio recientemente se amplió, se vislumbra la necesidad de mejorar la seguridad y la operación de las instalaciones eléctricas, así como la correcta integración de los recursos energéticos existentes para optimizar y lograr una disponibilidad del servicio eléctrico durante todo el año.

Lo anterior provoca que, en verano el parque cuente de forma intermitente con electricidad y a través del funcionamiento de un generador electrógeno que opera con Diésel, el cual, se enciende de 4:00 a.m. a 7:00 a.m., de 11:00 a.m. a 12:00 p.m. y de 6:00 p.m. a 8:00 p.m.

Para solucionar esta situación se podría pensar en la construcción de una red de distribución monofásica aérea desde la comunidad más cercana hasta el centro ambientalista, el cual está a una distancia de 14,5 km. La implementación de esta solución, se estima que alcance los 800 mil dólares (presupuesto de referencia calculado por el ICE), sin considerar el costo posterior de operación y mantenimiento.

Esta solución tiene las siguientes desventajas:

- Altos costos operativos ya que el brindar mantenimiento a una red de 14,5 km a campo traviesa es complicado.
- Altos tiempos de restablecimiento de averías por el difícil acceso de las cuadrillas a la red.
- Impacto visual negativo en un santuario natural.
- Impacto en la flora por podas y en la fauna por electrocución.

Con el fin de evitar los impactos negativos asociados a una red de distribución aérea a través del parque, se podría construir una red subterránea. Se proyectó una inversión para realizar la extensión monofásica subterránea utilizando de referencia la inversión de una obra en Cerro Adams de Golfito que presenta condiciones topográficas similares, y se estableció en aproximadamente 5 millones de dólares (presupuesto de referencia calculado por el ICE).

Dado lo anterior, se propone una micro-red que opere en forma aislada, esta se proyecta como una solución competitiva en costo, que permitirá la integración y gestión eficiente de las fuentes de energía renovable variables disponibles en el sitio del Albergue Base Crestones, Parque Nacional Chirripó, esto reduciría la actual dependencia de combustibles fósiles que se tiene durante la época seca para generar electricidad y evitar los impactos negativos asociados a una red de distribución aérea a través del parque.

Los beneficios de contar con una micro-red se enumeran a continuación:

- Optimización de recursos energéticos para aumentar la disponibilidad de energía eléctrica las 24 horas, actualmente en época seca solo se dispone durante menos de 7 horas diarias, repartidas entre el amanecer, media mañana y al inicio de la noche.

- Reduce el riesgo de contaminación de acuíferos con hidrocarburos, al requerir un menor trasiego de Diésel a lomo de caballo por más de 14 kilómetros por senderos dentro de áreas destinadas a la conservación de la flora y fauna.
- Permite el acceso a información en tiempo real de las principales variables eléctricas que permitirá desarrollar conocimientos y nuevos algoritmos de control que mejoran su desempeño.
- La micro-red permite la instalación de una radio base celular para mejora de las comunicaciones, hay interés por parte del área de telecomunicaciones del ICE de instalar una en el parque.
- La infraestructura permite el acceso al conocimiento para futuros estudiantes de la Universidad de Costa Rica interesados en este tema.

1.3. Planteamiento del problema

El sistema eléctrico actual del Albergue Base Crestones se ha desarrollado de forma desordenada, inadecuada e insegura, no permite la integración de las fuentes energéticas y su optimización y dependen en gran medida de la generación con Diésel lo cual es contrario al propósito de un área de conservación del ambiente.

Además, la situación mencionada, compromete la continuidad del suministro, así como la sostenibilidad económica y ambiental del Albergue, ya que:

- i) existen meses en los cuales el caudal del Río Talari disminuye significativamente, lo que implica recurrir al uso de generación utilizando un grupo electrógeno.
- ii) el uso del grupo electrógeno incrementa los costos operativos del albergue.

Por lo cual, se plantea el diseño de una micro-red que integre y gestione de manera óptima la micro-central hidroeléctrica existente, una planta de generación fotovoltaica, un sistema de almacenamiento de energía, un grupo electrógeno y la demanda energética del albergue.

Dicha propuesta vendría a resolver las necesidades energéticas del albergue, por cuanto el recurso hídrico es abundante durante la época lluviosa y el recurso solar lo es durante la época seca, y el Diésel como sistema de respaldo en épocas de transición, logrando un complemento ideal.

En la estación seca, la planta fotovoltaica genera energía eléctrica solo durante las horas de luz solar, mientras que el albergue requerirá suministro de energía las 24 horas cada día, lo que hace necesario contar con un sistema de almacenamiento. Así mismo, en la época lluviosa la planta hidroeléctrica existente generará energía de forma constante durante las 24 horas del día, sin embargo, la demanda del albergue puede disminuir significativamente durante ciertas horas, por lo que el sistema de almacenamiento puede guardar esa energía para ser utilizada posteriormente.

1.4. Objetivo

1.4.1. Objetivo general

Diseñar una micro-red que permita administrar de forma eficiente los recursos energéticos renovables con que cuenta el Albergue Base Crestones y reducir el uso del Diésel para la generación de energía eléctrica.

1.4.2. Objetivos específicos:

1. Determinar las necesidades energéticas del Albergue Base Crestones, y diseñar un sistema eléctrico que permita integrar de manera segura los diferentes elementos de la micro-red (generación, cargas y almacenamiento de energía).
2. Diagnosticar los sistemas de generación actuales y determinar los requerimientos del control para que puedan integrarse de manera eficiente y segura a la micro-red.
3. Diseñar una planta solar fotovoltaica que pueda integrarse de manera eficiente y segura a la micro-red.
4. Dimensionar el sistema de almacenamiento óptimo que responda a los requerimientos energéticos del albergue y permita el aprovechamiento de los diferentes sistemas de generación con que contará el albergue.
5. Seleccionar la arquitectura de control y diseñar los sistemas de gestión de energía y de comunicaciones.

1.5. Alcance

Se diseña una micro-red para operar en modo aislado, que responda adecuadamente a las necesidades de energía eléctrica del Centro Ambientalista El Páramo en el Parque Nacional Chirripó, esta micro-red integra las fuentes de generación actual (micro-central hidroeléctrica y grupo electrógeno), una planta solar fotovoltaica, un sistema de almacenamiento de energía y las cargas del albergue, conforme a los componentes mostrados en la figura 1.6.

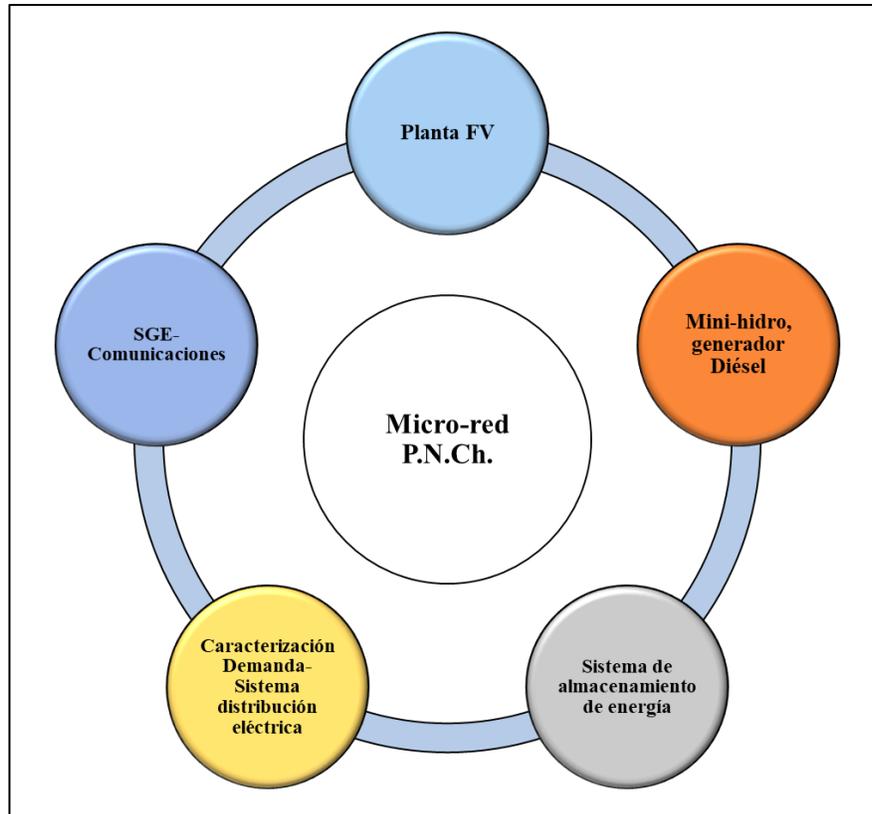


Figura 1.6 Componentes de la micro-red por diseñar.

1.6. Metodología

Para alcanzar los objetivos propuestos se ha elaborado el siguiente plan de trabajo:

- 1. Investigación bibliográfica** mediante la revisión de normativa, libros y artículos recientes de las bases de datos indexadas a las que está suscrita la Universidad de Costa Rica, así mismos documentos ICE y SINAC sobre los antecedentes del proyecto, la cual servirá de insumo para la elaboración del Marco Teórico.
- 2. Estudio de las necesidades energéticas del Albergue Base Crestones**, mediante mediciones y entrevistas a funcionarios para su análisis y elaboración de curvas de carga.
- 3. Estudio de los sistemas de generación eléctrica existentes**, para el cual se realizarán visitas de campo con el fin de tomar los datos necesarios para su análisis y valoración. Conforme a los requerimientos energéticos del albergue, se realizarán todos los cálculos de diseño necesarios de acuerdo con las normas aplicables para la elaboración de los planos y especificaciones técnicas correspondientes.

- 4. Diseño de una planta solar fotovoltaica.** Primeramente, se realizará un estudio de radiación según la información meteorológica disponible para el sitio del proyecto, y con base en la investigación sobre las diferentes metodologías para la optimización del tamaño, se seleccionará la que resulte más conveniente para el proyecto y conforme a los requerimientos energéticos del albergue, se realizarán todos los cálculos de diseño necesarios para la elaboración de los planos y especificaciones técnicas correspondientes. Así mismo, se simulará la micro-red para validar el diseño de todos los componentes entre ellos la planta solar fotovoltaica.
- 5. Dimensionamiento de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica.** Con base en la investigación de las diferentes tecnologías disponibles en el mercado, se escogerá la que resulte más conveniente para el proyecto. Así mismo, se simulará la micro-red para optimizar el dimensionamiento de todos los componentes entre ellos el sistema de almacenamiento.
- 6. Diseño del sistema eléctrico de potencia** que permita integrar de manera segura los diferentes elementos de la micro-red (generación, cargas, almacenamiento de energía y el sistema de gestión de la energía). Se realiza visita de campo con el fin de diagnosticar el estado actual de la instalación eléctrica. Se realiza una investigación sobre las diferentes metodologías de pronóstico de la demanda, se selecciona la que resulte más conveniente para el proyecto y conforme a los requerimientos energéticos del albergue. Se realizan los cálculos de diseño necesarios de acuerdo con el Código eléctrico vigente para la elaboración del sistema eléctrico, diagramas de planta y unifilar de la micro-red. Así mismo, se simulará la variación de la tensión del sistema integrado de la micro-red con el fin de verificar el cumplimiento con la Normativa ARESEP.
- 7. Diseño de los sistemas de gestión de energía y de comunicaciones.** Con base en la investigación sobre las diferentes arquitecturas de control y metodologías de diseño para los sistemas de gestión de la energía y comunicaciones, se seleccionan la arquitectura y la metodología de diseño más convenientes y se aplican conforme a los requerimientos de la micro-red. Así mismo, se simulará la micro-red para validar el desempeño del sistema de gestión de energía.
- 8. Elaboración del informe final.** Se entregará una versión preliminar del informe para someterla a revisión por parte del Comité Asesor y de la Comisión de Trabajos Finales de Graduación, para luego incorporar todas las observaciones correspondientes y realizar la entrega del Informe Final.

1.7. Procedimiento de evaluación

De acuerdo con el Plan de Trabajo formulado, se propone el siguiente procedimiento de evaluación:

1. **Investigación bibliográfica**, entregable: Marco Teórico, validación: con base en las referencias bibliográficas consultadas. (Valor 12%).
2. **Estudio de las necesidades energéticas del Albergue Base Crestones**, entregable: Informe, validación con base en los datos y fotografías de campo (Valor 13%)
3. **Estudio de los sistemas de generación eléctrica existentes**, entregable: Informe de diagnóstico. (Valor 13%)
4. **Diseño de una planta solar fotovoltaica**, entregable: Diagramas y validación con base en simulación. (Valor 13%)
5. **Dimensionamiento de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica.**, entregable Diagramas y validación con base en simulación. (Valor 13%)
6. **Diseño del sistema eléctrico de potencia**, entregable: Diagramas y validación con base en simulación. (Valor 13%)
7. **Diseño de los sistemas de gestión de energía y de comunicaciones**, entregable: Diagramas y validación con base en simulación. (Valor 13%)
8. **Elaboración del informe Final.** (Valor 10%)

Total: 100%

2. Marco teórico

El estudio de las micro-redes aisladas es un tema de suma importancia para aquellas comunidades que, por su topología y lejanía con las redes eléctricas, se hace inviable ambiental y económicamente alimentar las cargas desde el sistema eléctrico interconectado. En este documento se repasan conceptos básicos de una micro-red, los requerimientos energéticos, el diseño eléctrico, el pronóstico de la demanda, software para simulación, su topología, como integrar sistemas de generación, repasaremos los principios de plantas solares fotovoltaicas y de las baterías o acumulador de energía. También se incluyen en este capítulo, conceptos de un sistema de gestión de la energía, SGE.

2.1. Micro-redes

2.1.1. Descripción

En el contexto actual de los mercados eléctricos, se requieren soluciones que respondan a los cambios en la tecnología, los valores de la sociedad, el ambiente y la economía. Las futuras redes de electricidad deben ser el resultado de mejoras sustanciales en la seguridad del sistema, seguridad de la operación, protección ambiental, calidad de la potencia, costo de suministro y eficiencia energética.

En ese sentido, el tipo de red denominada “smart-grid” es una red de electricidad que puede integrar inteligentemente las acciones de todos los usuarios conectados a ella, ya sean generadores, consumidores o aquellos que asumen ambos roles, empleando productos y servicios innovadores junto con tecnología inteligente de monitoreo, control, comunicación y autocorrección de fallas. Dentro de este nuevo concepto se enmarcan las micro-redes, las cuales integran en un solo sistema tanto la generación, el almacenamiento y el consumo, operando de manera coordinada.

Las micro-redes son definidas como sistemas de distribución con fuentes de energía distribuida, dispositivos de almacenamiento y cargas controlables, operando conectadas a la red de potencia principal o aisladas, en una forma coordinada y controlada. La coordinación y el control del Recurso de Energía Distribuido (DER por sus siglas en inglés), son características claves que distinguen las micro-redes de simples alimentadores de distribución con DER (Hatzigiorgiou, 2014).

2.1.2. Conceptos básicos de una Micro-red

El estándar IEEE 1547.4-2011 define una micro-red como: un sistema eléctrico que posee diferentes recursos de generación distribuida, múltiples cargas, opera en modo aislado o interconectado a otra red y puede operar con flujos de potencia bidireccionales.

Las micro-redes constituyen los “bloques de construcción” de las redes inteligentes, tienen capacidades de control sobre la operación de la red, generadores distribuidos (GD), incluyendo

micro-generadores tales como micro-turbinas, celdas de combustible y arreglos fotovoltaicos, junto con dispositivos de almacenamiento. En el diagrama 2.1. se presenta un esquema genérico de micro-red.

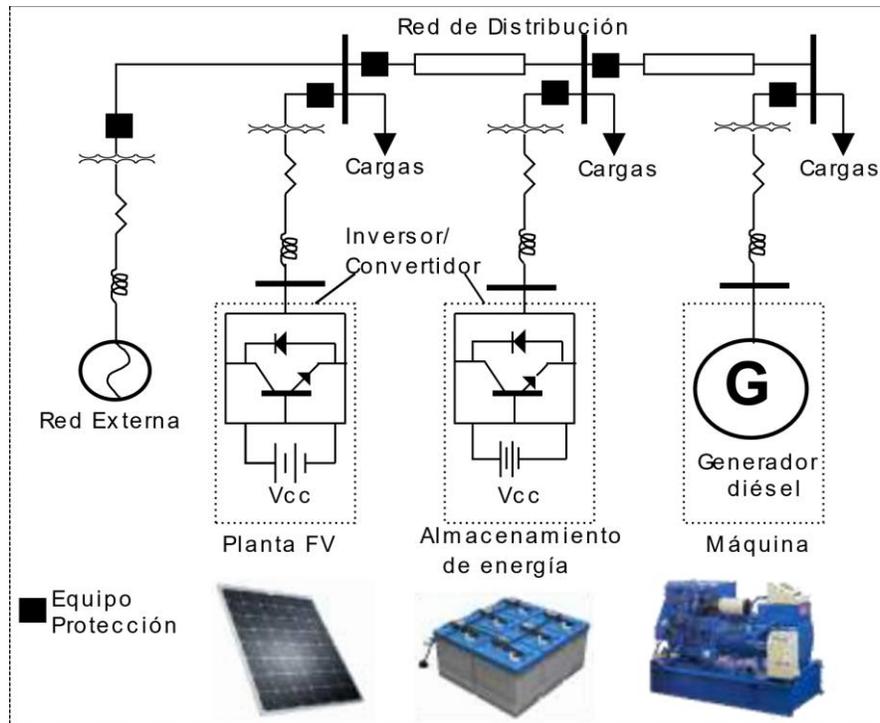


Diagrama 2.1 Unifilar de una micro-red genérica.

Fuente: (Núñez, 2019).

Las micro-redes que comprenden principalmente fuentes de energía renovable conforman un componente muy importante en la solución de los problemas económicos, ambientales y sociales (Hatziaargyriou, 2014).

Las micro-redes pueden trabajar conectadas a la red principal de la empresa distribuidora, ya sea en línea o en isla de acuerdo con sus requerimientos energéticos o condiciones de contingencia.

También existen micro-redes aisladas, estas se dan cuando existen comunidades o empresas que se encuentran muy alejados de la red de distribución y que la interconexión a la misma representa un gasto muy grande. El cual compensa la inversión para contar con generación de energía propia y los componentes de la instalación que los acompañan (redes de distribución, baterías, inversores, sistemas de administración de la energía, etc.). El presente trabajo se concentra en este tipo de redes.

2.2. Requerimientos energéticos y diseño eléctrico para una micro-red aislada.

2.2.1. Descripción

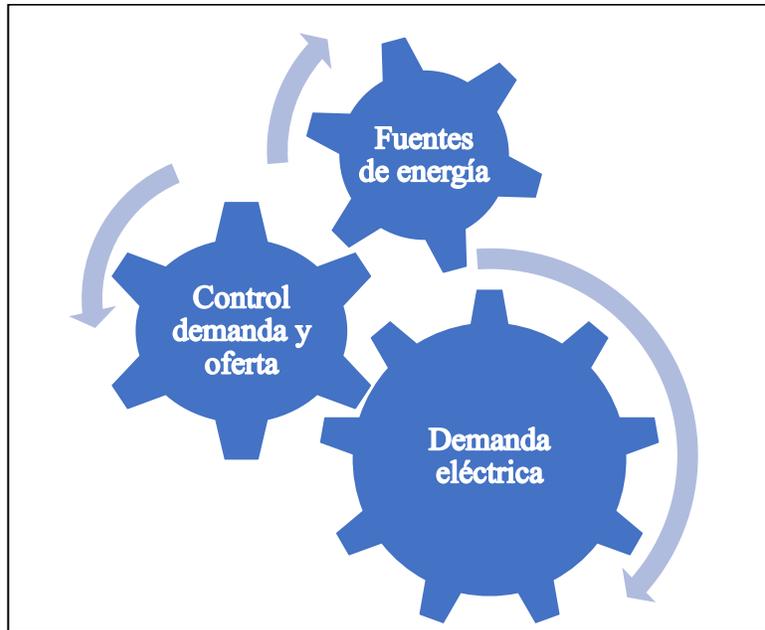


Figura 2.1 Consideraciones para determinar el requerimiento energético.

2.2.2. Diseño eléctrico

El diseño de la instalación eléctrica y sus acometidas es fundamental para el correcto funcionamiento de la micro-red, utilizando los criterios establecidos en el código eléctrico actual (NEC 2014).

El esquema para el cálculo del diseño eléctrico del edificio comprende el diseño de planta, tableros de distribución de la carga, el unifilar del sistema eléctrico, y los cálculos amparados en el NEC 2014. El cálculo de las acometidas entre las edificaciones y la instalación eléctrica se diseñan según la carga alimentada, tomando en cuenta el crecimiento de esta en el tiempo, la caída de tensión, ampacidad, temperatura; de tal forma que la tensión sea según la establecida en la normativa de supervisión de la calidad del suministro en baja tensión (AR-NT-SUCAL), ARESEP (2015). En el anexo 4 se encuentran definiciones más utilizadas en el diseño eléctrico y en el anexo 5 se encuentran los artículos más importantes en la elaboración del diseño eléctrico de la micro-red.

2.2.3. Pronóstico de demanda de energía eléctrica

El principal objetivo del sistema eléctrico es brindar servicios energéticos de manera continua, segura y confiable, por lo que debe adaptarse constantemente a la demanda. Sin embargo, el sistema eléctrico no es un sistema adaptativo, y para satisfacer esta demanda es necesario estimar el valor requerido por el sistema para que pueda ser modificado y cumplir con los requisitos del servicio.

Los pronósticos más precisos reducen el riesgo de reprogramación porque se deben usar grupos electrógenos más costosos o, por el contrario, se deben cancelar los grupos electrógenos previamente planificados.

2.2.3.1. Técnicas para el pronóstico de demanda de energía eléctrica

La predicción de la demanda eléctrica en una micro-red aislada es fundamental para la correcta optimización de los recursos energéticos, por lo que el método utilizado debe presentar el menor error de predicción. La metodología del pronóstico va a depender del horizonte de tiempo y de la complejidad del modelo que mejor se ajuste al caso en estudio. Los horizontes de tiempo pueden ser de corto, mediano y largo plazo, los cuales se comentan a continuación.

- **Pronóstico a corto plazo:** El pronóstico es para la hora siguiente y con un horizonte de hasta una semana; el pronóstico se basa en los datos históricos de demanda diaria y factores climáticos. (Llanos, 2012).
- **Pronóstico a mediano plazo:** Corresponde al pronóstico mensual con un horizonte de hasta un año, se establece a partir de la demanda histórica de electricidad.
- **Pronóstico largo plazo:** El pronóstico a largo plazo establece un horizonte de tiempo de uno hasta diez años; la predicción de la demanda en el largo plazo es usada para la planeación y expansión de la generación y de la transmisión.

La escogencia del método depende de varios factores, entre ellos la recolección de datos previo a la implementación de un SGE.

2.2.3.2. Métodos estocásticos para la predicción de la demanda

Un modelo es estocástico cuando los parámetros usados para caracterizar el modelo son variables aleatorias que tienen unos comportamientos estimados, pero no se conoce con certidumbre previamente cuál será el valor que tomen. Ver Anexo 6.

2.2.3.3. Métodos determinísticos para la predicción de la demanda

Un modelo es determinístico cuando se tiene certeza de los valores de los parámetros. Los métodos determinísticos son utilizados principalmente cuando no se tiene información histórica de la forma en que se consume la energía eléctrica, mientras que los métodos estocásticos requieren de la información y así determinar el error del pronóstico según la técnica utilizada.

2.2.3.4. Factores que influyen en el pronóstico de demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica está sujeta a alteraciones debido a un gran número de factores los cuales inciden directamente en su proyección.

En la figura 2.2 se hace una breve explicación de los factores que se deben tener en cuenta en la proyección de demanda de energía eléctrica.

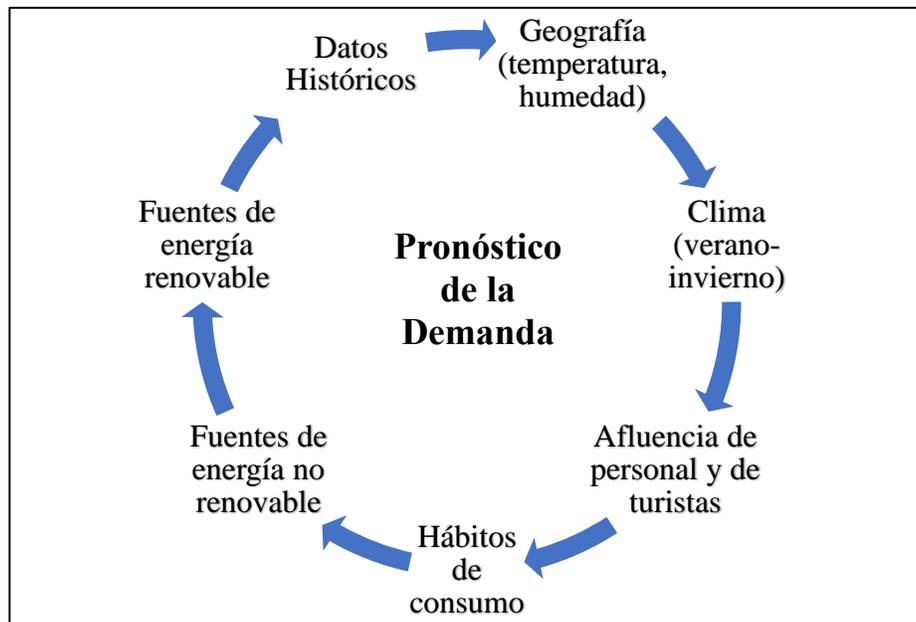


Figura 2.2 Factores que influyen en el pronóstico de demanda de energía eléctrica.

Fuente: Basado en la figura "Load (demand forecast)", GÖNEN, Turan (1986).

a. Factores geográficos

Las características de consumo de energía eléctrica de una zona de consumo varían con la temperatura, humedad y velocidad de viento, las cuales son distintas para cada estación del año y zona geográfica donde se encuentre. Todos los factores climáticos afectan la demanda de electricidad, pero entre todos, la temperatura es el más relevante debido a que los consumidores tienen comportamientos diferentes dependiendo de esta variable.

b. Clima

Como antes se ha mencionado los factores climáticos inciden el comportamiento de la demanda de electricidad y la disponibilidad de recursos energéticos. La causa de mayor variabilidad climática en el país se debe al fenómeno conocido como "el Niño" y su fase opuesta "la Niña".

“El Niño” es un evento de naturaleza marina y atmosférica que consiste en un calentamiento anormal de las aguas superficiales en el pacífico tropical, que dependiendo de la intensidad alcanzada puede afectar el clima mundial; este fenómeno se presenta entre cada dos y siete años.

“La Niña” se produce como resultado del enfriamiento de las aguas del Océano Pacífico Tropical. Dicho enfriamiento genera un aumento considerable en las lluvias.

c. Hábitos de consumo

Los hábitos de consumo establecen la forma en que se consume la energía eléctrica. Estos hábitos pueden ser predeterminados y establecidos según las reglas de uso de los equipos eléctricos. Los hábitos de consumo pueden ser causantes del desequilibrio energético, provocando que fuentes de generación más costosas tengan que entrar a generar por el alto consumo de energía. En una micro-red aislada este tema debe de marcarse de tal forma que el consumo sea el más eficiente.

d. Afluencia de visitantes

Este factor es determinante para el cálculo de la energía, y potencia demandada durante la predicción. Este aspecto va de la mano del hábito de consumo, entre mayor cantidad de visitantes, mayor será el consumo.

e. Datos históricos

La recolección de la información es fundamental para la elaboración de modelos de predicción de la demanda. Dependiendo de la información recolectada se podrá establecer el mejor método de predicción que más se ajuste a la necesidad y con el menor error de cálculo.

2.2.4. OpenDSS como herramienta de simulación

El programa OpenDSS (*The open Distribution System Simulator*) o simplemente DSS es una herramienta de simulación muy versátil y completa de sistemas de distribución de energía eléctrica. Una característica importante de OpenDSS es que es una herramienta de simulación que opera en el dominio de la frecuencia, permitiendo realizar análisis de flujos de potencia a

cualquier frecuencia.

El programa OpenDSS tiene como característica más llamativa la funcionalidad a través de códigos y líneas de comandos. La creación de circuitos o redes en OpenDSS llevará asociado un conjunto de líneas de códigos que representan las líneas, transformadores, cargas, generadores, etc. de dicha red o circuito. Por lo tanto, cada vez que se quiera crear un circuito en OpenDSS se tendrá que crear un código que lo defina. (Manual de OpenDSS, UCR, 2016).

2.3. Topología de la micro-red

2.3.1. Descripción

Los principios técnicos y la arquitectura de las redes autónomas pueden tener varias configuraciones en función de factores como la calidad y cantidad de fuentes generadoras, su tamaño, las características de la distribución eléctrica a los usuarios, tipo de perfiles de carga, potencia demandada, etc.

La elección del tipo de corriente (alterna o continua) que se use para la operación del sistema, depende mucho de las tecnologías utilizadas y de la estrategia de gestión de la energía. Mientras que la generación fotovoltaica y las baterías funcionan en CC, otras tecnologías de generación, como son los grupos electrógenos, mini eólica o pequeñas centrales hidroeléctricas, producen normalmente en CA.

En micro-redes híbridas el uso de barras de CA es más común cuando la batería es el componente central del sistema. En ese caso se instala un inversor bidireccional para controlar el suministro de energía entre las cargas de CA y la batería.

En la Tabla No.2.1, se observa la clasificación de una micro-red, para potencias menores de 10 kW se clasifican como sistemas individuales y para potencias mayores como una micro-red.

Tabla 2.1 Clasificación de una micro-red

Potencia del Sistema	Denominación	Generación	Características
Hasta 0,5 kW	Sistemas autónomos individuales	Fotovoltaica	Distribución en CC o CC+CA en vivienda
0,5 hasta 10 kW	Sistemas autónomos individuales	Fotovoltaica	Normalmente distribución en CA en vivienda
10 hasta 100 kW	Sistemas centralizados / micro-redes	Fotovoltaica Grupo Aerogenerador	Distribución en CA a grupo de consumidores. Generación centralizada
100 kW en adelante	mini-redes	Las anteriores más otras fuentes energéticas	Distribución en CA a grupo de consumidores. Generación descentralizada

Un Sistema de Gestión de Energía (SGE, o EMS por sus siglas en inglés), se basa en el monitoreo de diferentes variables dentro de una red eléctrica, a partir de las cuales emplea algoritmos para la toma de decisiones que aseguren la correcta operación de dicha red. Los SGE son fundamentales en el funcionamiento de las micro-redes, ya que procesan los datos, y realizan el seguimiento y control del centro de despacho de la micro-red. Además, mediante los sistemas de comunicación y medida se recopilan datos de los diferentes dispositivos de la instalación, como lo son la disponibilidad de GD y el consumo de las diferentes cargas, con la cual el SGE puede realizar las acciones requeridas. En resumen, el estudio de micro-red requiere de la implementación de generación de energía mediante diferentes fuentes, cargas, sistemas de comunicación, dispositivos de control, elementos de medida y estrategias de gestión, con el fin de caracterizar y ajustar la micro-red a los requerimientos de los usuarios.

2.3.2. Características una micro-red

Dentro de las micro-redes aisladas es posible identificar diferentes topologías de diseño y construcción, en este trabajo se estableció que la topología seleccionada debe cumplir con las siguientes características:

1. La fuente principal de alimentación de la micro-red debe ser una fuente de generación alterna.
2. Integrar un sistema de acumulación de energía que asegure la autonomía de la micro-red.
3. Suministrar energía a las cargas en corriente alterna. Además, se deben acondicionar los diferentes niveles de tensión CC para el correcto funcionamiento de los elementos de la

micro-red.

Una topología que cumple con las condiciones descritas se presenta en la Figura 2.3. Dentro de sus características principales se encuentran el uso de un panel fotovoltaico (1) como fuente principal de generación; un nivel de tensión CC impuesto por el conjunto regulador batería FV (4) y tensión de operación del inversor (3); un nivel de tensión AC donde se conectan todas las cargas. Además, permite el uso de una fuente auxiliar como fuente de respaldo al suministrar la energía a los acumuladores y luego al sistema eléctrico.



Figura 2.3 Topología de una micro-red.

Fuente: Javier de Alaminos, 2014.

Podemos observar las diferentes topologías de una micro-red en el Anexo 9: Diferentes topologías para una micro-red.

2.4. Integración de los sistemas de generación existentes

2.4.1. Descripción

El complejo de generación del instalado en el Parque Nacional Chirripó, consta de varias fuentes para poder abastecer las necesidades energéticas; constituido como se mencionó por un sistema de generación fotovoltaica, con una capacidad nominal de total de 3,37 kW con su respectivo respaldo de almacenamiento de energía por medio de baterías de gel de ciclo profundo; así como un sistema de generación hidroeléctrica con capacidad nominal de 15 kW de diseño y un generador térmico alimentado por Diésel cuya capacidad nominal es de 13 kW.

El primer elemento que utilizó el parque para obtener el suministro eléctrico fue un sistema de generación fotovoltaica cuya fecha de instalación ronda el año 1998; donde la vida media ha superado los 20 años; contando con el mantenimiento tanto al sistema inversor y regulador, como el recambio de los respectivos acumuladores de energía; sin embargo, su vida media se ha cumplido por lo cual la eficiencia ha decaído considerablemente. Por otro lado, la eficiencia de los módulos originalmente rondaba en valores cercanos a un 13% y potencias medias máximas de los módulos de 125 W pico; sin embargo, actualmente los sistemas más eficientes han alcanzado valores de 22% de eficiencia y 330 W pico de potencia nominal (Panasonic, 2019) sin tomar en cuenta la reducción de la eficiencia del sistema fotovoltaico el cual también dependerá mucho del conjunto panel-inversor-acumulador.

En el caso de la micro-central hidroeléctrica, la potencia de diseño tomando como base los datos brindados por el fabricante fue de 20 kW para un caudal de 100 L/s; sin embargo, según el informe de las pruebas realizadas al conjunto generador-turbina el sistema generador entregaba en la práctica 7,93 kW a 67,9 L/s como máximo. (ICE 2016). Dicho sistema ya cuenta 15 años de instalado, donde se deberá determinar la potencia de salida de planta y el mantenimiento de sus parámetros iniciales de generación debido a los mantenimientos preventivos/correctivos que se le han realizado; relacionados principalmente con el cambio del rodete, debido a la exposición a elementos abrasivos o material inorgánico (pequeñas rocas) que puede dañar o fisurar los álabes. Además, relacionado con la antigüedad y debido a la necesidad de integrarlo a un sistema de micro-red; se debe analizar el tipo de sistema de control que opera al generador, así como los módulos de disipación de potencia (resistencias) existentes; debido a la carencia de un sistema de regulación de flujo por medio de una electroválvula. (ICE 2016).

Por otro lado, se tiene que el sistema de generación térmica, el cual posee una potencia de 13 kW; cuya operación es complementaria al generador hidroeléctrico; durante la época seca; que al igual que los elementos anteriores, debe diagnosticarse su estado actual tanto mecánico, de generación como la operación del sistema de control. El diagnóstico de los actuales elementos servirá para determinar la capacidad de integración de los sistemas a la micro-red, determinar la operatividad o la necesidad de realizar un cambio de los elementos que actualmente no estén operando o que sean incompatibles con el desarrollo del proyecto.

2.4.2. Metodologías de diagnóstico

Antes de realizar un diagnóstico a los elementos de generación y control que posee actualmente el Albergue Crestones, del Parque Nacional Chirripó; se analizará los requerimientos necesarios de los elementos que debe contener una micro-red; por lo cual se hará una revisión de los estándares establecidos por el Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE); durante los años 2017 y 2018. Dichos estándares son:

IEEE-Std 2030.7-2017: Standard for the Specification of Microgrid Controller

IEEE-Std 2030.8-2018: Standard for the Testing of Microgrid

Una vez teniendo claro el panorama de los elementos de una micro-red y los requisitos básicos para su integración, se procederá con el diagnóstico de los sistemas de generación existentes y los sistemas de control, bajo los siguientes estándares

Micro-central hidroeléctrica:

IEEE- Std 492-1999: “Guide for Operation and Maintenance of Hydro-Generator”, apartado 7 sobre operación, así como el apartado 8 de Mantenimiento

IEEE-Std 112-1992: “Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators”

IEEE-Std 43-2000: “Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotatory Machinery”

Sistema de Generación Fotovoltaica

IEEE-Std 929-2000: “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic SystSGE”

Sistemas de Control

IEEE-Std 1020-1988: “Guide for Control of Small Hydroelectric Power Plants.”

IEEE-Std 1046-1991: “Application Guide for Distributed Digital Control and Monitoring for Power Plants.”

2.5. Planta solar fotovoltaica

2.5.1. Descripción

La producción de energía eléctrica aprovechando la energía solar es una de las principales fuentes que integrará la producción de la micro-red, permite la alimentación del albergue base crestones durante la época seca, se complementa con el sistema de generación hidráulica existente dado la temporalidad de este último y el grupo electrógeno como soporte ante contingencias.

Las condiciones de irradiancia registradas en la ubicación de las instalaciones del Albergue Base Crestones son adecuadas para la utilización de esta tecnología como una solución energética, las cuales son óptimas durante la época seca en la cual la segunda fuente se encuentra fuera de servicio por falta de recurso hídrico.

Una planta fotovoltaica aislada debe ser dimensionada para que la energía producida durante las horas equivalentes de irradiancia solar sea, al menos, suficiente para suplir todas las necesidades energéticas de las siguientes 24 horas de la carga alimentada, incluyendo factores de seguridad que permitan cubrir las pérdidas asociadas al sistema y un porcentaje extra para almacenamiento de un remanente que asegure cubrir eventualidades ambientales que reduzcan la generación de energía esperada durante períodos futuros. Sin embargo, al formar parte de una micro-red aislada, la dimensión debe ser calculada de acuerdo con los resultados de la simulación de la micro-red completa y la valoración de los puntos de operación óptimos, desde el punto de vista de inversión inicial, costo del kWh, emisiones, seguridad operativa, entre otros.

Esto partiendo del hecho de que la premisa de diseño sea cubrir todas las cargas del sitio, puede que sea más barato una solución intermedia, donde el SFV solo cubre una fracción y el Diésel otra fracción. También hay un compromiso económico por tomar en cuenta, porque la inversión inicial puede ser alta, especialmente con la instalación cara por lo alejado del sitio.

Los componentes típicos de una planta fotovoltaica aislada son:

- Campo fotovoltaico.
- Controlador de carga.
- Inversores.

2.5.2. Metodologías de diseño

El diseño de la planta solar para el albergue Base Crestones partirá de las características propias de la carga, pero además serán considerados aspectos relacionados con las condiciones ambientales predominantes en el sitio que pueden afectar la cantidad de energía solar aprovechable por los módulos fotovoltaicos, relacionados con la tecnología a utilizar en la solución, y como se mencionó antes para la optimización del tamaño se considera las fuentes

de generación disponibles, la estacionalidad y el almacenamiento.

Con respecto a la carga y condiciones de sitio se deberá considerar:

- Energía diaria promedio requerida por el albergue.
- Curva típica diaria de demanda de energía.
- Potencia máxima demandada.
- Almacenamiento de energía.
- Definir cuál base de datos con la información de la radiación solar del sitio será utilizada en el diseño.
- Horas sol equivalentes en las coordenadas de instalación.
- Evaluación técnica y de impacto ambiental de las diferentes áreas que se consideren adecuadas para el desarrollo fotovoltaico con el propósito de escoger la que presente las mejores condiciones.
- Sombras lejanas que puede reducir las horas sol equivalente en el sitio escogido para la planta.
- Sombras cercanas que pueden afectar la eficiencia y producción de energía.
- Estructura de soporte y su ángulo de orientación.
- Estructuras fijas o con seguimiento automático, evaluación costos/beneficio.
- Seguimiento en uno o dos ejes.
- Ubicación de la estructura de soporte en techo o piso.
- Con respecto a la tecnología:
- Tipo de tecnología de fabricación de los paneles fotovoltaicos a emplear, evaluación costo/beneficio.
- Eficiencia de los paneles a utilizar en la solución, evaluación costo/beneficio.
- Inversores centralizados o uso de micro-inversores por panel, evaluación costo/beneficio.
- Topología a emplear para la conexión de acuerdo con las tensiones máximas y mínimas de salida de los paneles fotovoltaicos y las tensiones mínimas y máximas permitidos por los inversores.
- Cantidad de inversores, evaluación costo/beneficio.
- Eficiencia de los inversores, evaluación costo/beneficio.
- Caída de tensión en el circuito o circuitos alimentadores.

Para el diseño de la planta solar de la micro red del parque Chirripó serán modeladas las pérdidas eléctricas y de transformación de energía debidas a la combinación de todos los factores que pueden afectar la eficiencia de componentes individuales del sistema.

2.5.3. Teoría

2.5.3.1. Energía solar

En el sol constantemente se está produciendo una reacción de fusión nuclear, la energía liberada en forma de ondas electromagnéticas viaja a través del espacio vacío y son la fuente que alimenta nuestro medio ambiente, la energía solar que llega a la superficie de nuestro planeta es 10.000 veces mayor que la energía consumida por toda la humanidad. La frecuencia de una onda electromagnética determina su energía, su visibilidad y su poder de penetración. Todas las ondas electromagnéticas que se desplazan en el vacío lo hacen a una velocidad de 299.792 km/s.

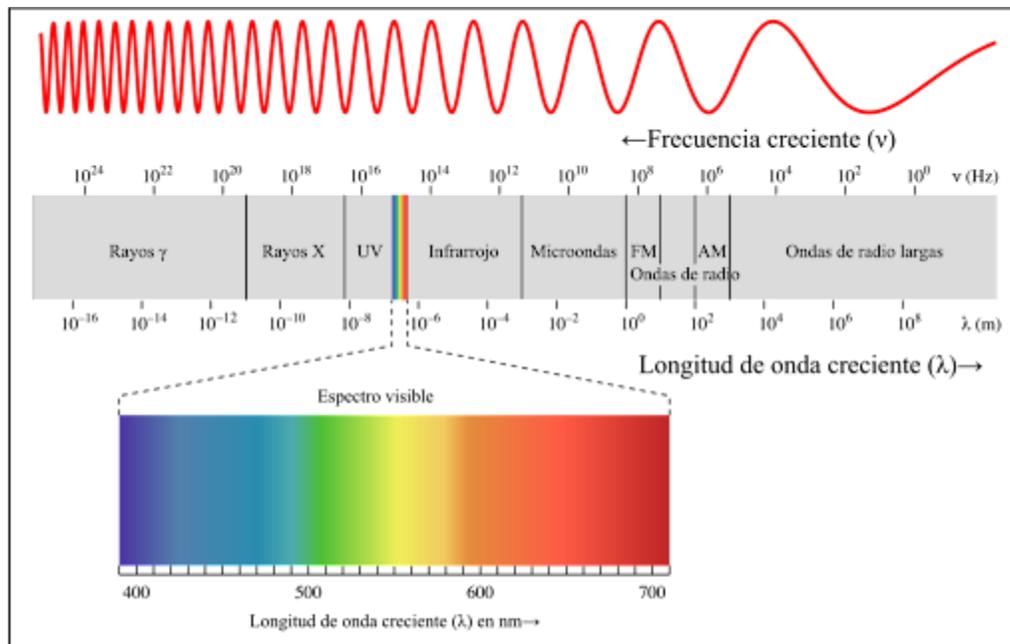


Figura 2.4 Espectro electromagnético.

Fuente: <http://www.gaiaciencia.com/>

La proporción de la radiación solar en las distintas regiones del espectro es aproximadamente:

- Ultravioleta: 7%.
- Luz visible: 43%.

- Infrarrojo: 49%.
- El resto: 1%.

Las cantidades de radiación son expresadas generalmente en términos de exposición radiante o irradiancia, siendo esta última una medida del flujo de energía recibida por unidad de área en forma instantánea como energía/área-tiempo y cuya unidad es el Watt por metro cuadrado (W/m^2). Un Watt es igual a un Joule por segundo.

La exposición radiante es la medida de la radiación solar, en la cual la radiación es integrada en el tiempo como energía/área y cuya unidad es el kWh/m^2 por día.

La energía irradiada por el sol es casi constante, sin embargo, la distancia de la tierra respecto al sol varía, existe un concepto que permite tener una noción de cuanta es la energía por centímetro cuadrado que nos llega del sol y se le conoce como **constante solar**.

En este concepto se define la distancia media entre la Tierra y el Sol y ahí se coloca un área de un centímetro cuadrado perpendicular a la radiación solar y se encuentra que la energía pasante a través de ese centímetro por minuto es de 2 calorías ($2 \text{ cal}/\text{cm}^2$), es constante expresada en unidades de W/m^2 es de $1395/\text{m}^2$.

En la superficie de la Tierra el flujo de radiación solar disminuye debido a la absorción y dispersión en la atmósfera terrestre, aproximadamente sobre la superficie del planeta el valor es de $850 \text{ W}/\text{m}^2$.

Algunas definiciones de conceptos claves que debemos tener presentes para modelar la energía aprovechable por los sistemas fotovoltaicos son:

a) Irradiancia solar

Describe el valor de la potencia luminosa (energía/unidad de tiempo) incidente en un determinado instante por unidad de superficie, incluye todos los tipos de radiación electromagnética. Sus unidades de medida son [W/m^2].

b) Irradiación solar

También es conocida como insolación, describe la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo. Sus unidades de medida son [Wh/m^2]. Generalmente se hace referencia a un valor promedio del día, mes o año.

La irradiación se puede separar en: directa, difusa y reflejada.

- **Directa:** Es directamente del sol sin ser desviada en su paso por la atmósfera terrestre. Es la componente más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.
- **Difusa:** Es la que se recibe del sol después de ser desviada por dispersión atmosférica.

- **Reflejada:** Es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas al punto de ubicación de la planta fotovoltaica.

A la suma de las tres componentes de la irradiación se le conoce como Irradiación Solar Global, y es la radiación total incidente sobre una superficie.

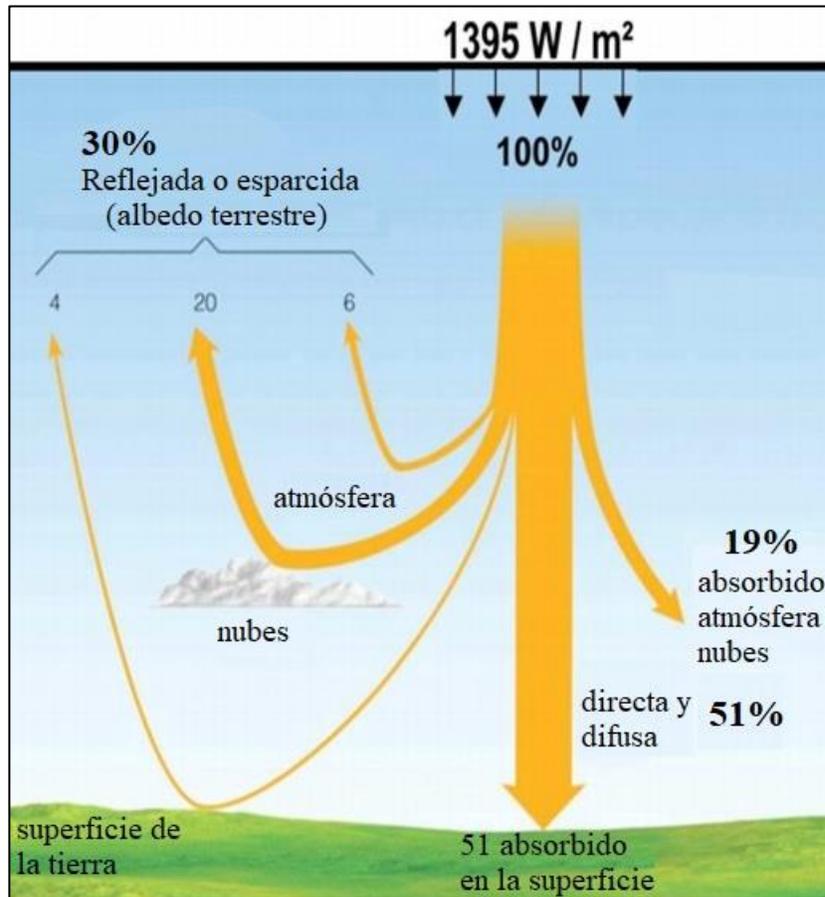


Figura 2.5 Figura del comportamiento de la irradiación solar en la atmósfera.

Fuente: YUSO, Geometría Solar

c) Brillo solar

Se refiere a las horas entre el amanecer y el atardecer en una localidad, para efectos de una planta solar se referirá a la cantidad de horas durante las cuales habrá incidencia de radiación solar directa sobre una superficie. También se le conoce como heliofanía. Y varía durante el año debido al recorrido solar y otras condiciones atmosféricas que pueden afectar la desviación, desviación o absorción que las nubes puedan hacer de la radiación solar.

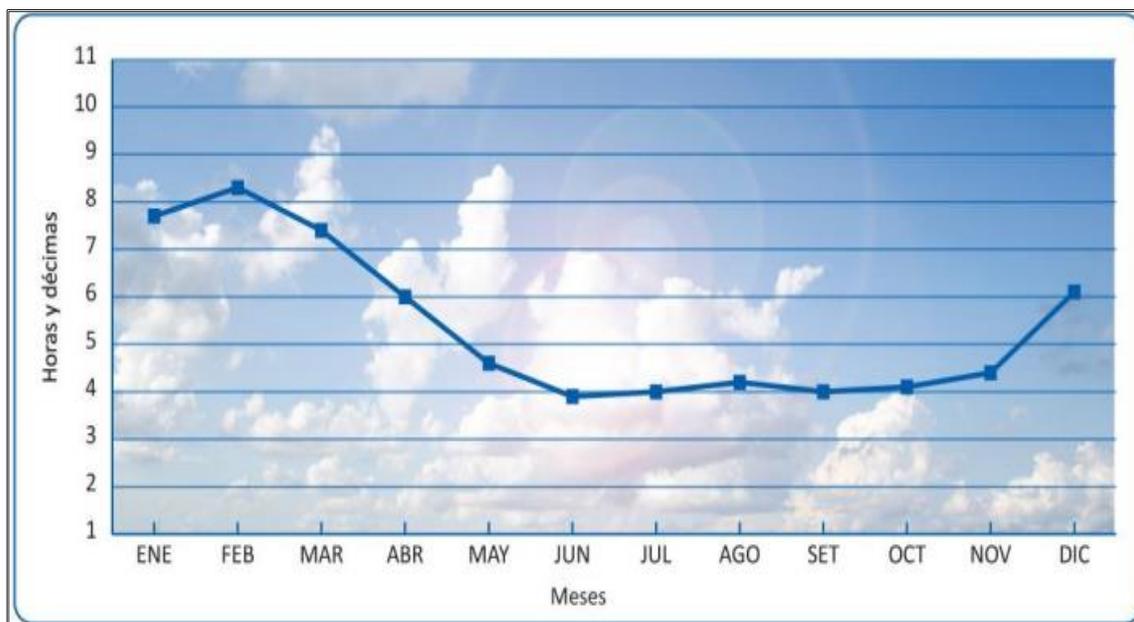


Figura 2.6 Promedio de brillo solar en la Región Pacífico Sur.

Fuente: MINAE, Departamento de Climatología e Investigaciones Aplicadas

d) Recorrido solar

El recorrido solar se refiere al desplazamiento que hace la tierra en un año alrededor del sol siguiendo su órbita elíptica con apogeo y perigeo, pero además es importante considerar algunas condiciones como el desplazamiento del eje de giro de la tierra ($23,44^\circ$) respecto al plano de traslación y la ubicación de aproximadamente 10° Norte sobre el ecuador terrestre que tiene nuestro país. La combinación de ambos factores produce una variación aproximada de $+20,44^\circ$ y $-33,44^\circ$, formando una banda en la cual en apariencia el sol recorre el cielo costarricense y su recorrido dependerá de la época del año.

En Costa Rica el sol cruza el cenit solo en dos fechas al año, la fecha depende de la latitud, entre el 9 al 18 de abril y entre el 23 de agosto al 1 de setiembre.

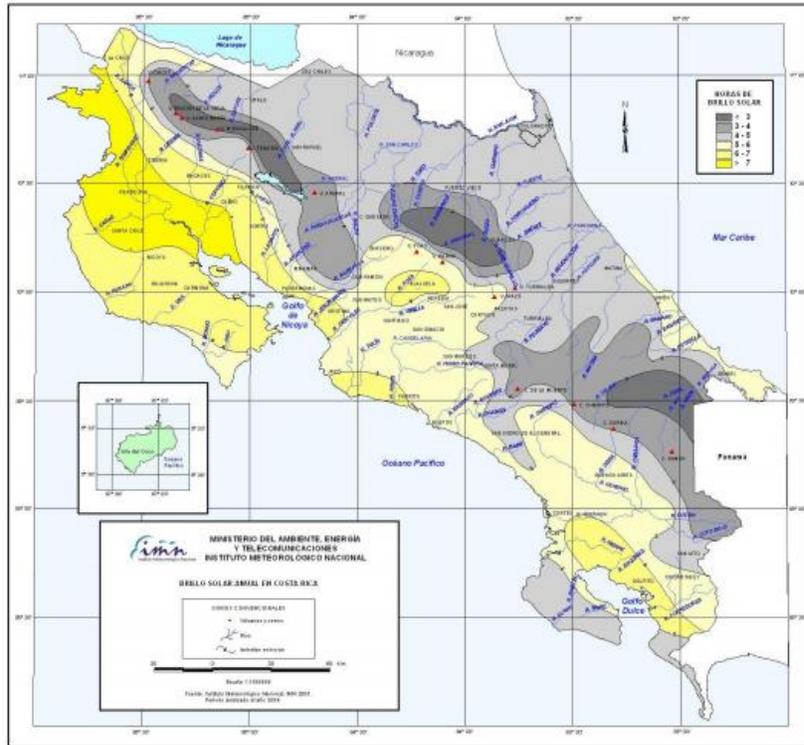


Figura 2.7 Brillo solar en Costa Rica.

Fuente: MINAE, Departamento de Climatología e Investigaciones Aplicadas

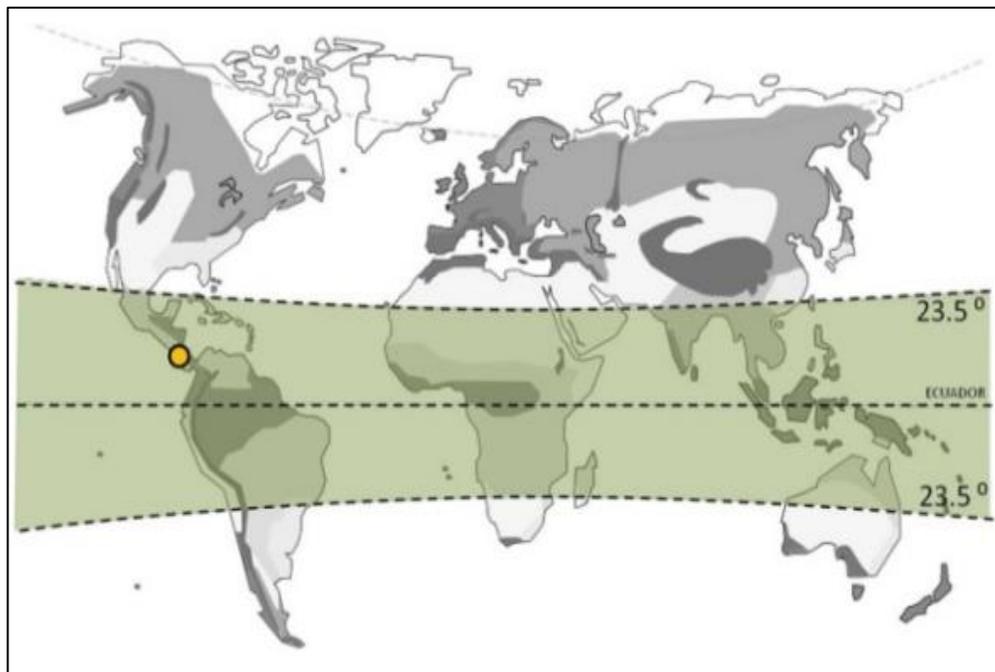


Figura 2.8 Geometría solar.

Fuente: Koeppen Adaptado

e) Efecto Fotovoltaico

Se refiere a la producción de energía eléctrica mediante la utilización de células fotovoltaicas para transformar la energía contenida en las ondas electromagnéticas (fotones) en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico.

f) La celda solar

Dispositivo electrónico fabricado como un transductor de la energía de los fotones en energía eléctrica, su principio de funcionamiento se basa en el efecto fotoelectrónico, actualmente se está en constante investigación y desarrollo de materiales que permiten mejorar la eficiencia de la producción de energía eléctrica mediante esta tecnología.

g) Paneles fotovoltaicos

Los paneles solares son arreglos de celdas solares, interconectados eléctricamente de tal forma que permite aumentar la producción de electricidad y facilitar su instalación, actualmente se fabrican comercialmente paneles de 144 celdas solares conectadas en serie con una dimensión aproximada de 2,5 metros cuadrados.

Existen variantes dentro de una misma tecnología, las cuales se han creado con el objetivo de mejorar la eficiencia, los costos de fabricación o ambas a la vez.

Actualmente las principales tecnologías comerciales son:

i. Silicio

Las celdas son recubiertas con revestimiento antirreflejo para aumentar la absorción de la luz solar, cada celda individual es colocada en un apoyo en interconectadas eléctricamente para obtener la tensión y corrientes deseados, finalmente la configuración de celdas es instalada en un marco y encapsulada para formar una armazón estructural para protegerla de los factores ambientales.

ii. Silicio monocristalino

El material crece como un único cristal y su estructura favorece la eficiencia, eléctricamente se obtienen mayores beneficios, pero su precio es mayor.

iii. Silicio policristalino

El material crece como varios cristales, se pueden ver los dominios a simple vista, su estructura presenta menor eficiencia que el monocristalino pero su costo actual es menor y rentabilizan más fácilmente los proyectos desarrollados con esta tecnología.

iv. Silicio cristalino

Actualmente permite obtener eficiencias del 15% al 20% comercialmente.

v. Silicio amorfo

También está compuesto de silicio, pero no está depositado de forma cristalina, se deposita solo

una capa del material en el orden de micrómetros.

Se deposita sobre metales o plásticos conductores y son paneles maleables, algunos de venden en rollos. Tienen menor eficiencia que los de silicio cristalino y menor tiempo de vida. Su costo suele ser menor porque los procesos de fabricación suelen ser menos complejos.

En el mejor de los casos alcanzan eficiencias de alrededor del 10%.

En la figura 2.9 se observa la evolución de diferentes tecnologías de fabricación de celdas solares, incluyendo las ya comentadas y otras.

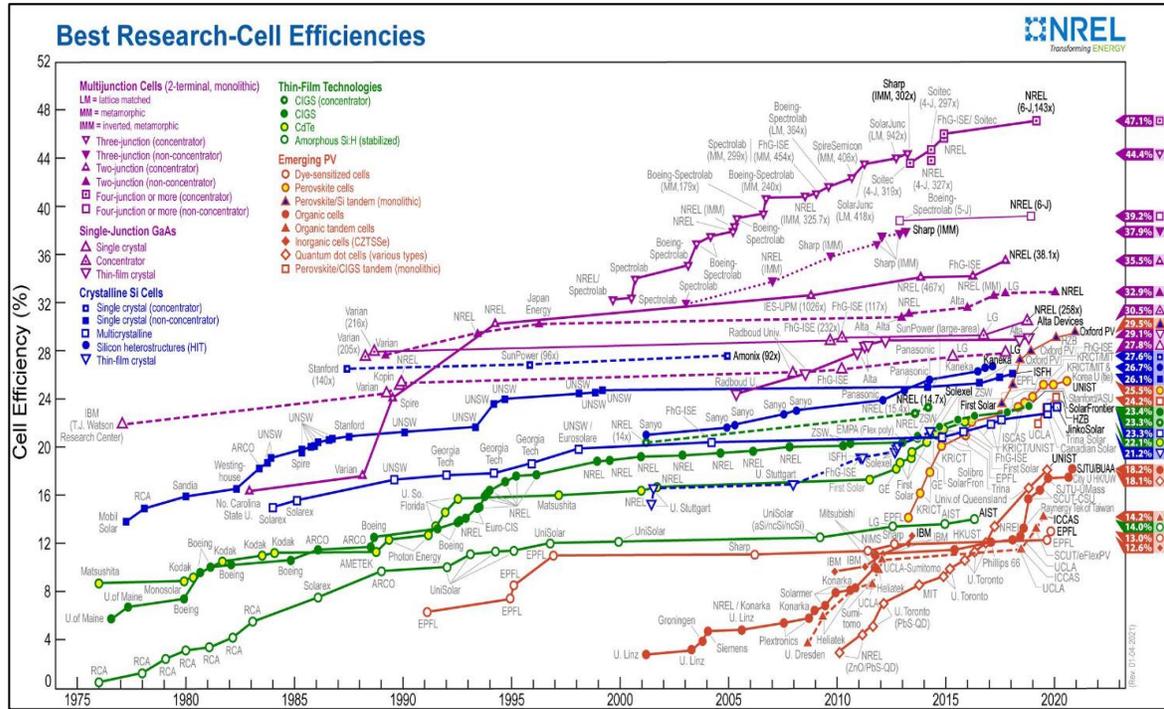


Figura 2.9 Evolución de las tecnologías fotovoltaicas.

Fuente: National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos. 2021

h) Inversores

En términos generales se conoce una gran variedad de inversores según el uso que se pretende implementar, los hay para seguir la onda y conectar a la red de distribución y para trabajar en forma de isla o para ambas condiciones, existen inversores que maneja grandes potencias y micro-inversores integrados a cada panel fotovoltaico, también los que permiten cargar las baterías y en forma inversa alimentar las cargas desde el almacenamiento. Algunos cuentan con protecciones y desconectores integrados en el equipo, mediciones de calidad de onda, factor de potencia, frecuencia y otras variables eléctricas que permitan asegurar que las cargas sean energizadas solo con energía que cumplan con determinada calidad.

Los inversores permiten hacer el acople de sistemas eléctricos de corriente continua con

sistemas de corriente alterna, en la micro-red del albergue Bases Crestones permiten acoplar el banco de baterías del almacenamiento al bus de las cargas en corriente alterna, también permiten acoplar los módulos fotovoltaicos de generación en corriente continua al bus de las cargas de corriente alterna. Se construyen con características que pueden variar, por ejemplo: los inversores normalmente empleados para acoplar el almacenamiento (baterías) a la barra de corriente alterna se fabrican para que funcionen en ambos sentidos, en forma directa, o sea entregando energía a la carga y en modo cargador o inversa entregado energía al banco de baterías, otro inversor muy utilizado es el que permite la conexión de los módulos de generación fotovoltaica a las cargas de corriente alterna, a través de seguir la onda de corriente alterna entregando corriente.

Para efecto de este estudio, se mencionará solo dos tipos de tecnologías de inversores por encontrarlos de aplicación e interés, estas son:

1. La tecnología VSC, por sus siglas en inglés (Voltage Source Converters) los cuales pueden crear la forma de onda a una red de corriente alterna, formada solo por cargas pasivas.
2. La tecnología LCC, por sus siglas en inglés (Line-Commutated Converters), cuyo proceso de conversión se basa en emplear la onda que presenta la red de corriente alterna para conectar dos sistemas.

Desde el punto de vista de control, el inversor puede colaborar con el control del voltaje y frecuencia de la micro-red a través de las funciones control “droop”, a saber: control de tensión (V) versus potencia reactiva (Q) y control de potencia activa (P) versus frecuencia (Hz). Los inversores pueden tener puertos de comunicación con el fin de recibir consignas del SGE. Por lo general, las siguientes características especifican al inversor:

- Tensión nominal entrada en CC.
- Potencia nominal a 25°.
- Tensión CA y frecuencia de operación.
- Corriente nominal salida.
- Eficiencia de distorsión armónica máxima.
- Corriente máxima de salida.
- Capacidad de sobrecarga (5 s).
- Capacidad de sobrecarga (30 min).
- Rango de tensión de entrada en corriente continua.
- Corriente continua de carga a la batería.

2.5.3.2. Metodología para el dimensionamiento de la planta fotovoltaica

Como parte de la investigación de las metodologías disponibles que permiten calcular la dimensión óptima de la planta fotovoltaica a instalar en un sistema aislado con almacenamiento se pueden mencionar:

- Métodos iterativos: dentro de esta metodología se incluye algoritmos de programación lineal y programación cuadrática, las cuales requieren se formulen funciones de cotos y sus restricciones para cada elemento, la optimización se realiza dentro de las posibles soluciones del sistema de ecuaciones creado. Dependiendo de la complejidad del modelo puede llegar a necesitar grandes recursos computacionales, la solución no garantiza que realmente sea la óptima.
- Métodos basados en el uso de inteligencia artificial: se mencionan algoritmos de búsqueda y optimización tales como: colonia de hormigas, enjambre de partículas y algoritmos genéticos.
- Métodos de la técnica de enumeración, bajo esta técnica el método se basa en la búsqueda de puntos de operación creando pequeñas variaciones a las capacidades de los sistemas de generación, satisfaciendo las necesidades de potencia y energía a suplir. El software HOMER Pro utiliza esta técnica en su programación.

Dado que la micro-red permite la integración de varias fuentes de generación, la optimización del tamaño de cada planta considerada en el diseño debe ser dimensionada a través de una metodología que permita encontrar el despacho óptimo económico anual, el método además debe permitir la ponderación de la inversión requerida en cada sistema de generación o almacenamiento, los costos de mantenimiento y los costos operativos durante el ciclo de vida del proyecto.

2.6. Sistema de almacenamiento de energía por baterías (SAEB)

2.6.1. Descripción

El objetivo general de este proyecto se puede alcanzar con un sistema de almacenamiento de energía que permita superar los desequilibrios existentes entre las curvas de demanda y la de generación de energía eléctrica, especialmente cuando dicha generación se basa en fuentes renovables de energía variables como lo son la solar fotovoltaica y la hidroeléctrica, que se encarga de satisfacer las necesidades energéticas en la micro-red de Albergue Base Crestones.

Lo anterior gracias a que el SAEB permitirá almacenar los excedentes de energía que se darán en determinadas horas del día, para luego entregarla a la micro-red cuando la demanda de esta supere la generación de energía a través de fuentes renovables. De esta forma se logra que el respaldo de la micro-red (el generador Diésel) funcione el menor tiempo posible, reduciendo

las emisiones de dióxido de carbono, el riesgo de contaminación por derrame de combustible producto del transporte del Diésel a través del área protegida y un beneficio económico al reducir los costos asociados al uso de la planta de generación Diésel (consumo de combustible, mantenimiento, entre otros).

2.6.2. Tecnologías de baterías electroquímicas

Las baterías electroquímicas son capaces de almacenar o entregar energía a través de reacciones químicas de oxidación y de reducción.

Las baterías son sistemas recargables y están compuestas por un electrolito, un electrodo positivo (ánodo) y un electrodo negativo (cátodo). Durante el período de carga, aplicando una diferencia de potencial entre los electrodos, se generan iones cargados eléctricamente y durante la descarga se emplean para crear un flujo de electrones a través de un circuito externo. La electricidad se produce en corriente continua.

El material de los electrodos y el electrolito varían dependiendo del tipo de tecnología, a continuación, se mencionan algunas de ellas (Tortós 2018):

- Baterías de ácido-plomo.
- Baterías de sodio-azufre.
- Baterías de sodio-cloruro de níquel.
- Baterías de níquel-cadmio.
- Baterías de hidruro de níquel-metal.
- Baterías de flujo.
- Baterías de iones de litio.

En la figura 2.10, se muestra el estado de desarrollo de algunas tecnologías de almacenamiento de baterías electroquímicas.

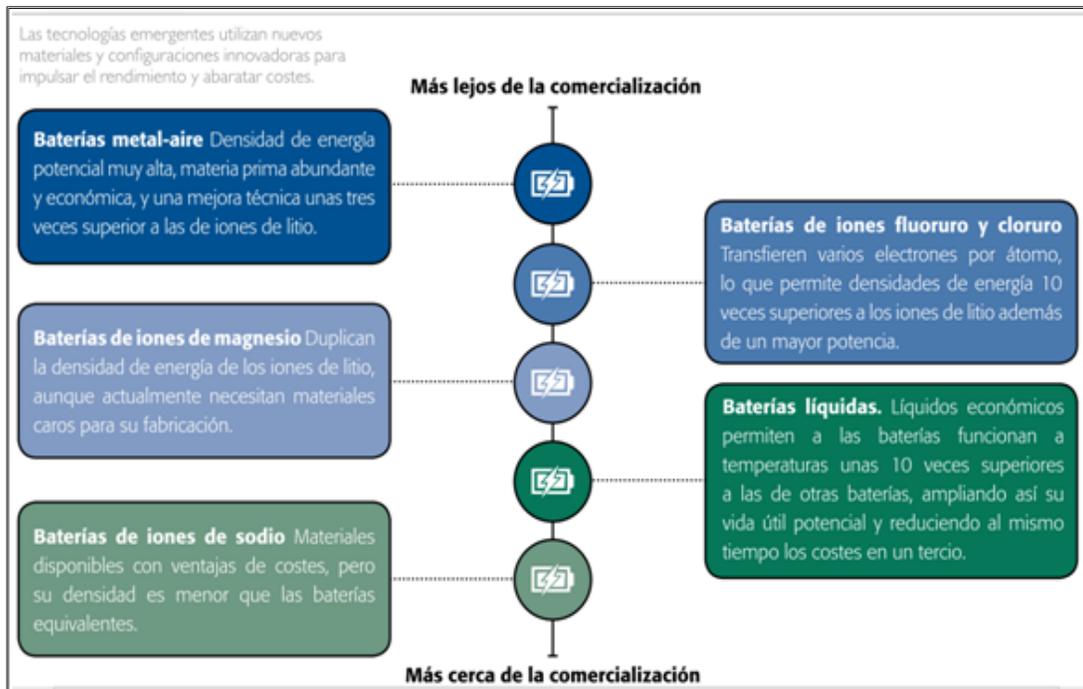


Figura 2.10 Estado de algunas tecnologías de almacenamiento con baterías.

Fuente: Slaughter (2016).

El almacenamiento de energía con baterías electroquímicas viene en auge, en la figura 2.11 se puede comparar el grado de madurez de estas baterías con respecto a otras tecnologías de almacenamiento de energía.

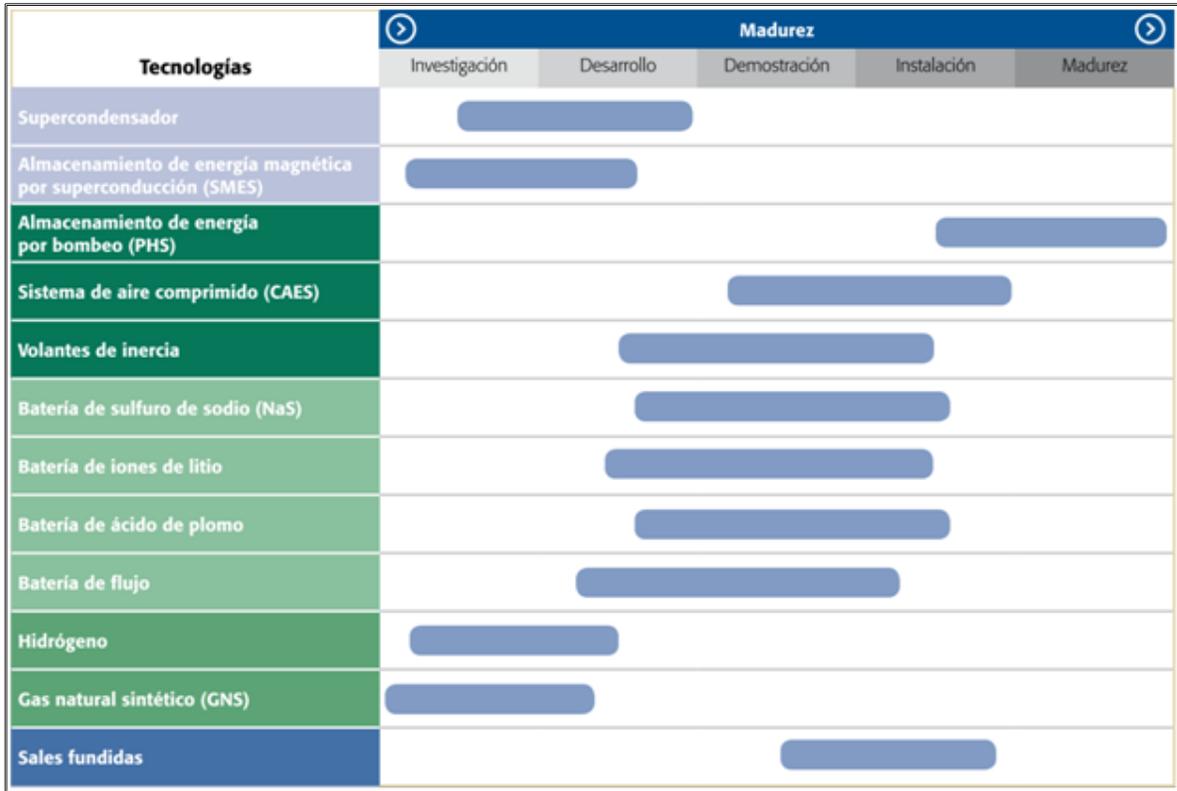


Figura 2.11 Estado de madurez de las tecnologías de almacenamiento energético.

Fuente: Slaughter (2016).

2.6.3. Dimensionamiento de un SAEB para micro-redes aisladas

De acuerdo a Cigré (2018), el dimensionamiento de un SAEB para integrar fuentes renovables intermitentes (como generación solar fotovoltaica y eólica) a un sistema autónomo, como lo es una micro-red, debe considerar los siguientes pasos:

Determinar el perfil de carga residual (P_{res}): se obtiene de la diferencia entre el perfil de generación de las diferentes fuentes renovables y el perfil de consumo de la micro-red, ambos perfiles en kW. De esta diferencia se obtienen los ciclos de carga y de descarga de las baterías.

Potencia de almacenamiento requerida (P_{SAEB}): para sistemas aislados la potencia del sistema de almacenamiento se calcula a través de la siguiente fórmula

$$P_{SAEB} = \max|P_{res}| \quad (2.1)$$

Donde,

P_{SAEB} : es la potencia de almacenamiento requerida,

$|P_{res}|$: es el perfil de carga residual.

Energía de almacenamiento requerida (E_{SAEB}): para sistemas aislados la energía a almacenar se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$E_{SAEB} = \max \left(\frac{\int |P_{res}|}{\eta_{SAEB}} \right) \quad (2.2)$$

Donde,

E_{SAEB} : es la energía de almacenamiento requerida,

$|P_{res}|$: es el perfil de carga residual y

η_{SAEB} : es la eficiencia del ciclo completo de carga y de descarga de la tecnología de batería seleccionada.

De acuerdo a Cigré (2018) la capacidad de almacenamiento determinada a través de la ecuación 2.2 no siempre es el óptimo, ya que también se deben considerar un análisis de costo-beneficio de diferentes capacidades de almacenamiento, tomando como punto de referencia la capacidad encontrada el procedimiento anteriormente indicado. Además, de las variables económicas se debe considerar la relación entre el DoD (profundidad de descarga por sus siglas en inglés) y la vida útil de la batería seleccionada.

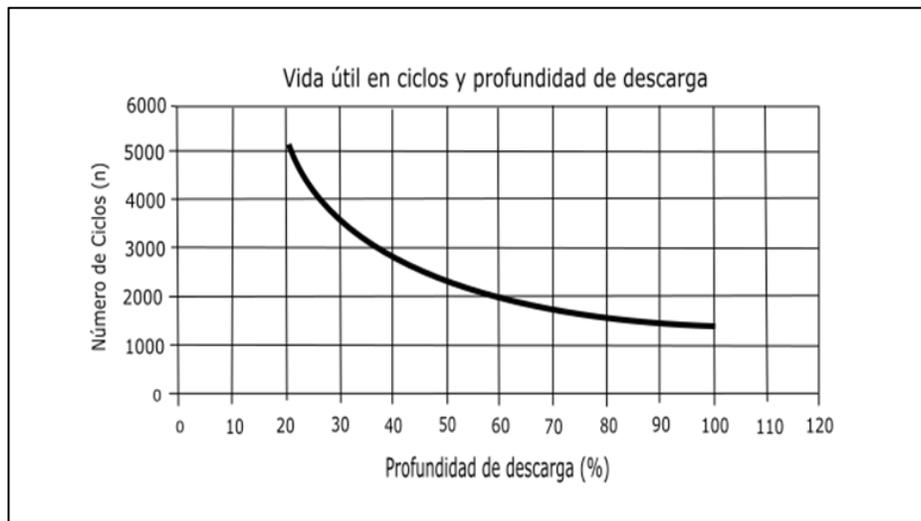


Figura 2.12 Relación entre vida útil de la batería y la profundidad de descarga.

Fuente: Javier de Alaminos (2014).

2.6.4. Criterios de selección de la tecnología de batería electroquímica a utilizar en el SAEB.

De acuerdo a Tortós (2018) y Adendorff (2016), para asegurarse la selección adecuada de la tecnología de almacenamiento con baterías se debe considerar previo a su utilización y adaptación en un sistema eléctrico los siguientes indicadores técnicos:

- a) Densidad de energía, en Wh por kg (Wh/kg), o Wh por litro (Wh/L).
- b) Densidad de potencia en W por kg (W/kg).
- c) Tensión de operación de la batería.
- d) Necesidades de potencia y duración.
- e) Ciclo de vida.
- f) Temperatura y operación.
- g) Mantenimiento.
- h) Descarga natural (autodescarga).
- i) Seguridad.
- j) Costo.
- k) Características físicas: peso y tamaño.
- l) Medidas ambientales.
- m) Confiabilidad.
- n) Facilidad de fabricación e importación.
- o) Garantías.

En la figura 2.13 se muestran algunas características para las tecnologías de baterías más comunes que Saez-de-Ibarra, Rodríguez y Bacha (2013) contabilizan. Además, en la tabla 2.2, se tabulan algunos valores comparativos que Saez-de-Ibarra, Rodríguez y Bacha (2013) destacan en su análisis de las tecnologías de baterías más comunes.

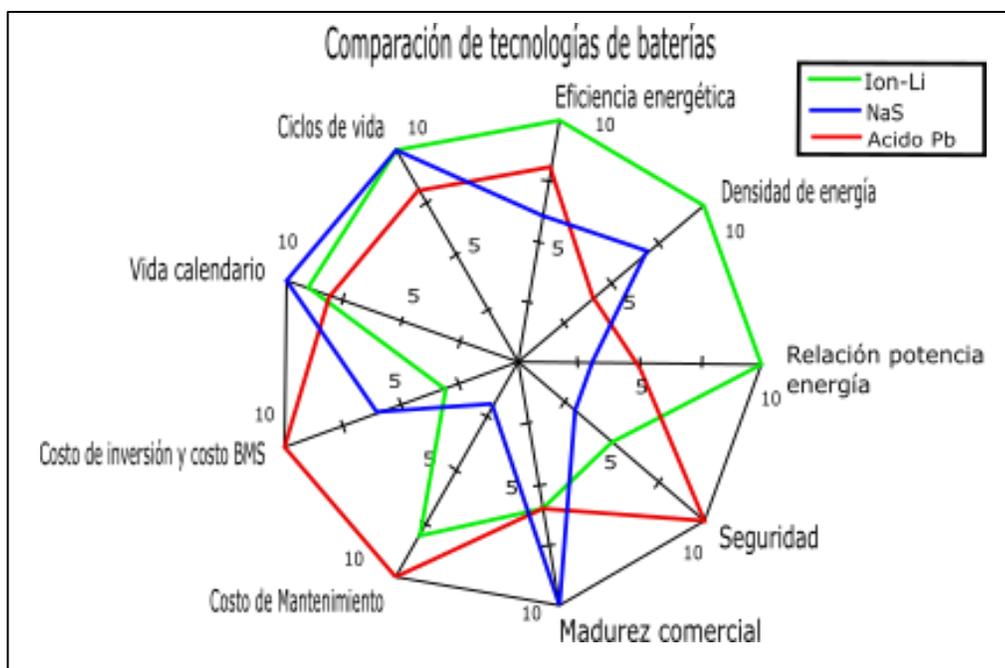


Figura 2.13 Comparación de características de las tecnologías de baterías más comunes.

Fuente: Sáez-de-Ibarra, Rodríguez y Bacha (2013).

Tabla 2.2 Comparación de características entre tecnologías de baterías.

Fuente: a partir de los datos de Sáez-de-Ibarra, Rodríguez y Bacha (2013).

	Relación potencia/energía (kW/kWh)	Densidad de energía (Wh/m ³)	Eficiencia energética (%)	Ciclos de vida
Ácido plomo	5	50-100	75-90	1000
Litio ion	15	200-350	90-94	5000
Sodio azufre (NaS)	2	150-250	75	5000

2.6.5. Sistema de gestión de las baterías.

El sistema de gestión de baterías (BMS, por sus siglas en inglés) es un sistema electrónico necesario para la operación correcta y segura de las baterías. Este sistema es el responsable del funcionamiento seguro, el rendimiento y la duración de las baterías en diversas condiciones ambientales y de carga o descarga, evitando que se produzcan chispas, explosiones, incendios o emisiones de gases tóxicos.

El BMS asegura que la batería siempre operará en su área de operación segura (SOA por sus siglas en inglés), además, da seguimiento al estado de las celdas, e informa de los diferentes datos relevantes de las baterías como es su estado de carga. Entre sus principales funciones esta:

- Monitorear la tensión y la temperatura de las celdas.
- Estimar el estado de carga de las celdas.
- Estimar el estado de salud de las celdas
- Limitar la carga y descarga de la batería para conseguir protección térmica y contra sobrecargas.
- Controlar el perfil de carga.
- Equilibrar el estado de carga de cada celda.
- Aislar un paquete de baterías de la carga en caso de ser necesario.

Es importante que el BMS cuente con comunicación externa que permite una mejor integración con el SGE de la micro-red.

2.7. Sistema de gestión de la energía SGE

2.7.1. Descripción

La gestión efectiva de la energía dentro de las micro-redes es clave para lograr los beneficios de eficiencia vitales, por medio de la optimización de la producción y del consumo de energía. Sin embargo, los desafíos técnicos asociados con el diseño, la operación, el control y la protección de las micro-redes son inmensos. (Hatziargyriou, 2014).

Según Espín-Sarzosa et al. (2019), en una micro-red el Sistema de Gestión de la Energía es reconocido como un elemento esencial de control en términos de estabilidad, seguridad y eficiencia, así como de balance de potencia en términos de su dependencia de la variabilidad de las condiciones de operación, caracterizada por la incertidumbre causada por las fuentes de energía renovable (RES por sus siglas en inglés) y el comportamiento dinámico de la demanda eléctrica.

Cuando la micro-red cuenta con más vde un DER requiere el control de flujo de energía de las diferentes fuentes para asegurar un suministro de energía confiable, seguro y con un costo de operación mínimo.

En los últimos años, una nueva generación de SGE para micro-redes se ha enfocado en tratar con la gestión de energía en condiciones de operación variables dentro de un contexto tecnológico, sin embargo, el control de flujo de potencia y las micro-redes altamente confiables y estables se está convirtiendo progresivamente en un asunto complejo (Torbaghan SS., citado

por Espín-Sarzosa et al., 2019). Para reducir el costo del sistema y limitar sus efectos negativos se recomienda optimizar el tamaño de los componentes y adoptar una estrategia SGE (Olatomiwa L., citado por Espín-Sarzosa et al., 2019).

2.7.2. Metodologías de diseño

Partiendo desde los principios generales hasta los modelos de procesos específicos, un SGE puede ser clasificado dependiendo de si tiene una arquitectura de control centralizada o descentralizada. En la figura 2.14 se muestran ambos tipos de arquitectura de control.

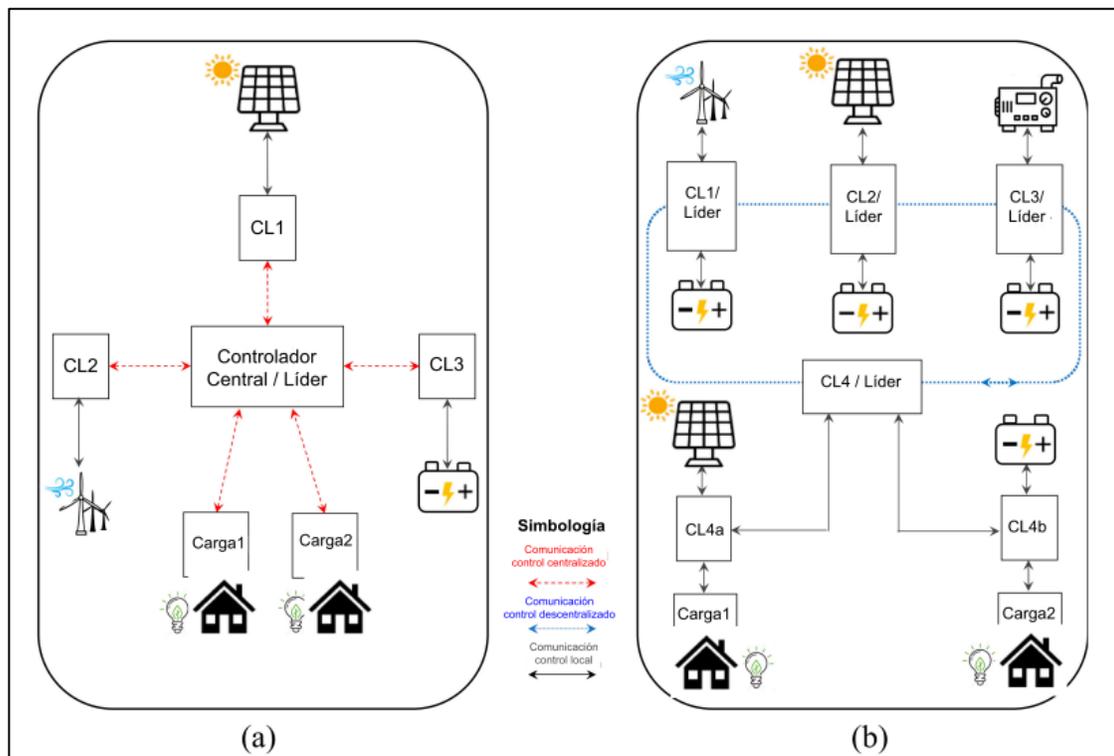


Figura 2.14 (a) Arquitectura de control centralizada (b) Arquitectura de control descentralizada.

Fuente: Espín-Sarzosa et al. (2019)

2.7.2.1. Arquitectura de control centralizada

La responsabilidad principal de maximizar el valor de la micro-red y de optimizar su operación se le confía al SGE (Hatziargyriou, N., citado por Espín-Sarzosa et al., 2019). Las decisiones sobre las micro-redes son tomadas por los SGE, por lo que estos dispositivos de control son los responsables de definir la programación óptima de las unidades de despacho (Javadi M, citado por Espín-Sarzosa et al., 2019), para lo cual utilizan información tal como proyección de la demanda, generación de potencia, almacenamiento de energía, pronóstico del clima, precios de la energía de las diferentes fuentes, etc. (Katiraei F., citado por Espín-Sarzosa et al., 2019), con el fin de obtener los procedimientos de programación y optimización para determinar los puntos de operación (set points) óptimos para las cargas y controladores locales (CL) de la generación distribuida en la micro-red. (Espín-Sarzosa et al., 2019).

Este tipo de arquitectura ha sido ampliamente usada en micro-redes aisladas debido al alto nivel de coordinación requerido entre las unidades de recursos de energía distribuidos (Olivares DE, citado por Espín-Sarzosa et al., 2019).

Las ventajas de un SGE centralizado incluyen la observabilidad en tiempo real de todo el sistema y una implementación sencilla. Adicionalmente, la información privada y confidencial puede ser salvaguardada en la unidad central.

Por otro lado, para lograr las características anteriores el SGE necesita ser suficientemente potente para procesar una considerable cantidad de datos mientras toma decisiones apropiadas. Un ancho de banda alto es requerido para intercambiar información de forma oportuna. Además, la gestión centralizada conlleva un riesgo clave, por ejemplo, una falla en la unidad central puede causar la pérdida de diferentes funciones del sistema, incluyendo el suministro del servicio. La baja flexibilidad y capacidad de expansión limitada es otro aspecto crítico de un SGE centralizado (Meng L., citado por Espín-Sarzosa et al., 2019).

Para superar algunos de estos inconvenientes, se puede agregar redundancia al sistema de control existente y a la infraestructura de comunicación, lo cual puede incrementar el costo de inversión de la micro-red (Feng X., citado por Espín-Sarzosa et al., 2019). Por otra parte, en ausencia de enlaces de comunicación entre el SGE y los CL, la frecuencia y la tensión del sistema serían mantenidos localmente por el control de caída de las unidades. Sin embargo, se podrían presentar desviaciones de frecuencia y tensión en estado estacionario respecto a los valores nominales. Diferentes métodos y herramientas han sido propuestos para superar estos inconvenientes (Feng X., Hatata AY, Katiraei F, citados por Espín-Sarzosa et al., 2019).

Conforme lo planteado, en Meng L., citado por Espín-Sarzosa et al. (2019) se han descrito casos donde el uso de un control centralizado es preferido:

Micro-redes de pequeña escala donde reunir información de forma centralizada y tomar decisiones pueda ser llevado a cabo con bajo esfuerzo de comunicación y computación. Todas las propiedades internas de la micro-red tienen una meta común, por tanto, el SGE puede operar la micro-red como un agente único.

Micro-redes de uso militar donde se requiere mayor privacidad o confidencialidad. La configuración del sistema es virtualmente fija y no requiere alta flexibilidad o capacidad de expansión.

2.7.2.2. Arquitectura de control descentralizada

La responsabilidad principal del SGE es colaborar con los CL para optimizar su producción con el fin de satisfacer la demanda y proveer el aporte máximo posible a la red, conforme los precios de mercado (Hatziaargyriou, N., citado por Espín-Sarzosa et al., 2019). Un controlador descentralizado necesita información local completa para desempeñar las acciones de control requeridas sin el pleno conocimiento de todos los parámetros del sistema (Rafique SF., citado por Espín-Sarzosa et al., 2019). Sus resultados son los valores de referencia (set-points) para los diferentes DER y cargas gestionadas por el controlador.

2.7.2.3. Estado del arte en SGE

Conforme indica Espín-Sarzosa et al. (2019), se realizó un estudio exhaustivo tanto cualitativo como cuantitativo sobre la experiencia internacional para determinar el estado del arte de los Sistemas de Gestión de Energía para micro-redes, enfocada en arquitecturas de control centralizadas, considerando aspectos como funciones objetivo, técnicas de resolución, modelos de operación, integración de incertidumbres, horizontes de optimización y niveles de detalle del modelado, con el fin de establecer las tendencias principales, y de esta forma contribuir a una mejor comprensión de los desafíos actuales, oportunidades, potenciales barreras, así como a abrir foros de discusión sobre los futuros desarrollos de SGE, llegándose a identificar 4 tendencias principales, en la figura 2.15 se muestra una gráfica con la cantidad de artículos para cada una de ellas y su respectiva distribución porcentual.

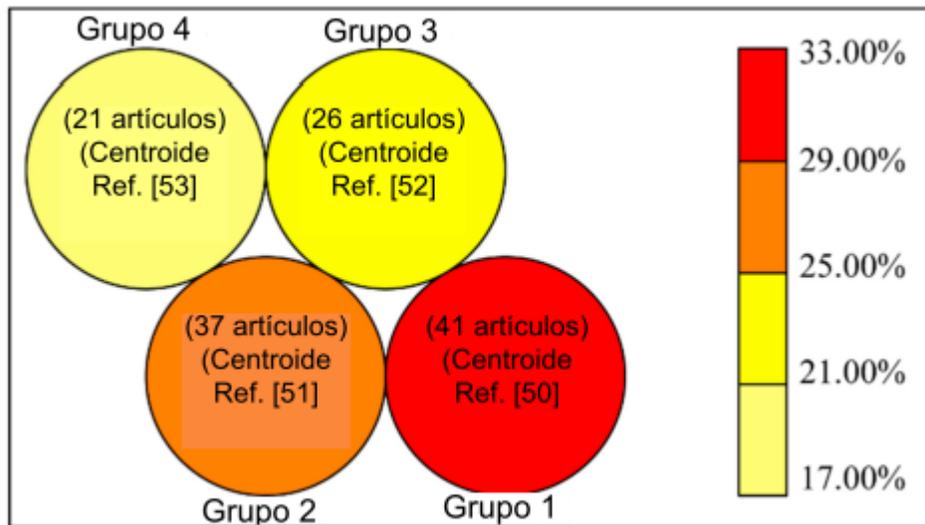


Figura 2.15 Número de artículos y distribución porcentual de las 4 tendencias de investigación principales.

Fuente: Espín-Sarzosa et al. (2019)

Seguidamente se realiza una descripción detallada de las características de las cuatro tendencias principales las cuales se ilustran en la figura 2.16.

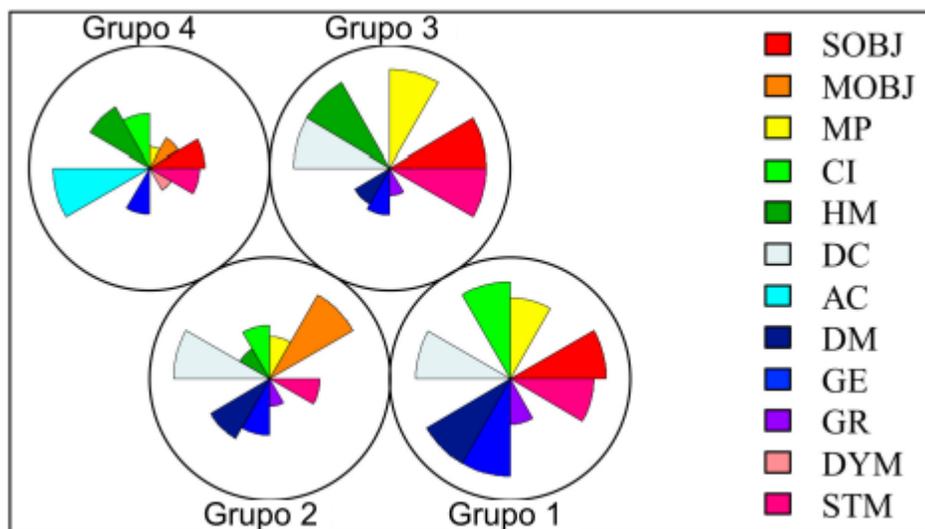


Figura 2.16 Características de las 4 tendencias de investigación principales.

Fuente: Espín-Sarzosa et al. (2019)

Grupo 1: Tratando con incertidumbres, este segmento comprende el 33% de las referencias por lo cual constituye la tendencia de investigación principal, su característica distintiva es el desafío de modelar las incertidumbres presentes en diferentes agentes de las micro-redes (generación, red, demanda) que impactarán el desempeño del SGE. Las estrategias de modelado básico involucran representación estática de componentes y un enfoque de flujo de carga CC. El modelo de optimización corresponde a una función con objetivo único, resuelto ya sea por el método de Programación Matemática o por el de Inteligencia Computacional.

Grupo 2: Estrategia multi-objetivo, representa un 29% de las referencias, siendo la segunda tendencia en investigación, caracterizada por el enfoque multi-objetivo para la función del modelo de optimización, para el cual se utilizan tres técnicas de resolución, con una ligera predominancia del enfoque de Inteligencia Computacional. Las incertidumbres en la demanda y generación han sido consideradas en una base general. El flujo de carga CC es también el enfoque básico para el modelo de operación de la red. En un futuro cercano se esperaría una predominancia del enfoque de la función de optimización con objetivo único.

Grupo 3: Paradigma tradicional, este tercer segmento contiene aproximadamente 21% de las referencias, con un enfoque tradicional para desarrollos de SGE que comprende una función de optimización con un objetivo único, un modelo determinístico que no considera las incertidumbres ya mencionadas, técnica de solución que está migrando de Programación Matemática a Métodos Híbridos, representación estática de los componentes de la micro-red y simulación de potencia activa mediante flujo de carga CC. Este tipo de desarrollos puede resultar muy útil para mejorar soluciones actuales de SGE comerciales que usualmente siguen una estrategia de modelado más tradicional.

Grupo 4: Desafío P-Q, este último segmento contiene aproximadamente el 17% de las referencias. Como se mencionó previamente, el manejo apropiado de los requerimientos de potencia reactiva, perfil de tensión, minimización de pérdidas óhmicas y operaciones asimétricas son problemas bien conocidos en desarrollos de micro-redes, donde el modelado CA está en el núcleo de los enfoques de solución, junto con una predominancia de técnicas de solución basadas en Inteligencia Computacional. Adicionalmente se ha identificado un enfoque más determinístico en el modelado, con la excepción de considerar las incertidumbres en la generación. Esta es la única tendencia que incorpora modelado estático y algunos enfoques de modelado dinámico. Adicionalmente, el uso de propuestas ya sea con función de objetivo único o con multi-objetivo han sido identificadas en este campo.

2.7.2.4. SGE basado en la estrategia de Horizonte Rodante

En Palma-Behnke et al. (2013) se propone un sistema de gestión de energía basado en una estrategia denominada horizonte rodante para micro-redes que utilizan fuentes de energía renovables, como es el caso de la futura micro-red del Parque Nacional Chirripó.

Dicho SGE fue probado con datos reales de una micro-red existente llamada ESUSCON, ubicada en el desierto de Atacama de Chile, la cual comprende una planta fotovoltaica, 2 turbinas de viento, un generador Diésel y un sistema de almacenamiento de energía por batería

(SAEB).

Para el SGE propuesto, en cada paso de decisión se debe solucionar un problema de optimización entero mixto basado en modelos de proyección, para posteriormente proveer puntos de operación en línea a cada unidad de generación y señales a los clientes basados en el mecanismo denominado Gestión en el Lado de la Demanda (GLD), mientras minimiza los costos operacionales considerando el pronóstico de los recursos renovables y de la carga. Las proyecciones o pronósticos de energía solar y energía eólica están basados en modelos fenomenológicos con datos actualizados, utilizando una red neural para proyectar a dos días el consumo eléctrico, lo que permite un uso más eficiente del SAEB. En el siguiente se presenta el esquema bloques del SGE propuesto (diagrama 2.2).

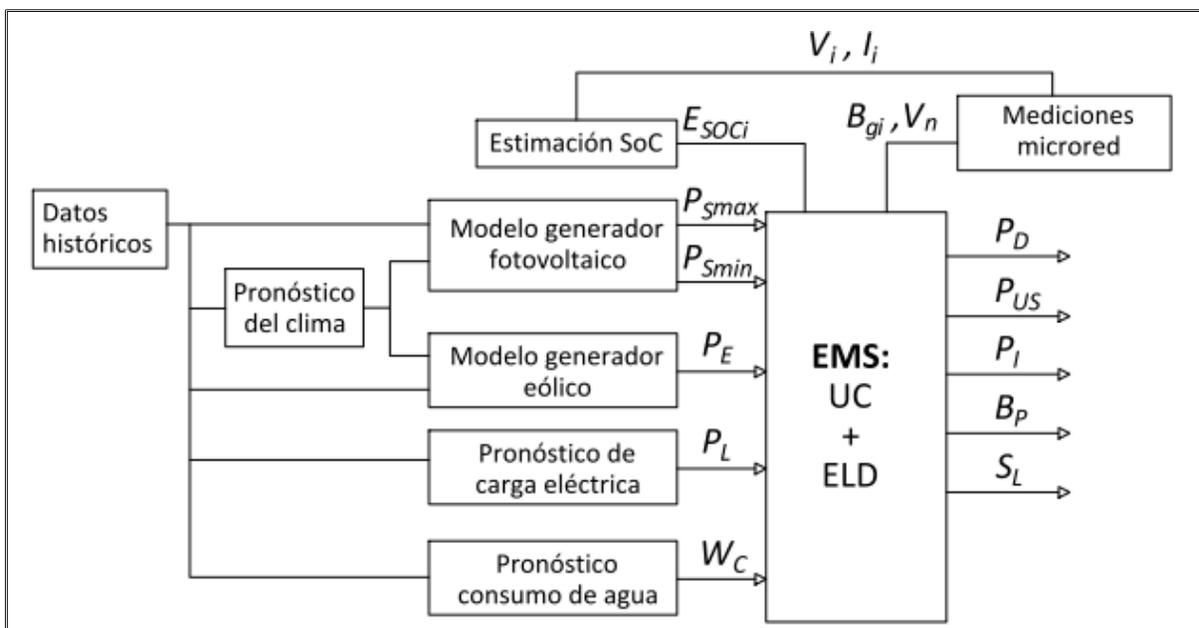


Diagrama 2.2 Bloques del sistema de gestión de la energía con horizonte rodante.

Fuente: Palma-Behnke et al. (2013)

Al realizar una comparación económica entre la estrategia Unit Commitment (UC) con Rolling Horizon (UC-RH) y el estándar UC se encontró que en el primer caso se obtiene un costo total (costo de inversión más costo operacional) menor.

Así mismo, se encontraron beneficios económicos utilizando el mecanismo de gestión en el lado de la demanda (GLD) al desplazar el comportamiento de los consumidores a períodos en los cuales hay mayor disponibilidad de los recursos de energía renovables.

El SGE para una micro-red muestra los atributos de una red inteligente (Smart-Grid) suministrando puntos de operación optimizados a las diferentes unidades de generación eléctrica, además de que considera también la gestión de la demanda eléctrica y de otros

servicios como el suministro de agua.

2.8. Sistema de comunicaciones

Esta sección trata los requerimientos del sistema de información y comunicación para las micro-redes.

2.8.1. Introducción

Según Farhangi & Joos (2019), el enfoque de los sistemas está en soportar sin problemas el intercambio de datos y comandos entre participantes en varias transacciones a través de la micro-red y el resto del sistema de potencia eléctrica. Se exploran los problemas de aprovisionamiento y comunicación entre varios puntos de terminación en redes como WAN (*Wide Area Network*) para redes de subestación, LAN (*Local Area Network*) para medición inteligente y HAN (*Home Area Network*) para electrodomésticos inteligentes. Esto provee una infraestructura de comunicación robusta requerida para la micro-red, donde la ejecución eficiente de comandos y algoritmos de control depende de su disponibilidad, confiabilidad y resiliencia.

En la figura 2.17 se muestra el modelo de capas básico para cualquier sistema de comunicación. Cada unidad de datos cruza estas capas cuando está siendo transmitido de un nodo a otro. Para comunicaciones, cada capa se extrae de la capa superior y manipula una función específica para establecer, mantener y/o desconectar la sesión de comunicación.

La capa de aplicación maneja cómo será usada la capa de transporte y para qué aplicación. Por ejemplo, una aplicación común para establecer sesiones de sitio web es el *Hyper Text Transfer Protocol* (HTTP), mientras que un protocolo comúnmente usado para automatización y control de sistemas de potencia es el *Distributed Network Protocol* (DNP3).

La capa de transporte es responsable de controlar cómo es manejada la comunicación de los datos entre los dos nodos, por ejemplo, con confiabilidad garantizada, gestión de error, etc. Protocolos de transporte comúnmente usados son *Transport Control Protocol* (TCP) y *User Datagram Protocol* (UDP).

La capa de red maneja cómo y a dónde el dato es enrutado. Protocolos de capa de red comunes incluyen *Internet Protocol* (IP) e *Internet Control Message Protocol* (ICMP).

La capa de enlace de datos o capa de acceso a red tiene el trabajo de convertir los datos de la capa de red al formato que finalmente pueda ser convertido en señales físicas que puedan ser enviadas a través del medio físico. Protocolos comunes para capa de enlace de datos incluyen *Ethernet*, *Universal Serial Bus* (USB) y *Power Line Communication* (PLC).

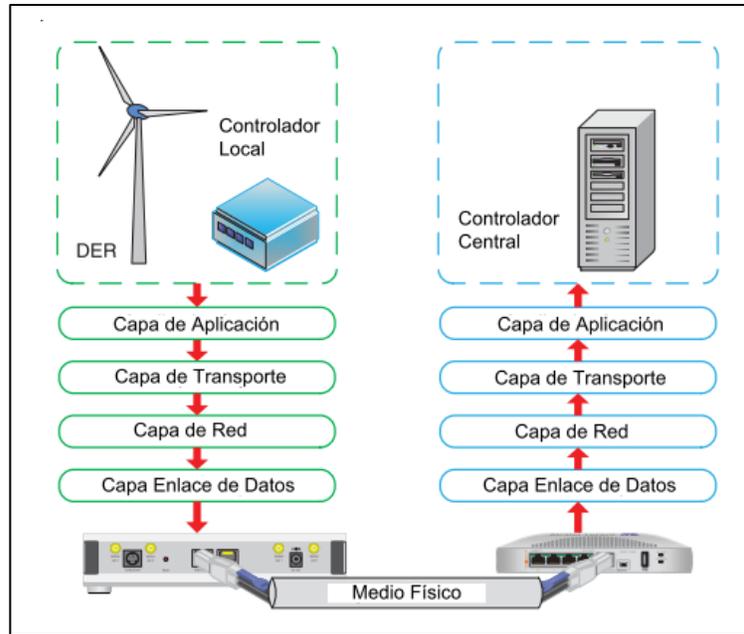


Figura 2.17 Modelo de capas típico para comunicación.

Fuente: Farhangi & Joos (2019)

2.8.2. Requerimientos de TI y comunicación en una micro-red

Los sistemas de comunicación en una micro-red necesitan habilitar una conectividad punta a punta e intercambio de datos entre varios nodos en el sistema. La figura 2.18 muestra la implementación general de la red requerida incluyendo sus interfases. Las redes de comunicación se clasifican de acuerdo a sus tamaños como WAN, LAN y HAN, las cuales son explicadas seguidamente (Farhangi & Joos, 2019).

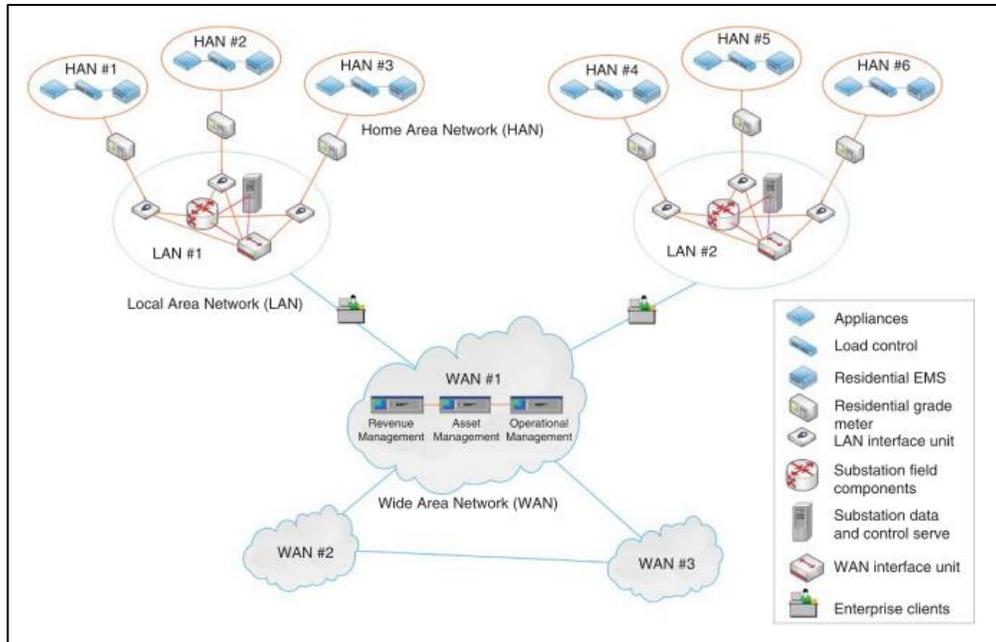


Figura 2.18 Integración de redes HAN, LAN y WAN.

Fuente: Farhangi & Joos (2019)

2.8.2.1. Comunicaciones HAN

HAN provee una red que habilita las comunicaciones dentro del hogar o ambiente de usuario final. Un medidor inteligente (*Smart Meter*) u otro dispositivo puede proveer la puerta de enlace (*Gateway*) entre la red HAN y la red LAN. HAN permite a los dispositivos tales como termostatos, electrodomésticos, sensores y pantallas en casa (*In-Home Display IHD*) comunicarse con cada uno de los otros para hacer consumidores más conscientes del consumo eléctrico y habilitarlos a controlar su ambiente con base en variables tales como el precio de la electricidad. HAN típicamente no requiere gran ancho de banda ya que el tráfico de red que necesitan transportar es bajo. OpenHAN y Smart Energy Profile para ambos ZigBee y Home-Plug son estándares prometedores en futuras implementaciones HAN. Adicionalmente, HAN soporta aplicaciones como tecnologías de sistemas de gestión de energía y respuesta de demanda en la interfase con la compañía eléctrica (*Utility*), por ejemplo, a través del medidor inteligente.

2.8.2.2. Comunicaciones LAN

LAN provee una red vertebral para las redes HAN agregadas por medio de aplicaciones tipo *Gateway* y protocolos como *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) y medidores inteligentes. Una LAN habilita la comunicación en un “vecindario” donde por ejemplo son agregados datos desde diferentes medidores inteligentes. Aquí hay muchas tecnologías que están compitiendo

en ganar la atención de las compañías eléctricas. PLC, redes cableadas TCP/IP tradicionales, varios tipos de redes inalámbricas (*Wireless*) desde *WiMax* a *Industrial Scientific and Medical* (ISM), banda RF (radio frecuencia) a *ZigBee*, son todos serios contendores en la batalla por ganar este mercado. Muchos vendedores de equipos ofrecen soluciones de comunicación propietarias, sin embargo, las compañías eléctricas prefieren una solución más abierta, donde es deseable un mecanismo de interoperabilidad entre diferentes vendedores. En Norte América, ANSI C-12.19 y ANSI C-12.22 son estándares que al menos direccionan la interoperabilidad en el nivel de los medidores inteligentes, un denominador común en el terreno de la red inteligente (*Smart Grid*) y la micro-red inteligente (*Smart Microgrid*).

2.8.2.3. Comunicaciones WAN

Las comunicaciones WAN conciernen con grandes cantidades de datos agregadas desde diferentes redes LAN, así como envío de comandos e información de control a y desde infraestructuras de red importantes como fuentes de generación, subestaciones y equipos de conmutación. WAN es usualmente provista con gran ancho de banda para acomodar los grandes volúmenes de datos que necesitan manejar. Las compañías eléctricas generalmente prefieren las redes TCP/IP tradicionales para comunicación WAN en conjunto con IEC 61970, IEC 61968 y IEC 61850 para intercambio de datos.

2.8.3. Opciones tecnológicas para sistemas de comunicación

Esta sección clasifica las tecnologías de comunicación que pueden ser implementadas dentro de los diferentes medios físicos disponibles para comunicaciones. La figura 2.19 resume las opciones disponibles para cada medio de comunicación. Varias tecnologías de comunicación pueden ser empleadas para las redes HAN, LAN y WAN previamente introducidas. Varias de las tecnologías más comunes y aplicables para micro-redes son discutidas con sus características, ventajas y desventajas (Farhangi & Joos, 2019).

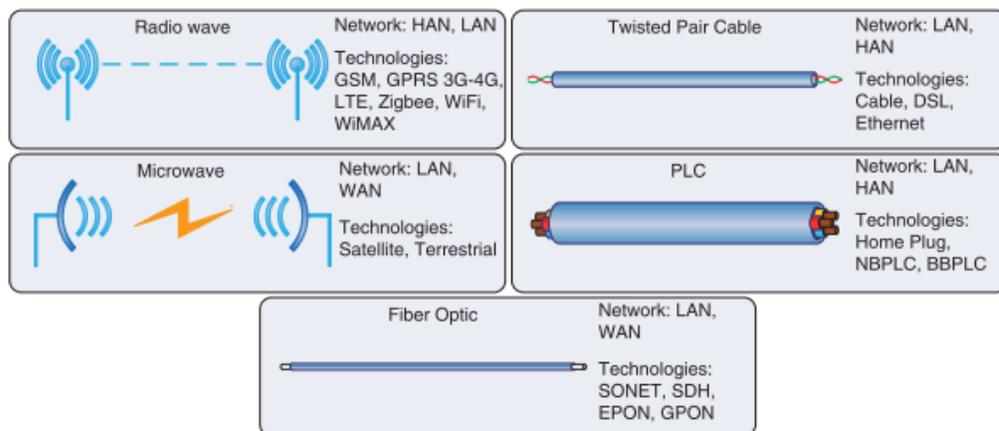


Figura 2.19 Medios físicos típicos para comunicación.

Fuente: Farhangi & Joos (2019)

2.8.3.1. Celular/Radio frecuencia

Tecnologías de comunicación basadas en celular y radio frecuencia (RF) como redes *Global System for Mobile Communications (GSM)*, *General Packet Radio Services (GPRS)* 3G and 4G y *Long Term Evolution (LTE)* son primariamente usadas para conexiones de voz y datos como la telefonía móvil y servicios de datos. Estas tecnologías pueden también ser usadas para monitoreo remoto y control para nodos finales como Recursos de Energía Disponibles (DER) y subestaciones. Adicionalmente, ellas también pueden soportar volúmenes pequeños de datos en baja frecuencia por medio de *Short Messaging Service (SMS)*. La tecnología ya tiene instalada una importante infraestructura en la mayoría de los países del mundo con cobertura de área ancha. Sin embargo, si es requerida la expansión de la cobertura de la red para la micro-red, será difícil justificar económicamente la inversión si el único usuario es la micro-red. Debido a que la tecnología está basada en medios inalámbricos, esta es susceptible a ruido e interferencia lo que resulta en una capacidad reducida de transferencia de datos.

2.8.3.2. Cable/DSL

El cable o *Digital Subscribers Line (DSL)* provee un servicio de comunicación mediante los cables telefónicos existentes sobre un rango de diferentes frecuencias que aquel usado para voz. Esta tecnología de comunicación es adecuada para aplicaciones LAN donde los datos son agregados desde varias HAN o medidores inteligentes. La tecnología tendrá un costo de implementación menor conforme exista la infraestructura, sin embargo, el rendimiento de datos disminuye conforme incrementa la longitud del cable. Por tanto, se requerirán muchos concentradores o repetidores para agregar los datos de una micro-red cubriendo una gran área.

2.8.3.3. Ethernet

Ethernet es una tecnología de comunicación cableada que originalmente soporta una velocidad de transmisión de datos de 10 Megabits por segundo (Mbps), posteriormente se introdujeron variantes como *Fast Ethernet* que soporta 100 Mbps y *Gigabit Ethernet* que soporta 1000 Mbps o 1 Gbps. Velocidades de datos más altas también están disponibles. Esta tecnología de comunicación es más comúnmente implementada sobre un conjunto de 4 pares de hilos trenzados, aunque también están disponibles versiones en fibra óptica para Ethernet de muy alta velocidad. Esta tecnología de comunicación la cual está muy madura es más adecuada para redes tipo LAN, para redes HAN son preferidas tecnologías inalámbricas (*Wireless*) debida a la conveniencia que ofrecen.

2.8.3.4. SONET/SDH y E/GPON sobre enlaces de fibra óptica

Synchronous Optical Network (SONET), *Synchronous Digital Hierarchy (SDH)* y *Ethernet and Gigabit Passive Optical Network (E/GPON)* son tecnologías de comunicación basadas en fibra óptica que permiten varias tasas de transmisión de datos. Estas tecnologías habilitan un ancho

de banda alto y una rápida capacidad de transmisión de datos con menor interferencia. Sin embargo, estas redes son caras de implementar y mantener.

2.8.3.5. Microonda

Microonda es una tecnología de comunicación inalámbrica que requiere que los transceptores estén en cada una de las otras líneas de vista para comunicación. El enlace de microonda puede estar entre dos nodos directamente o con un satélite entre ellos.

Este enlace puede proveer un medio para redes tipo LAN o WAN, sin embargo, ellas son mucho más caras comparadas con otras opciones LAN o WAN como enlaces de fibra óptica. Los enlaces en microonda son también susceptibles a factores ambientales tales como el clima y tienen capacidades de penetración limitadas. Las compañías celulares ya usan enlaces de microonda para conectar diferentes estaciones base entre sí y con el servidor.

2.8.3.6. Power Line Communication (PLC)

PLC es una tecnología que habilita el re-uso de la red de potencia existente como un medio de comunicación. Esto es hecho posible creando un canal de comunicación en una frecuencia mucha más alta que la que normalmente ocurre en la red de potencia.

Esta tecnología, aunque no es la óptima ya que los cables de potencia no están específicamente diseñados para comunicación, pueden ser usadas para aplicaciones de banda ancha *Broad Band Power Line Communications* (BBPLC), así como para aplicaciones de banda estrecha *Narrow Band Power Line Communications* (NBPLC). Esta tecnología es compleja de diseñar y cara de implementar en redes de potencia con alta atenuación de señal. *Home Plug* es una tecnología basada en PLC con bajo ancho de banda para aplicaciones HAN.

2.8.3.7. WiFi (IEEE 802.11)

WiFi es una tecnología de comunicación inalámbrica que es más adecuada para HAN. Esta permite integrar en una red dispositivos localizados en las proximidades con bajo costo de expansión. La tecnología es madura, permite una rápida implementación y alta flexibilidad, sin embargo, es sensitiva a interferencia y vulnerable a ataques de seguridad.

2.8.3.8. WiMAX (IEEE 802.16)

WiMAX es también una tecnología de comunicación inalámbrica que soporta velocidades de datos más altas y es más adecuada para ser implementada como una red de agregación intra-HAN.

Ésta soporta un rango más ancho que WiFi y también tiene una velocidad de implementación más rápida. Sin embargo, la tecnología consume alta potencia, tiene baja penetración cuando es operada en bandas de frecuencia más altas y es también vulnerable a ataques de seguridad.

2.8.3.9. ZigBee

ZigBee es una tecnología de comunicación inalámbrica de baja potencia basada en IEEE 802.15.4, que permite integrar en red nodos localizados en las proximidades, por ejemplo, como aplicación HAN. La implementación de la tecnología es también más rápida ahora que numerosos productos certificados ZigBee están disponibles comercialmente.

La tecnología soporta una tasa de datos de hasta 250 Kbps haciéndola adecuada para redes de control y sensores. *ZigBee Smart Energy Profile* es una adaptación del ZigBee estándar para aplicaciones *Smart Energy* como *Demand Response* y *Home Energy Management*.

2.8.4. Prácticas recomendadas para la planificación y el diseño de la micro-red

Según el estándar 2030.9-2019 - IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid se presentan seguidamente los objetivos y métodos recomendados para la comunicación en una micro-red.

2.8.4.1. Objetivo y principio

El sistema de comunicación de la micro-red usa una variedad de tecnologías de comunicación para realizar la comunicación entre los dispositivos electrónicos inteligentes internos, con las micro-redes vecinas y con el sistema de potencia. Así, la micro-red puede coordinar y cooperar con cada una de las otras y también el sistema de potencia puede monitorearla remotamente.

El sistema de comunicación de la micro-red debería tener alta confiabilidad y desempeño en tiempo real. Su diseño debería considerar la escala del sistema, nivel de tensión, el tipo de micro-red y los modos de operación. El método de comunicación debería ser seleccionado de acuerdo a la distancia, costos de construcción e información transmitida. Pueden ser usados los protocolos de comunicación basados en IEC 60870-5:2018.

2.8.4.2. Método de comunicación

Los métodos de comunicación recomendados para diferentes capas dentro de la micro-red están provistos en la siguiente lista:

- a) De acuerdo a la escala de la micro-red, la capa local puede usar el protocolo de comunicación propio del equipo, tales como RS485, Ethernet Industrial, fibra óptica, o también puede ser usada transmisión inalámbrica.
- b) La parte de protección de la micro-red usualmente requiere comunicación de alta velocidad, por lo que es recomendada comunicación de red dual. La parte de control puede usar una red individual para transmitir mensajes. La capa de control centralizado de la micro-red debería tener una fuerte habilidad para transmisión de datos y buena calidad de transmisión.
- c) La comunicación de la capa de control óptimo y monitoreo debería considerar la

demanda del objeto de control, objetivo y velocidad. Es recomendado usar una red *Fast Ethernet* individual.

2.8.5. Implementación del sistema de comunicaciones en una micro-red aislada

En Núñez-Mata et al. (2019) se presenta una implementación del sistema de comunicaciones para la micro-red aislada ESUSCON instalada en la comunidad de Huatacando, en el desierto de Atacama, Chile. El diagrama 2.3 de comunicación, la micro-red tiene una arquitectura de control centralizada.

En el nivel primario, en el que se encuentran los sistemas de medición, control y protección locales, se utilizan Buses Seriales para conformar redes HAN. Para el nivel secundario, en el que se encuentran el servidor del sistema de control centralizado (servidor ESUSCON) y el servidor del sistema SCADA Social, se utiliza un Bus Ethernet para conformar una red LAN. Para la comunicación del control de gestión del lado de la demanda se utiliza una red HAN inalámbrica. Así mismo, el servidor ESUSCON cuenta con un enlace a Internet, por medio del cual se podría integrar a una red WAN para comunicación con una estación de monitoreo remoto.

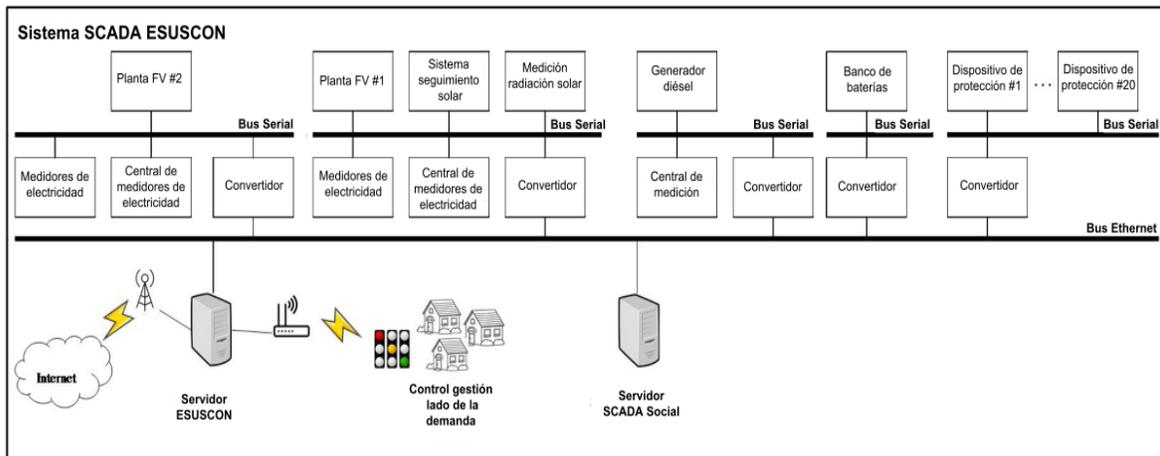


Diagrama 2.3 Sistema de comunicación ESUSCON.

Fuente: Núñez-Mata et al. (2019)

3. Metodología propuesta

Este apartado presenta el método seguido para determinar la arquitectura óptima de una micro-red aislada en el Parque Nacional Chirripó, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas del Albergue Base Crestones. El método presentado se ajusta a las herramientas de simulación y análisis utilizadas (en este caso HOMER Pro y OpenDSS).

3.1. Explicación del método

A continuación, se expone la metodología utilizada para dimensionar los diferentes elementos que conformarán la micro-red. En el diagrama 3.1, se muestra el diagrama de flujo de la metodología para dimensionar los diferentes elementos que conformarán la micro-red.

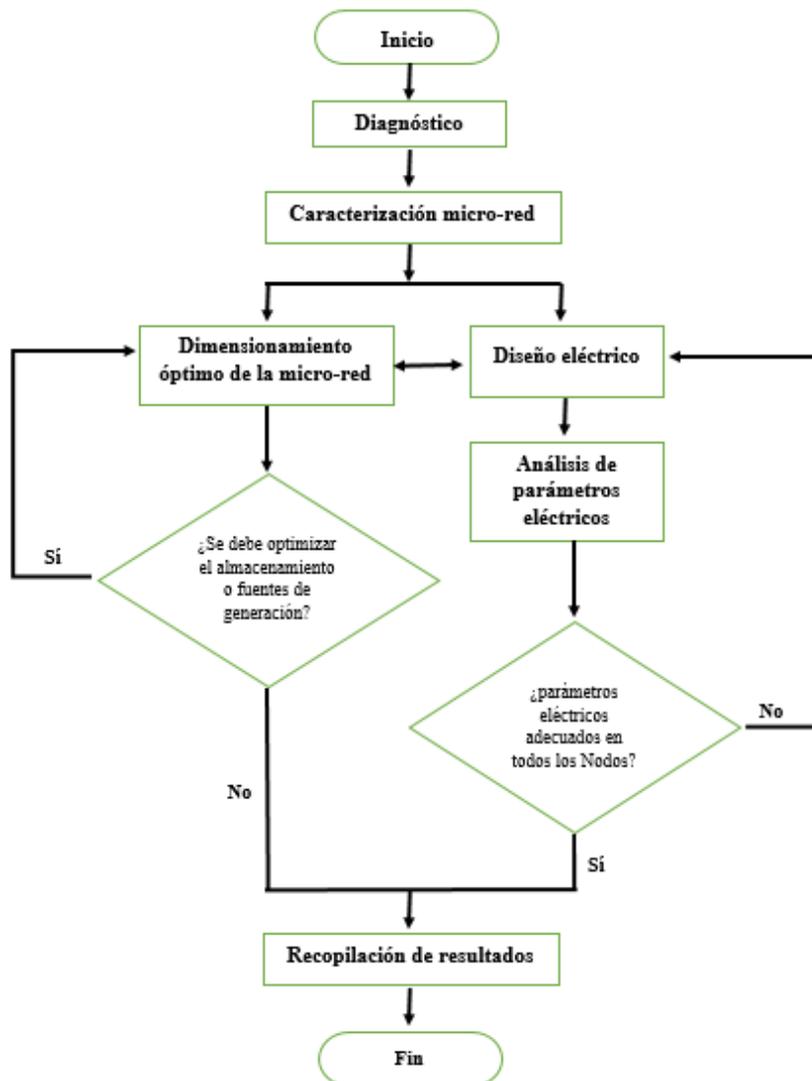


Diagrama 3.1 Flujo de la metodología propuesta.

El diseño inicia con una etapa de diagnóstico, en donde se evalúan las características del lugar donde se construirá la micro-red, costumbres de uso y requerimientos energéticos de los futuros usuarios del sistema. En la tabla 3.1 se indican las entradas y salidas de este proceso.

Tabla 3.1 Entradas y salidas de la etapa de diagnóstico.

Entradas	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> • Características de tecnologías de generación y almacenamiento existentes. • Condiciones climáticas y geográficas. • Ubicación de las cargas existentes, potencia y horas de uso. • Necesidades energéticas no satisfechas. • Restricciones ambientales, culturales, escénicas y de financiamiento que tendrá el proyecto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Emplazamiento de las cargas y sus perfiles de demanda. • Emplazamiento, potencia y características operativas de los sistemas de generación existentes. • Posibles emplazamientos de los futuros sistemas de generación. • Comportamiento anualizado de los diferentes recursos renovables disponibles en sitio: caudales, curvas de irradiancia, velocidad del viento, producción de biomasa. • Uso de posibles fuentes no renovables.

Como parte de los resultados de esta etapa, se cuenta con la información necesaria para determinar la capacidad de producción de energía por fuente según la temporada del año, su emplazamiento y, además, la capacidad y ubicación de las cargas a alimentar.

Una vez finalizada la etapa de diagnóstico se tiene los insumos para realizar la definición de la **caracterización de la micro-red**, las entradas y salidas de este proceso se muestran a continuación.

Tabla 3.2 Entradas y salidas de la etapa de definición de las características de la micro red.

Entradas	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> • Emplazamiento de las cargas y sus perfiles de demanda. • Emplazamiento de las cargas críticas y sus perfiles de demanda. • Emplazamiento, potencia y características operativas de los sistemas de generación existentes. • Posibles emplazamientos de los futuros sistemas de generación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tensión de operación de la micro-red: de corriente continua, corriente alterna o ambas. • Niveles de tensión a utilizar en las barras CC y CA. • En el caso de que se trabaje con corriente alterna se debe definir: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Si se utiliza tensión monofásico o trifásico. ✓ Sistemas aislado o aterrizado y tipo de aterrizamiento a utilizar. ✓ Frecuencia de operación. • Filosofía de control a utilizar y si el control será centralizado o descentralizado. • Protocolo de comunicación a utilizar, en caso de que se requiera. • Readequación requerida por los sistemas de generación existentes para poderlos integrar adecuadamente en la micro red

Una vez finalizada esta etapa y con los resultados de la etapa de diagnóstico, se cuenta con los datos necesarios para el dimensionamiento óptimo de la micro-red y realizar el diseño tanto de la red eléctrica, como de la red de comunicación. Ambos procesos, dimensionamiento óptimo y diseño, se alimentan entre sí, uno brindando datos de comportamiento de las fuentes de generación y almacenamiento y el otro brinda datos de costos de inversión requeridos para los análisis financieros de la micro-red.

Para el dimensionamiento óptimo de la micro-red se utilizó el programa HOMER Pro. En este caso en particular, se decidió diseñar un SGE con el fin de reducir costos de una posible implementación de la micro-red. El SGE se diseñó en MATLAB, esta herramienta se puede integrar con HOMER Pro para que el usuario pueda implementar su propio algoritmo de gestión de energía. En este caso considerará un esquema de control centralizado y se basará en la estrategia de horizonte rodante.

Previo a la simulación en HOMER Pro, se debe determinar las siguientes variables para poder determinar el despacho óptimo, a saber:

- Variables económicas: tasa de interés y plazo del préstamo, inflación, vida útil del proyecto.

- **Costos de Inversión:** son los costos asociados a la compra del SGE, las diferentes tecnologías de generación y almacenamiento de energía que utilizará el proyecto. Así como también la readecuación de las tecnologías existentes. Además, se debe determinar la vida útil de cada tecnología y su valor de reposición.
- **Costos de operación y mantenimiento de tecnologías de generación y de almacenamiento de energía.**
- **Otros costos de inversión:** son costos asociados a permisos, obras civiles y el diseño y construcción del sistema eléctrico y de comunicación requerido para integrar los diferentes elementos de la micro-red.
- **Otros costos de operación y mantenimiento:** son los asociados al mantenimiento del sistema eléctrico o de comunicaciones u otros que no se relacionen con los generadores, almacenamiento de energía y SGE de la micro-red.

Con esta información y las salidas de los procesos ya realizados, se procede a alimentar el HOMER Pro para realizar la respectiva simulación para obtener el dimensionamiento óptimo de la micro-red. Las entradas y salidas del proceso se indican a continuación.

Tabla 3.3 Entradas y salidas de la etapa de dimensionamiento óptimo de la micro-red.

Entradas	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> • Topología y barras de CC y CA de la micro red. • Filosofía de control utilizar. • Variables económicas. • Costos de inversión. • Costos de operación y mantenimiento • Emplazamiento de las cargas y sus curvas de carga. • Potencia y características operativas de los sistemas de generación existentes. • Comportamiento anualizado de los diferentes recursos renovables disponibles en sitio: caudales, curvas de irradiancia, velocidad del viento, producción de biomasa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dimensionamiento óptimo de la generación y almacenamiento de la micro-red. • Variables económicas del proyecto: valor actual neto de costos e ingresos, valor del kWh generado. • Perfiles de generación anuales de los diferentes generadores en la micro-red. • Perfiles de carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía.

Una vez realizadas las simulaciones, se analizan los resultados para determinar si es necesario el redimensionamiento de fuentes de generación o almacenamiento, las cuales se pueden ver afectadas por la altitud, inclinación, temperatura, azimut, etc.

Finalizados los ajustes, se determinan las variaciones en costos de inversión y operación y se vuelven a ingresar los datos que requieren modificarse a HOMER Pro y se obtiene el despacho óptimo y el valor del costo de la energía que producirá la micro-red.

Contando con los resultados de HOMER Pro, además de los obtenidos en las etapas anteriores, se procede a **diseñar el sistema eléctrico** y de comunicaciones de la micro-red. Asegurando integrar adecuadamente los diferentes elementos que conforman el sistema, permitiendo una operación adecuada.

Tabla 3.4 Entradas y salidas de la etapa de diseño eléctrico y de comunicaciones.

Entradas	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> • Emplazamiento y perfiles de generación anuales de los diferentes generadores en la micro red. • Emplazamiento y perfiles de carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía. • Emplazamiento y perfiles de consumo de la carga. • Código eléctrico nacional y Norma SUCAL. • Protocolos de comunicación requeridos por los diferentes elementos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dimensionamiento de conductores, ductos, tableros y barras que se utilizarán en el sistema eléctrico. • Diseño y diagrama unifilar. • Diseño del sistema de comunicaciones. • Costo que tendrá ejecutar el diseño propuesto.

Finalizado el proceso de diseño eléctrico se procede a realizar una nueva simulación para obtener las variables eléctricas en los distintos nodos del sistema eléctrico. Para realizar esta etapa se utilizó el programa **OpenDSS**, la misma tiene el fin de asegurar que la tensión en todos los nodos sea el adecuado en las diferentes condiciones de operación y que no se supere la capacidad de los conductores seleccionados. Las entradas y salidas de este proceso se indican a continuación.

Tabla 3.5 Entradas y salidas de la etapa de análisis de parámetros eléctricos.

Entradas	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> • Nivel de tensión nominal de la micro-red. • Perfiles de generación anuales de los diferentes generadores en la micro red. • Perfiles de carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía. • Perfiles de consumo de la carga. • Unifilar y distancia entre los diferentes nodos. • Características geométricas y calibre de los conductores que unen los diferentes nodos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Perfiles de tensión en los nodos de la micro red para las diferentes condiciones de operación. • Flujos de potencia entre los diferentes nodos.

Se analiza el resultado obtenido y se valoran los niveles de tensión y la ampacidad de los conductores eléctricos. En caso de requerirse ajustes, se realizan cambios en el modelo y se vuelven a simular hasta obtener el resultado adecuado, de acuerdo a lo establecido en el Código Eléctrico Nacional (ampacidad de conductores) y la Normativa SUCAL (niveles de tensión).

Una vez finalizados los ajustes, se determina la variación en el costo de inversión producto de las modificaciones del diseño eléctrico. Se vuelven a ingresar los datos que sufrieron variación a HOMER Pro y se obtiene el valor del costo de la energía que producirá la micro-red.

Finalmente se procede a recopilar los datos obtenidos con lo que se concluye el proceso de diseño.

4. Caso de estudio: Micro-red aislada en Albergue Base Crestones en cerro Chirripó

Como caso de estudio se analiza el sistema eléctrico existente en el Albergue Base Crestones, ubicada en el cerro Chirripó. Como primer paso se realiza un diagnóstico de los recursos energéticos existentes, la condición de la instalación eléctrica, para así determinar el conjunto de recursos energéticos que conforman la micro-red propuesta. Luego se realiza la caracterización de la micro-red y se dimensiona el nuevo modelo. Este modelo se complementa con el diseño eléctrico tanto del edificio como de la interconexión entre los diferentes generadores. Dentro del nuevo modelo de la micro-red se implementa una planta de generación fotovoltaica y arreglo con baterías como sistema de acumulación y respaldo de la energía. Estos elementos se administran por medio de un SGE para el mayor aprovechamiento de los recursos. A continuación, se desarrolla la propuesta para el Albergue Base Crestones.

4.1. Diagnóstico

Para realizar el diagnóstico se realizaron visitas de campo en las fechas:

- Del 4 al 5 de noviembre de 2019: instalación de equipos de medición en la micro-central hidroeléctrica y en la carga del Albergue.
- El 29 de diciembre de 2020: lectura de equipos instalados en la micro-central hidroeléctrica y en la carga del Albergue
- Del 10 al 12 de marzo de 2021: revisión del grupo electrógeno y de la micro-central hidroeléctrica.
- Del 19 al 21 de mayo de 2021: valoración del sistema eléctrico del Albergue y levantamiento de cargas, incluyendo los dos agregados al edificio.

4.1.1. Ubicación geográfica

El Albergue Base Los Crestones se encuentra ubicado a $9^{\circ}27'33.7''$ de latitud Norte y a $-83^{\circ}50'29.3''$ de longitud Oeste, a una altitud de 3.564 m.s.n.m. Para llegar; se debe caminar aproximadamente 14,50 km¹, partiendo desde la comunidad de San Gerardo de Rivas; por medio de un camino tipo trocha, el cual en época lluviosa se vuelve difícil de transitar, principalmente por el tipo de suelo. La topografía del camino es quebrada, con algunas partes planas; donde la mayor parte de recorrido presenta ascensos, haciendo que se tarden más de 5 horas para llegar al albergue Los Crestones.

¹ Distancia a partir del Hotel Urán.



Figura 4.1 Albergue Los Crestones; Parque Nacional Chirripó; Cordillera de Talamanca

El Albergue se encuentra ubicado en una depresión entre dos montañas, lo que ocasiona una ausencia de exposición directa de corrientes fuertes de aire, así como de una baja incidencia de la radiación solar al iniciar el día; generando cambios de temperatura fuertes entre el día y la noche donde el diferencial térmico puede rondar los 13°C.

4.1.2. Recursos energéticos en la zona

Basados en la ubicación geográfica del Albergue base los Crestones; se tienen los siguientes recursos energéticas que podrían servir para abastecer de energía eléctrica al albergue.

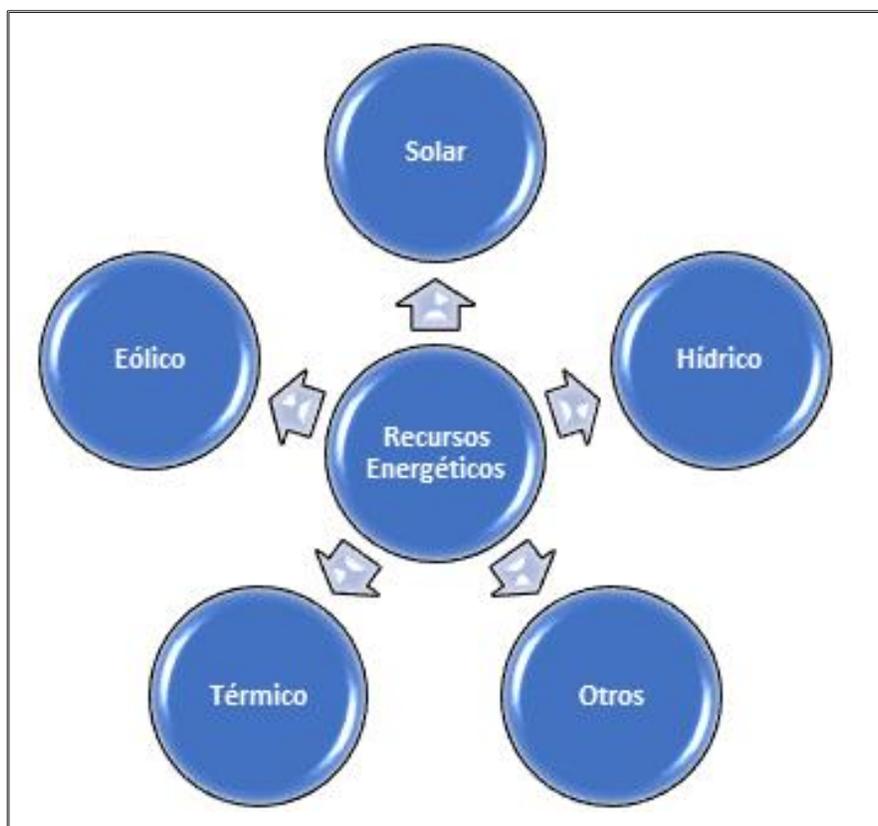


Diagrama 4.1 Recurso energético disponible, Albergue Base Crestones, Parque Nacional Chirripó.

La viabilidad de contar con dichos recursos recaerá en factores como costo para su implementación, factibilidad ambiental, continuidad y disponibilidad del recurso a lo largo del año. En algunos casos, el recurso está disponible cerca del albergue; y en otros casos hay que desarrollar obras de infraestructura para poder llevarlo a este. A continuación, se detallan cada uno; analizando cuáles factores a favor y en contra hacen factible su utilización.

4.1.2.1. Recurso energético del tipo solar

Costa Rica, debido a su posición geográfica, posee un alto potencial de recurso energético solar en la mayor parte del territorio nacional; registrando valores de 6 kWh/m² por día en las zonas de mayor incidencia solar y de 3,6 kWh/m² por día en las zonas de menor incidencia.

Basados en el mapa solar realizado con recursos del World Bank Group, ESMAP y por la plataforma SOLARGIS; se tiene que la vertiente Pacífica, principalmente las zonas costeras son las que presentan mayor potencial, con valores superiores a los 5,1 kWh/m² por día; siendo en Nicoya, Santa Cruz, Liberia, Bagaces, Cañas las que presentan los mayores valores de irradiación. En el caso de las zonas montañosas, los valores de irradiación solar varían entre 4 kWh/m² hasta 5,2 kWh/m² por día; dándose excepciones en zonas boscosas de parques nacionales como el Volcán Orosi, Volcán Miravalles, Volcán Arenal, Parque Braulio Carrillo, y algunas zonas bajas del Valle de la Estrella; donde el valor ronda los 3,6 kWh/m² por día. En

el siguiente mapa se puede observar el Recurso Solar Nacional; propiamente de la Irradiación Global Horizontal para Costa Rica.

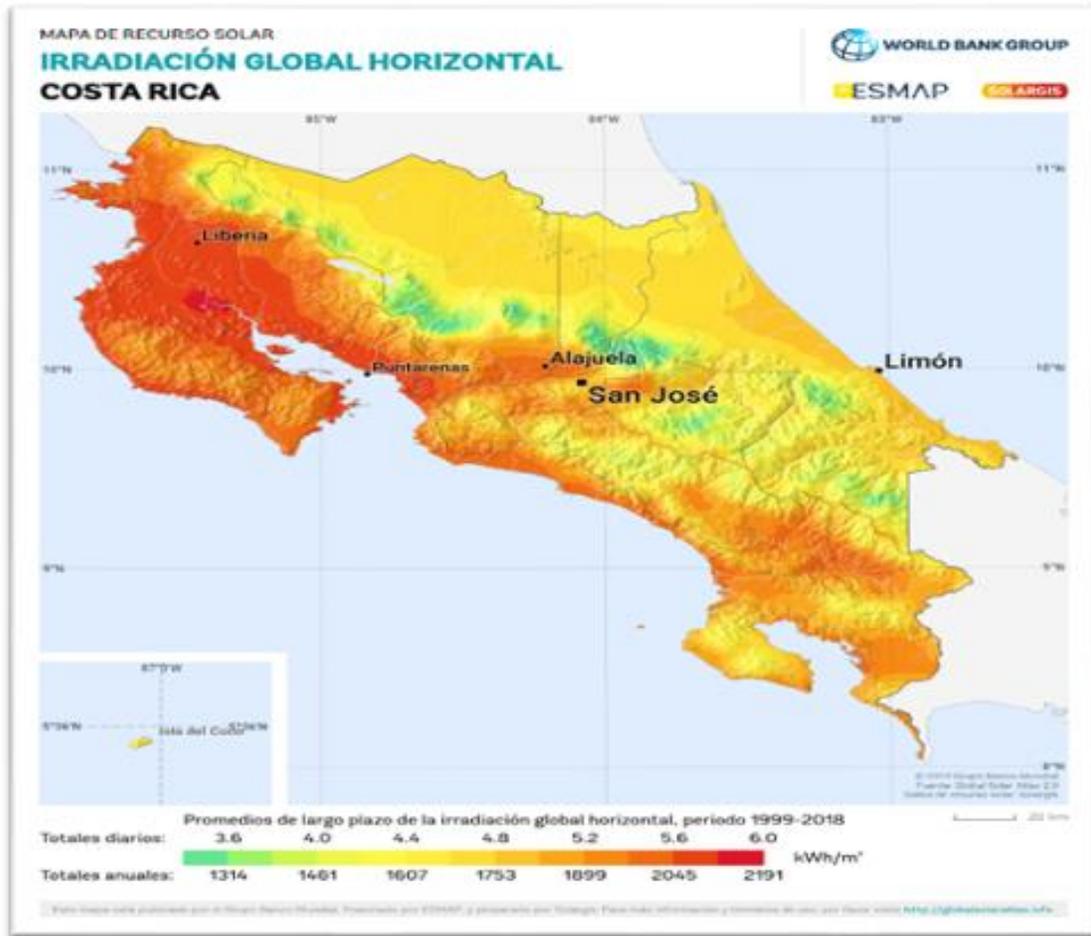


Figura 4.2 Mapa de irradiación solar horizontal; Costa Rica.

Fuente: Word Bank Goup

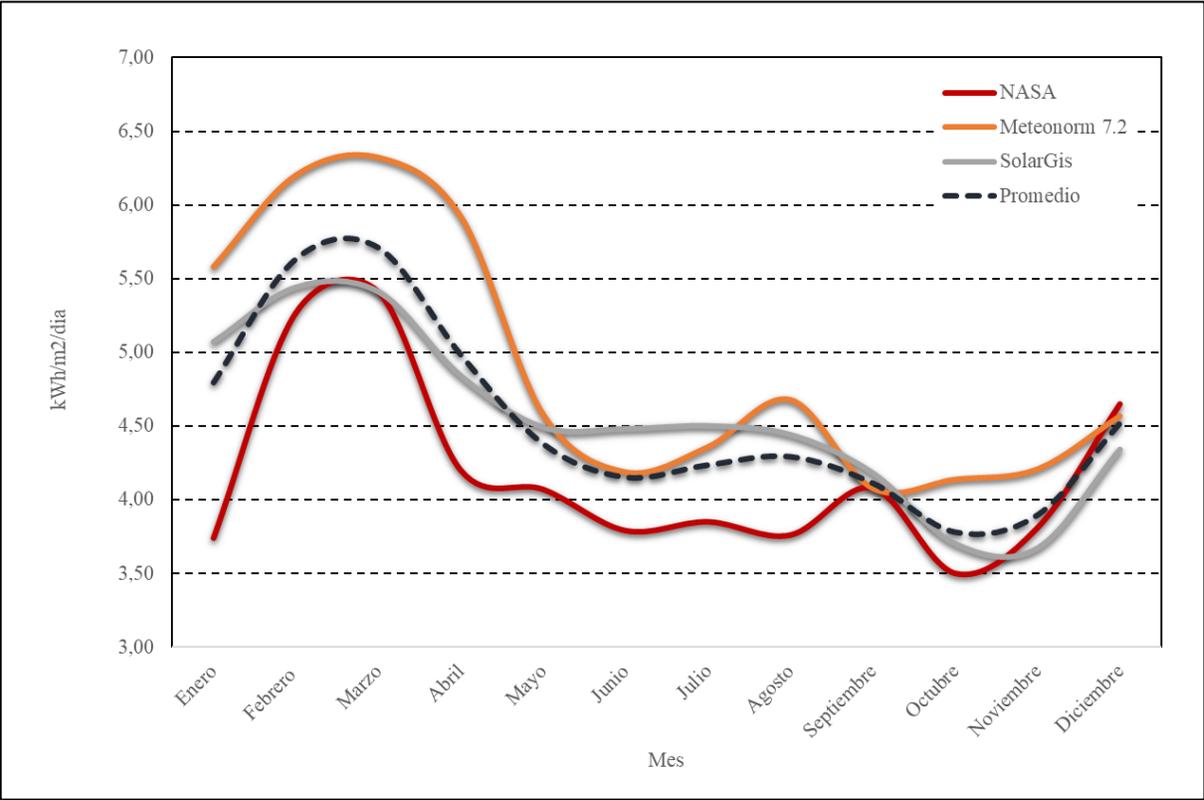
Para analizar los niveles de irradiación solar horizontal que incide en la zona, se cuenta con varias fuentes libres de información digital; siendo las más usuales Meteonorm 7.2; SolarGis y la NASA; que suministran valores de irradiación solar mensual en la zona. Por ejemplo, los valores entregados por el primero presentan un valor mínimo de 4,08 kWh/m² por día en el mes de setiembre y un valor máximo de 6,32 kWh/m² por día en el mes de Marzo; siendo el valor promedio anual de 4,90 kWh/m² por día. En el caso de los datos entregados por SOLARGIS; el valor mínimo se da en el mes de noviembre con 3,67 kWh/m² por día y el valor máximo en el mes de febrero con 5,44 kWh/m² por día; siendo el valor promedio anual de 4,55 kWh/m² por día.

En el caso de los valores suministrados por la NASA; el valor promedio es de 4,18 kWh/m² por día; con un valor mínimo de irradiación de 3,50 kWh/m² por día en el mes de octubre y un valor

máximo de 5,41 kWh/m² por día en el mes de marzo; siendo los valores más conservadores que se tienen. Estos datos que se tienen de dichos organismos son determinados mediante datos satelitales; sin embargo; existe una estación meteorológica del Instituto Meteorológico Nacional², en el sitio, la cual carece de mantenimiento constante y está fuera de operación; la cual a futuro puede, cuando se proceda a su reactivación y calibración, servir de base para tener valores más fiables.

Gráfico 4.1 Valores de irradiación solar horizontal diaria por mes.

Fuente: IMN



Los valores de irradiancia utilizados en el diseño corresponden a los de la NASA, primero por ser datos más conservadores, lo cual nos asegura una mínima producción de energía y un sistema más robusto por medio del recurso solar.

4.1.2.2. Recurso energético del tipo hídrico

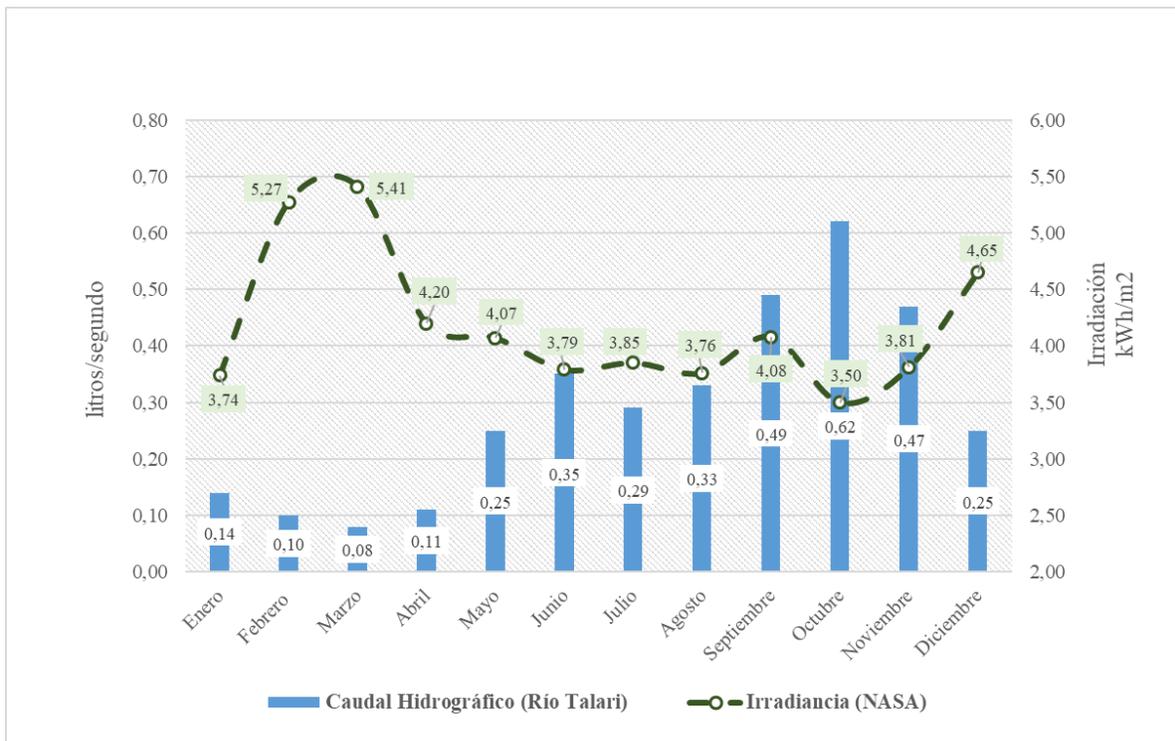
El recurso hídrico disponible en la zona va a depender principalmente de las precipitaciones, el rocío y las aguas que se filtran, provenientes tanto de las faldas del cerro los Crestones y de las cumbres circundantes al Valle de Los Conejos, las cuales llegan a conformar el Río Talari, el

² <https://www.imn.ac.cr/especial/estacionChirripo.html>

cual nace a unos 2,3 km del albergue. El caudal de este río variará en función de la temporada climática; siendo menor su caudal en época seca y mayor en época lluviosa. Según los datos obtenidos por el estudio³ realizado por el Centro de Servicios de Tecnologías de Generación; Centro Nacional de Planificación CENPE-ICE, en el año 2003 el caudal promedio mínimo del Río Talari es de 80 L/s, en el mes de marzo y el valor mayor es de 620 L/s en el mes de octubre, siendo el valor promedio de 290 L/s anualmente. Es importante aclarar que estos datos fueron estimados mediante extrapolación de los datos registrados en la Estación Hidrológica del río Rivas, para el período comprendido entre enero de 1971 a diciembre del 2002.

Gráfico 4.2 Caudal promedio estimado mensualmente para el Río Talari⁵ e irradiación en la zona

Fuente: NASA. Informe de Factibilidad para la Instalación de una micro-central Hidroeléctrica, Centro Ambientalista El Páramo



Debido al cambio climático que se vive actualmente, es importante indicar que la capacidad de contar con recurso hídrico ha variado considerablemente. Donde la temporada de existencia de caudal adecuado para generar con la micro-central hidroeléctrica ha variado a 5 meses al año⁴, principalmente durante el periodo comprendido entre mediados del mes de julio a finales de

³ Informe de Factibilidad para la Instalación de una micro-central Hidroeléctrica, Centro Ambientalista El Páramo, Parque Nacional Chirripó. Centro Nacional de Planificación Eléctrica, Centro de Servicios de Tecnologías de Generación. Febrero 2003.

⁴ Información obtenida por manifestaciones de los guardaparques y encargados del parque.

noviembre, periodo que puede ser mayor o menor en función del fenómeno climático denominado ENOS y sus dos variantes denominadas fenómeno del Niño (año menos lluvioso) y el fenómeno de La Niña (año más húmedo.)

4.1.2.3. Recurso energético eólico

El recurso eólico⁵ también se encuentra disponible en el Albergue Los Crestones y en zonas cercanas. Basados en los datos obtenidos de la NASA⁶ se tienen datos desde el año 2000 hasta el año 2019; donde el valor promedio anual ronda 1,46 m/s; siendo el mes de octubre el que presenta el mayor valor promedio de los últimos 20 años con 2,07 m/s y el mes de diciembre con un valor promedio de 1,08 m/s. Como se puede ver, estos valores son bajos para generación de energía eléctrica por medio de un aerogenerador.

Tabla 4.1 Valores promedios por mes para la velocidad del viento en el Albergue los Crestones- cerro Ventisqueros. Fuente: NASA.

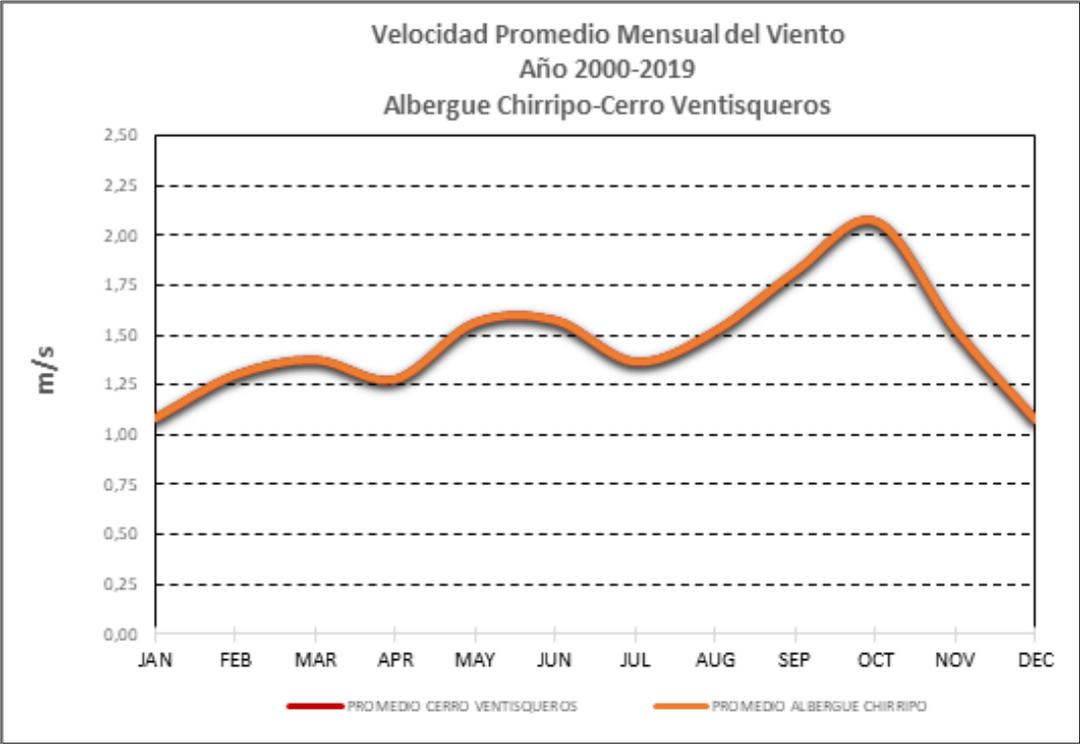
Velocidad del Viento, Albergue los Crestones -Cerro Ventisqueros (Latitud 9.4594, Longitud -83.50809)													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
2000	1,01	1,20	1,24	1,11	1,43	1,53	1,22	1,42	2,44	1,44	1,68	1,05	1,40
2001	1,11	1,50	1,37	1,26	1,63	1,28	1,26	1,37	2,00	2,37	1,56	1,07	1,48
2002	0,95	1,19	1,45	1,36	1,56	1,73	1,46	1,24	1,99	1,77	1,12	1,11	1,41
2003	1,23	1,28	1,54	1,50	1,43	1,77	1,33	1,53	2,20	2,31	1,59	0,98	1,56
2004	1,02	1,29	1,31	1,22	1,50	1,39	1,53	1,54	1,95	2,12	1,39	1,10	1,45
2005	0,99	1,44	1,34	1,11	1,62	1,96	1,53	1,70	2,06	2,94	1,62	1,02	1,61
2006	1,03	1,40	1,36	1,18	1,51	1,53	1,49	1,27	1,34	1,81	1,65	1,12	1,39
2007	1,07	1,34	1,31	1,24	1,99	1,52	1,42	2,10	1,95	2,69	1,45	1,12	1,60
2008	1,17	1,10	1,28	1,11	1,60	1,49	1,43	1,70	1,92	2,09	1,54	1,09	1,46
2009	0,95	1,41	1,55	1,26	1,41	1,56	1,18	1,30	1,33	1,99	1,42	1,04	1,37
2010	1,12	1,14	1,41	1,43	1,87	1,77	1,94	2,05	2,09	1,79	1,75	1,15	1,63
2011	1,03	1,12	1,29	1,26	1,60	1,68	1,71	1,67	1,71	2,42	1,30	1,06	1,49
2012	1,00	1,18	1,49	1,34	1,50	1,63	1,21	1,61	1,40	2,06	1,13	1,03	1,38
2013	0,99	1,17	1,36	1,18	1,63	1,77	1,33	1,64	2,02	1,80	1,56	1,09	1,46
2014	1,11	1,27	1,35	1,31	1,42	1,30	1,06	1,31	1,66	1,71	1,44	1,11	1,34
2015	1,17	1,23	1,36	1,27	1,15	1,32	1,17	1,18	1,32	1,70	1,62	0,94	1,29
2016	1,25	1,62	1,37	1,55	1,43	1,61	1,22	1,60	1,51	2,27	2,25	1,19	1,57
2017	1,17	1,50	1,40	1,46	1,76	1,71	1,45	1,72	1,95	1,79	1,97	1,07	1,58
2018	1,04	1,27	1,31	1,16	1,67	1,62	1,27	1,07	1,63	2,03	1,29	1,20	1,38
2019	1,29	1,38	1,49	1,32	1,59	1,37	1,17	1,43	1,92	2,33	1,25	1,01	1,46
PROMEDIO	1,09	1,30	1,38	1,28	1,57	1,58	1,37	1,52	1,82	2,07	1,53	1,08	1,46

⁵ Estos datos son poco fiables ya que no se cuenta con datos de mediciones propias en el lugar.

⁶ <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Según el Centro de Servicios de Tecnologías de Generación-CENPE-ICE, la zona más apta para generación con aerogeneradores es la zona alta en el Cerro los Ventisqueros a 3812 msnm; el cual se encuentra a 3,1 km del albergue; debido a la continuidad del viento en dicha zona. Esto valores registrados en dicho punto, son similares a los datos registrados en el albergue a una distancia de 10 metros del nivel del suelo (ver gráfico).

Gráfico 4.3 Velocidad del viento promedio por mes.



Esta similitud se debe a que la NASA realiza su mediación, utilizando una cuadrícula muy amplia de la zona; lo que ocasiona un margen de error mayor en los valores dados y por lo tanto la confiabilidad es baja para ser tomados en cuenta en un diseño. Dicha situación deberá estudiarse a fondo, mediante la utilización de un sistema de monitoreo en el lugar, que permita recoger información fiable para una ventana de tiempo considerable (mínimo unos dos años) que nos sirva de base para dimensionar el aerogenerador.

La baja velocidad del viento, en conjunto con la baja confiabilidad de los datos y el impacto visual que tendría un aerogenerador en el lugar, son las razones por la cuales no se considera este recurso energético en la arquitectura de la micro-red.

4.1.2.4. Alimentación por medio de una red eléctrica de distribución

El Albergue los Crestones al encontrarse dentro de un parque nacional y cerca del punto de mayor atracción, como es el cerro Chirripó, la disponibilidad de recursos energéticos

convencionales suministrados por medio de una red de distribución eléctrica en media tensión, es difícil de implementar.

Lo anterior debido a que el camino de acceso es un sendero para el tránsito de animales de carga y personas, incluso se hace imposible transitar con algún medio de locomoción tipo motocicleta, cuadríciclo o moto-mula, la cual podría ayudar con el transporte de los materiales para desarrollar el proyecto.

Analizando el caso de realizar una extensión de la red de distribución eléctrica, esta debe tomarse en cuenta que es una red con una longitud de 14,50 km aproximadamente de distancia; la cual deberá estar diseñada considerando las condiciones ambientales respectivas para la protección de la flora y fauna, así como evitando en lo posible la contaminación visual. Tendría un costo de inversión de 800 mil dólares, no se consideran los costos de operación y mantenimiento.

Dicha red debería utilizar en caso de ser aérea conductores aislados para la protección de la flora y la fauna, así como ser construido con postes de madera, existiendo probabilidad de afectación en el servicio eléctrico ya sea por daños de caída de árboles en la línea, socavación del terreno o derrumbes circundantes a los postes que sostienen la línea. El desarrollo de este tipo de red, podría generar una afectación visual grande para los turistas además de la dificultada para atender averías oportunamente en caso de presentarse.

Por otro lado, una red subterránea tiene la característica de ser menos susceptible a eventos de la naturaleza. Sin embargo, debido a las características del terreno, donde existen diferentes tipos de sustratos orgánicos, en algún momento se podría presentar una afectación relacionada con incendios forestales, como ya se ha dado, que lleguen a dañar el conductor. Además, de presentar un costo sumamente alto de 5 millones de dólares.

La utilización de una línea de distribución permitiría suministrar energía eléctrica al refugio de Llano Bonito, el cual se encuentra aproximadamente 7,5 km del punto inicial del sendero. La carga eléctrica instalada que podría tener el refugio no superaría los 20 kW, con un valor máximo de demanda de 10 kW, suponiendo la presencia de cargas eléctricas como un calentador eléctrico de agua (9 kW-12 kW), un calentador resistivo para la habitación (1,2 kW), una plantilla eléctrica (2,0 kW), un enfriador de alimentos (385 W), iluminación, algún equipo de sistema de entretenimiento como radio o televisor, entre otros.

En el caso del Albergue Los Crestones, actualmente tiene una carga que sobrepasa los 7 kW de demanda; sin embargo, considerando la extensión de una línea de distribución eléctrica, la carga que se instalaría en el albergue podría incrementarse hasta los 60 kW; considerando la introducción de equipos para calentamiento de agua (4 calentadores instantáneos de 12 kW), calentadores para habitaciones, equipos de cocción y refrigeración, así como lavado de ropa.

Asociado a ello, se podría tener la ventaja de albergar proyectos de investigación, así como mejorar los servicios de comunicación que se ofrecen en la zona; mediante la introducción de fibra óptica, así como la instalación de una radio base para la comunicación celular.

4.1.2.5. Recurso energético del grupo electrógeno

Al igual que el suministro de energía eléctrica por medio de red de distribución, la disponibilidad de recursos térmicos para generación ya sea por medio de combustible tipo Diésel, gasolina o gas licuado de petróleo (o similar); tiene un elevado costo; principalmente porque este debe acarrear en función de las necesidades del albergue.

Si se considera el uso de gas licuado de petróleo, su principal problema es el acarreo; sin embargo, al utilizar combustible líquido (Diésel o gasolina), este debe ser transportado en recipientes, las cuales, en su trasiego a caballo, pueden dejar residuos de combustible a lo largo del camino; así como en algún momento provocar problemas ambientales en la zona, asociado al alto riesgo de ignición por la volatilidad que presentan. Por otro lado, la eficiencia entre generadores es variable, siendo el generador a Diésel el que presenta un mejor rendimiento en relación con un generador de gas natural o licuado de petróleo⁷; por lo tanto, el consumo de combustible es menor, así como el sistema Diésel es más robusto y requiere menor mantenimiento que uno a gas.

4.1.3. Diagnóstico de los sistemas de generación Albergue Base Los Crestones

4.1.3.1. Análisis de situación actual

El Parque Nacional Chirripó, por su atractivo natural y biológico, está abierto a visitación turística controlada tanto para nacionales como para turista extranjero, durante ciertos lapsos del año; siendo uno de los mayores atractivos el escalar hasta el Cerro Chirripó. Es por ello, que con la finalidad de ser visitado tanto por turismo profesional como de aventura y promover una mayor visitación a varios de sus atractivos locales, se cuenta con un Albergue para el hospedaje de los visitantes, así como centro de operación para los guardaparques. Este Albergue como cualquier albergue destinado a alojar turistas; tiene la necesidad de contar con los requerimientos mínimos para garantizar el confort de los residentes como de los visitantes temporales.

Debido a la ubicación alejada desde el último pueblo cercano y al ser un área natural protegida, se hace difícil el desarrollo de proyectos que garanticen condiciones mínimas como electrificación y suministro de agua.

Desde el punto de vista energético; el acceso a la electrificación por medios convencionales y propiamente mediante conexión a la red eléctrica es muy difícil debido a los altos costos de inversión (más de 14,5 km de línea monofásica), dificultad en el acceso (no se cuenta con caminos transitables por vehículos convencionales), el gran impacto a la flora y fauna que puede causar el desarrollo de un proyecto de este tipo, impacto visual; tiempos de respuesta para la

⁷ Consumo de combustible planta Diesel de 15 kW: 5,53 l/h
Consumo de combustible planta a Gas de 22 kW: 13 l/h

atención de averías muy grandes, entre otros; lo cual hace poco viable su implementación.

Aprovechando la ubicación y el relieve del terreno, el Albergue Base Crestones ha contado con dos fuentes puntuales para abastecer su demanda energética para las dos temporadas climáticas del año: solar e hídrica, usándose alternadamente durante la mayor parte del año.

Sin embargo; debido a la variación climática y necesidades de calentamiento de agua, calefacción, cocción entre otros; se hace necesario complementar dicho esquema con la utilización del recurso térmico para la cocción de los alimentos; principalmente con gas licuado de petróleo (GLP) y Diésel para la generación de electricidad en ciertos momentos del día en ausencia de los anteriores.

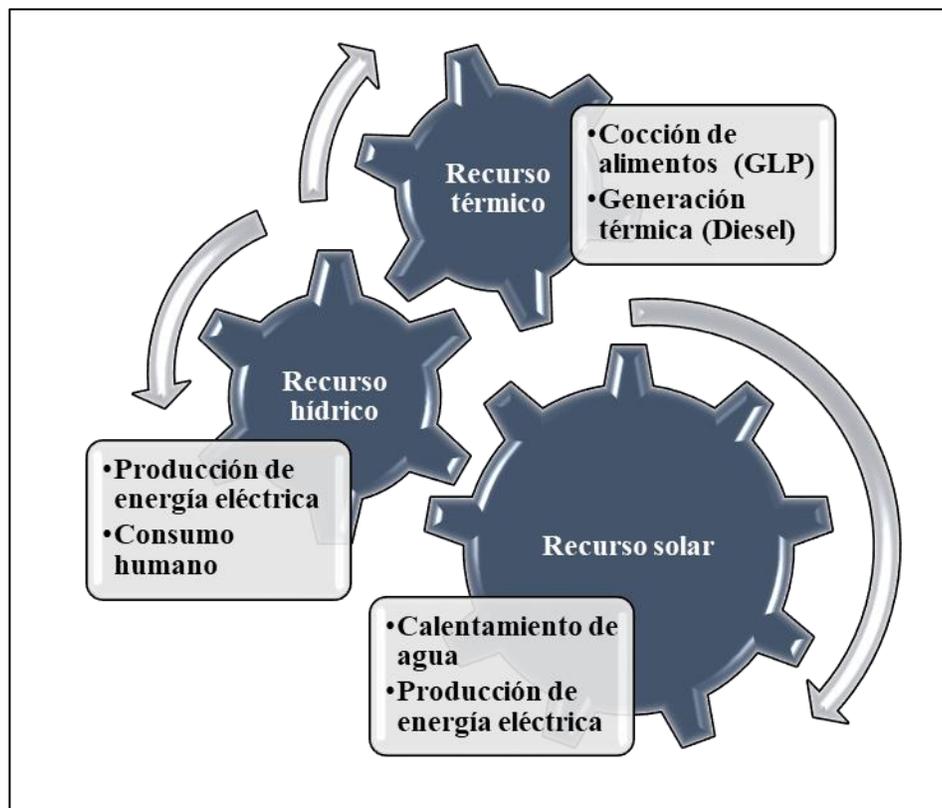


Diagrama 4.2 Recurso energético disponible actualmente, Albergue Base Crestones, Parque Nacional Chirripó.

A continuación, se analizarán las fuentes de generación de energía eléctrica, disponibles en el albergue; tanto desde el punto de vista operativo como desde el punto de vista de los elementos que la constituyen, con la finalidad de determinar su estado actual, la factibilidad de poderlas integrar como una micro-red, controlada por un SGE operando el despacho inteligentemente según la disponibilidad del recurso y los costos que conlleva producirla.

4.1.3.2. Sistema fotovoltaico para generación de energía eléctrica

El sistema fotovoltaico para generación de energía eléctrica que posee el albergue data del año

1998 en adelante. Dicho sistema fue suministrado por el Instituto Costarricense de Electricidad, el cual presentó serias limitantes para abastecer todas las necesidades del albergue. El arreglo del sistema de generación fotovoltaica estuvo compuesto de módulos independientes instalados a lo largo de todo el albergue; divididos en las siguientes zonas:

- a. **Zonas de cuartos y baños:** en estas zonas, el módulo fue dimensionado para abastecer de iluminación durante cierta cantidad de horas al día; principalmente en la noche; para lo cual se le adicionaron sistemas de control para el encendido y apagado de las luces. Su operación fue en corriente continua; a una tensión de 12 V.
- b. **Zonas comunes:** estos módulos fueron dimensionados para abastecer de energía eléctrica para iluminación, cargar equipos de comunicación (celulares) y cargas en corriente continua. Sus tensiones de suministros eran en 12 V en corriente continua y 120 V en corriente alterna, suministrado por medio de un inversor CC-CA. Su capacidad era limitada y el fin primordial es la iluminación.
- c. **Zona de Guardaparques:** fueron módulos más robustos, los cuales tienen la característica de abastecer de energía eléctrica para la utilización en equipos de comunicación (por ejemplo, radio de comunicación, V-STAT, Telefonía Satelital); iluminación, así como necesidades básicas de entretenimiento. A su vez, existió la capacidad para alimentar un equipo de lavado por la robustez del sistema. Sus tensiones de suministros eran en 12 V en corriente continua y 120 V en corriente alterna, suministrado por medio de un inversor CC-CA.

Estos sistemas como se mencionó son aislados, con diferentes tensiones de utilización, la red eléctrica no cumple con los requerimientos mínimos establecidos en el Código Eléctrico Nacional. En cuanto a la antigüedad de los sistemas, estos rondan entre 10-20 años; dependiendo del tipo de componente; ya que se les ha dado mantenimiento y cambio de ciertos elementos por parte del ICE.

Sin embargo, actualmente dichos módulos están en su mayoría fuera de operación, dañados y no cuentan con las condiciones de poder integrarse a una micro-red, por lo cual, deberán ser retirados al implementar el sistema fotovoltaico con almacenamiento para la conformación de la micro-red.

Finalmente, en el mes de setiembre del 2020 se instaló un sistema de generación fotovoltaica el cual está destinado a abastecer la demanda energética de los aireadores del sistema de tratamiento de aguas residuales; cuya capacidad es de 1.400 Wp. A continuación, se describirán los componentes que conforman los módulos individuales de generación de energía fotovoltaica.

4.1.3.2.1. Módulo solar

Los módulos solares instalados para la generación de energía solar utilizada en el albergue tienen una vida media que ronda entre 10-20 años. Su valor nominal de potencia ronda los 75 Wp a 125 Wp, con eficiencias que no superan el 12%. Son módulos fotovoltaicos

monocristalinos/policristalinos, los cuales tienen una vida media de 20 años, cuyos fabricantes eran Siemens Solar, Shell Solar entre otros.

La tensión de generación nominal es de 13,8 V CC y cuentan con cuadro de diodos para protección contra flujo inverso del sistema al panel. Estos paneles actualmente deben ser reemplazados primeramente porque ya su eficiencia ha decaído durante los años, asociado a la existencia en el mercado de paneles monocristalinos y policristalinos con potencias incluso que rondan 500 Wp, eficiencias superiores al 22% y tamaños similares a los instalados, lo que permitiría una generación mayor por m² de superficie de techo.

Por otro lado, los módulos instalados para abastecer de energía eléctrica al sistema de aireación de la planta de tratamiento de aguas, está constituido por 4 módulos fotovoltaicos, del tipo monocristalino de 350 Wp con una eficiencia del 19%.



Figura 4.3 Albergue Base Crestones donde se muestran los módulos fotovoltaicos, así como colectores solares.

4.1.3.2.2. Acumuladores de energía eléctrica

Con la finalidad de abastecer las necesidades energéticas en horas nocturnas, los sistemas cuentan con acumuladores de energía para suministrar la energía. Los acumuladores de energía que están en el albergue son del tipo gel de ciclo profundo, así como de ácido-plomo. Las tensiones de suministro son de 12 V CC así como 6 V CC, con capacidades que rondan los 110 Ah hasta 483 Ah. Dichas baterías son de las marcas EverExceed (modelo es180-12g), Trojan

modelo L16HAC-6V-493Ah@100h-2,89kWh, así como SYSCOM del tipo ácido- plomo sellada, modelo ASBP110A-12V-110Ah.

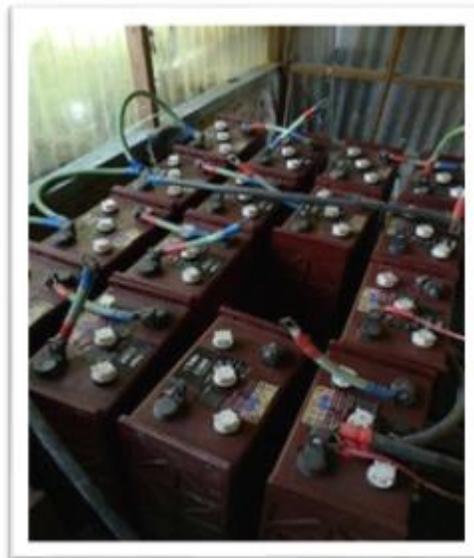
Estos elementos tienen una antigüedad variada, la cual puede rondar entre 5 a 10 años y la mayoría se encuentran fuera de operación o desconectados del sistema original, es por ello que no se toman en cuenta para integrarlos al sistema de almacenamiento de la micro-red debido a que ocasionarían pérdida de capacidad de almacenamiento y actividades de remplazo prematuro. A continuación, se muestran imágenes de los acumuladores de energía mencionados.



Acumulador Syscom



Acumulador EverExceed



Acumulador Trojan

Figura 4.4 Tipos de acumuladores de energía existentes en el Albergue.

4.1.3.2.3. Reguladores de carga

Los reguladores de carga, como su nombre indica sirven para regular la capacidad de carga y descarga de la batería, protegiéndola de descargas severas que impidan recuperar su capacidad en el corto tiempo, así como impidiendo una sobrecarga que le llegue a ocasionar un daño a dicho elemento. Cada módulo instalado posee su regulador de carga, el cual en su mayoría son de la marca MORNINGSTAR en sus modelos SUNSAVER MPPT, SUNSAVER, ProSTAR, SR8 de STECA, Flexmax de Outback (MPPT). Estos equipos usan tecnología de Modulación de Ancho de Pulso PWM⁸ o Seguimiento del Máximo Punto de Potencia (MPPT⁹) para controlar la carga de la batería.

⁸ Un regulador PWM (Modulación por anchura de pulsos) sólo dispone en su interior de un Diodo, por tanto, los paneles solares funcionan a la misma tensión que las baterías solares. La energía a un lado y al otro del regulador es la misma, con los valores de tensión y corriente iguales. Esto hace que los módulos no trabajen en su punto de máxima potencia, sino en el que impone la batería según su estado de carga, produciendo una pérdida de potencia, que puede llegar hasta el 25-30%. El regulador PWM es capaz de llenar por completo la batería gracias a que introduce la carga de forma gradual, a pulsos de tensión, en la fase de flotación, fase de llenado último de la batería. Así, la corriente se va introduciendo poco a poco hasta que **la batería se llena de manera óptima y estable.**

⁹ Un regulador MPPT o maximizador solar dispone, además del diodo de protección, de un convertidor de tensión CC-CC y de un seguidor del punto de máxima potencia. Esto le permite dos cosas:

- El convertidor de tensión CC-CC (de alta tensión en el campo fotovoltaico a baja tensión en las baterías) permite trabajar a tensiones diferentes en el campo fotovoltaico y en las baterías.
- El seguidor del punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés) adapta la tensión de funcionamiento en el campo fotovoltaico a la que proporcione la máxima potencia.

Por tanto, en un regulador MPPT la energía que entra y sale del regulador es la misma, al igual que en los reguladores PWM, pero la tensión y la corriente son diferentes a un lado y a otro. Con ello se consigue aumentar la tensión del panel solar y aumentar la producción solar en hasta un 30% respecto a los reguladores solares PWM. Aunque también son más caros los reguladores solares MPPT, al poder trabajar a tensiones más elevadas en el campo fotovoltaico, se reducen las pérdidas energéticas ocasionadas con bajas tensiones (como las pérdidas son proporcionales a la corriente, a menor corriente, menores pérdidas), haciendo que los reguladores MPPT sean especialmente indicados para potencias fotovoltaicas elevadas, dónde se busque generar el máximo de energía.



Regulador de Carga Outback, Modelo Flexmax-80



Regulador de Carga Steca modelo SR8



Regulador de Carga ProStar-Mornigstar

Figura 4.5 Reguladores de carga existentes en el Albergue.

Dichos reguladores, en su mayoría no podrían ser utilizados para integrarse a la micro-red ya que fueron concebidos para operar en sistemas aislados, carecen de comunicación, a su vez que son propiedad del ICE.

4.1.3.2.4. Inversor CC-CA

Los inversores de potencia utilizados en los sistemas fotovoltaicos existentes en el albergue se encuentran ubicados principalmente en la zona de guardaparques, con la finalidad de suministrar energía eléctrica en corriente alterna para las necesidades de dichos colaboradores. Estos inversores tienen potencias que superan los 2000 VA c/u, utilizando modelos de las marcas MAGNUM ENERGY y OUTBACK POWER. El inversor OUTBACK POWER es modelo GFVX3524, el cual presenta la capacidad de fungir como inversor y cargador, con una potencia nominal de 3500 VA continuos con una tensión de salida a 120V@29,24A@60 Hz y una eficiencia del 92%. Por otro lado, el equipo MAGNUM ENERGY, modelo MagnaSine, MS2812, con funcionalidad de inversor-cargador, tiene una potencia nominal de 2800W@120V con una eficiencia del 90%. Estos equipos poseen una antigüedad menor a los 10 años, siendo el inversor Magnum Energy el más antiguo en su instalación y equipo Outback Power con una vida media de 5 años. Ambos equipos fueron diseñados para actuar conectados a una red eléctrica, por lo cual eventualmente pueden ser tomados en cuenta en el futuro diseño.



*Inversor Magnum Energy
Modelo Magnasine MS2812*



*Inversor OutBack Power
Modelo GFVX3524*

Figura 4.6 Inversores instalados en el Albergue.

4.1.3.2.5. Sistema de control

Además de los elementos mencionados, algunos módulos vienen equipados con un sistema de control para la entrega de energía en corriente continua, del tipo Logo modelo 12 RC de la marca Siemens, el cual evita la operación del sistema en horas innecesarias evitando la descarga

de los acumuladores de energía.



Figura 4.7 Módulo Fotovoltaico con sistema de control tipo LOGO modelo 12RC, marca Siemens.

En resumen, se tiene lo siguiente relacionado con los sistemas de generación fotovoltaica:

- La mayoría de los elementos que componen los sistemas de generación fotovoltaica presentan una antigüedad variada, donde algunos superan su vida media.
- Los sistemas están organizados de forma separada, lo que hace difícil organizarlos en uno solo grupo para integrarlos a una micro-red.
- La instalación eléctrica está desarrollada de forma individual para cada módulo instalado, siendo su nivel de servicio en corriente continua a 12V.
- Las eficiencias y la capacidad de los paneles solares son bajas, limitando la capacidad de generación por unidad de superficie respecto a los sistemas actuales.
- Los módulos de control/regulación carecen de elementos de comunicación que permitan ser utilizados para integrarlos en una micro red y poder tener control de su generación y capacidad de almacenamiento.
- Los acumuladores de energía deben ser remplazados debido a que ya cumplieron con su vida media y no mantienen la energía eléctrica que se les entrega para almacenar.
- Por tanto, los elementos existentes en el sitio no se pueden considerar dentro de la estructura de la micro-red, a excepción del sistema fotovoltaico que alimenta los aireadores.

4.1.3.3. Micro-central Hidroeléctrica Chirripó

La micro-central hidroeléctrica del Chirripó (también conocida como Proyecto Hidroeléctrico

El Páramo, nombre denominado por el ICE) fue conceptualizada durante el año 2003, por el Programa de Electrificación Rural con Fuentes Renovables de Energía del Instituto Costarricense de Electricidad. Este proyecto tenía la finalidad de complementar el sistema de generación de energía solar, el cual presentaba limitantes en el suministro de energía eléctrica para las necesidades del albergue.

La micro central hidroeléctrica, fue construida en el año 2009, por medio del ICE, aprovechando las aguas del Rio Talarí, el cual, nace en las cercanías del Valle de los Conejos (a 2,3 km del albergue). Dicha micro central originalmente fue diseñada tomando en cuenta un caudal mínimo de 100 litros por segundo ($0,1 \text{ m}^3/\text{s}$) y una diferencia de altitud de 22,6 metros, lo que dio como resultado un valor de potencia nominal de 15,5 kW para el sistema generador. Dicho diseño contemplaba la colocación de dos unidades generadoras de 7,9 kW de capacidad, equipadas con un tren impulsor del tipo Banki o flujo Cruzado¹⁰



Figura 4.8 Ubicación de las obras del Proyecto Hidroeléctrico El Páramo-Parque Nacional Chirripó.

La canalización del agua se realizó mediante el represamiento del río por medio de la colocación de una presa transversal del tipo gravedad con dimensiones de 2,5 m de altura por 8 m de cresta, con su respectivo desarenador, donde la toma de agua se ubica al lado derecho y la tubería de descarga de fondo en el lado izquierdo. La toma de agua posee dimensiones de 1,32 m x 1,32 m x 2 m, saliendo la tubería que alimenta la turbina, con una longitud de 152 m en el primer

¹⁰ Informe de Factibilidad para la Instalación de una Microcentral Hidroeléctrica, Centro Ambientalista El Páramo, Parque Nacional Chirripó. Centro Nacional de Planificación Eléctrica, Centro de Servicios de Tecnologías de Generación. Febrero 2003.

tramo, 20 cm de diámetro, y el tramo final con una longitud de 54 m y 25 cm de diámetro.



Figura 4.9 Sitio de presa. Proyecto Hidroeléctrico El Páramo-Parque Nacional Chirripó.

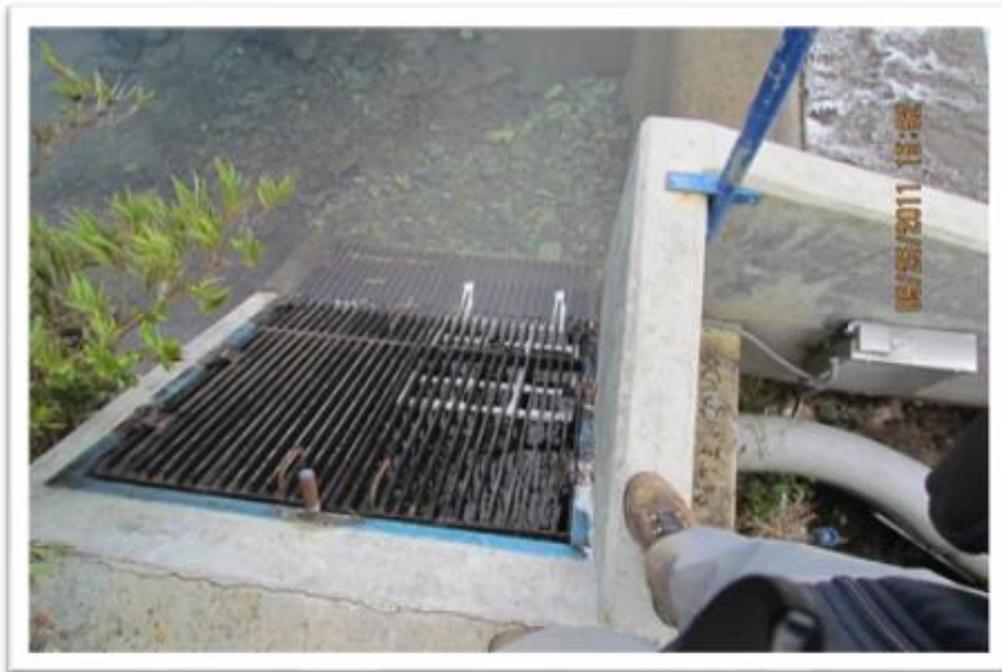


Figura 4.10 Sitio de presa. Desarenador con toma de agua. Proyecto Hidroeléctrico El Páramo-Parque Nacional Chirripó.

El generador instalado es un generador síncrono, de la marca **MARATHON ELECTRIC**, modelo **MAGNAPLUS 284 PDLI 508**, con una velocidad sincrónica de 1800 rpm@60Hz, trifásico, con una capacidad nominal de 35 kW (44 kVA) 240V/480V conexión estrella. Basados en que los equipos en el albergue son monofásicos, el generador fue configurado monofásicamente, disminuyendo su capacidad nominal aproximadamente a 15¹¹ kW.



Figura 4.11 Generador de la micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.

La turbina utilizada como impulsor es del tipo Flujo Cruzado o tipo Banki, sin sistema automático de regulación del caudal, generando en función de la apertura de la válvula mecánica, el caudal disponible en ese momento y la carga conectada. La turbina está acoplada indirectamente al generador por medio de correas o fajas en “V”. Dicha turbina posee un eje central, el cual está auto soportado por dos cojinetes del tipo rol con sistema de lubricación interna y en el extremo derecho se encuentra la polea con dos ranuras en “V” para transmitir la fuerza al generador, como se muestra en la figura 4.13.

¹¹ Reporte de Pruebas de la Turbina de Flujo Cruzado del P.H. El Páramo. Laboratorio Hidráulico –CSD; Área de Ingeniería Hidráulica, Centro de Servicio Diseño UEN PySA. Marzo 2006.

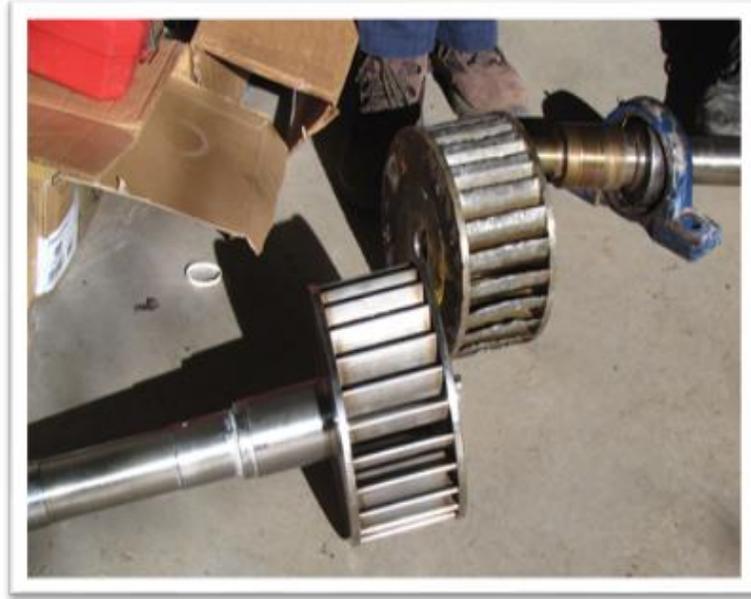


Figura 4.12 Turbina de flujo cruzado o banki, micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.



Figura 4.13 Sistema de transmisión de fuerza, micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.

En la figura 4.12 se muestra la turbina que impulsa al generador, la cual ha sido cambiada en setiembre del 2011 (relacionada con el primer mantenimiento preventivo a profundidad que se le realizó debido al daño que había sufrido la turbina original, así como una torsión en el eje, provocando una disminución en la eficiencia, un desbalance en el sistema y un desgaste en la voluta) y en marzo del 2021. Estas reparaciones/cambio de la turbina, están relacionados con el

ingreso de piedras al sistema por la incapacidad de filtrado que presenta la rejilla colocada en el desarenador. En marzo del 2021, se realiza un nuevo mantenimiento parcial al sistema impulsor ya que presentaba daño considerable en los alabes, provocando una disminución de la eficiencia del equipo generador. Dicha turbina, fue reparada, así como basados en el diseño original, se construyó otra para tener un elemento de repuesto en caso de daño. Además, se procedió a corregir el problema de ingreso de piedras a la tubería, mediante la colocación de una rejilla tipo “jordomex” y limpiar la tubería la cual presentaba sedimento que le restaba capacidad en el suministro de agua.

Como se indicó anteriormente, el sistema de generación no cuenta con un regulador de caudal automático que permita variar el ingreso de agua en función de la variación de la carga, sino que en su defecto posee una válvula de compuerta con accionamiento de color rojo la cual mecánicamente permite variar la cantidad de agua que ingresa al sistema de generación. Esta situación dificulta realizar un manejo adecuado del recurso hídrico, el cual cuando se acerca la época seca, impide utilizar adecuado el agua en la presa para generar según los requerimientos de la carga. Además de esta válvula, existe una válvula de cierre de emergencia (color gris) para el cierre repentino para evitar el embalamiento del generador, estas válvulas se muestran en la figura 4.14. El modelo de la válvula para el cierre de emergencia es de marca **Thomson and Howe Energy SystSGE (THES) SMALL HYDRO CONTROLS**, modelo **SL**.



Figura 4.14 Válvula de cierre de emergencia y válvula para el control del suministro de agua. Micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.

Además, el sistema no cuenta con elementos de medición de nivel de agua para el embalse, lo que propicia que no se puede manejar el recurso energético adecuadamente por parte de los usuarios (por ejemplo, ir sacando carga para poder abastecer el consumo de los equipos críticos para la operación del albergue y evitar el uso de recursos de generación complementaria como lo es el generador termoeléctrico)

Al no existir un sistema de válvula automática para la regulación del caudal (electroválvula) que ingresa a la turbina y con ello generar según las necesidades energéticas, se tiene un sistema de control de carga del tipo resistivo, funcionando mediante un sistema de control, que conecta o desconecta resistencias eléctricas en función de la carga demandada por el albergue, ver figura 4.15.

La energía consumida por las resistencias genera calor el cual es disipado por el banco de resistencias, compuesto por 6 unidades cuya potencia nominal ronda 1,5 kW o 9,0 kW de potencia resistiva en total. El banco de resistencias fue ubicado en el canal de desfogue de agua de la turbina, permitiendo la disipación del calor, y cumpliendo la función encomendada. Desde el punto de vista de control del banco de resistencias, el sistema se ubica en el **Tablero T3**, marca **THES SMALL HYDRO CONTROLS modelo D6**, compuesto internamente por una serie de contactores que manejan las resistencias.

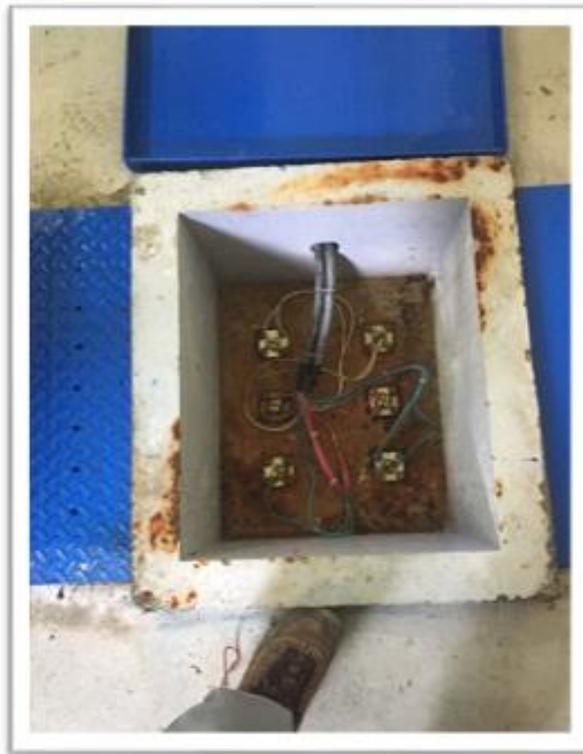


Figura 4.15 Banco de resistencias para regulación de carga. Micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.

Por otro lado, en el mismo Tablero T3, se encuentra el gobernador de carga electrónico **THES SMALL HYDRO CONTROLS modelo A2**. El gobernador de carga electrónico contiene en su interior un transformador de tensión, que reduce la tensión de 240V CA a 16V CA, el sistema de gobernación de frecuencia y carga, el cual, la regulación la logra por medio de la selección de un dip switch de cuatro selectores, permitiendo variaciones de frecuencia que van desde ½ Hz hasta 4 Hz.

Adicionalmente se tienen dos toroides, así como dos indicadores análogos para el control de frecuencia eléctrica y porcentaje de carga. Desde el punto de vista de comunicación, la tarjeta electrónica posee un puerto tipo paralelo por donde se envía la información a los elementos de indicación de frecuencia, carga, así como las luces piloto, sin embargo, no se observan explícitamente puertos de comunicación del tipo RJ11, RJ45, ethernet o serial, disponibles para comunicar con algún sistema de control externo. Existe además un indicador de frecuencia analógico marca **THES modelo A**. El gobernador descrito se muestra en la siguiente figura.

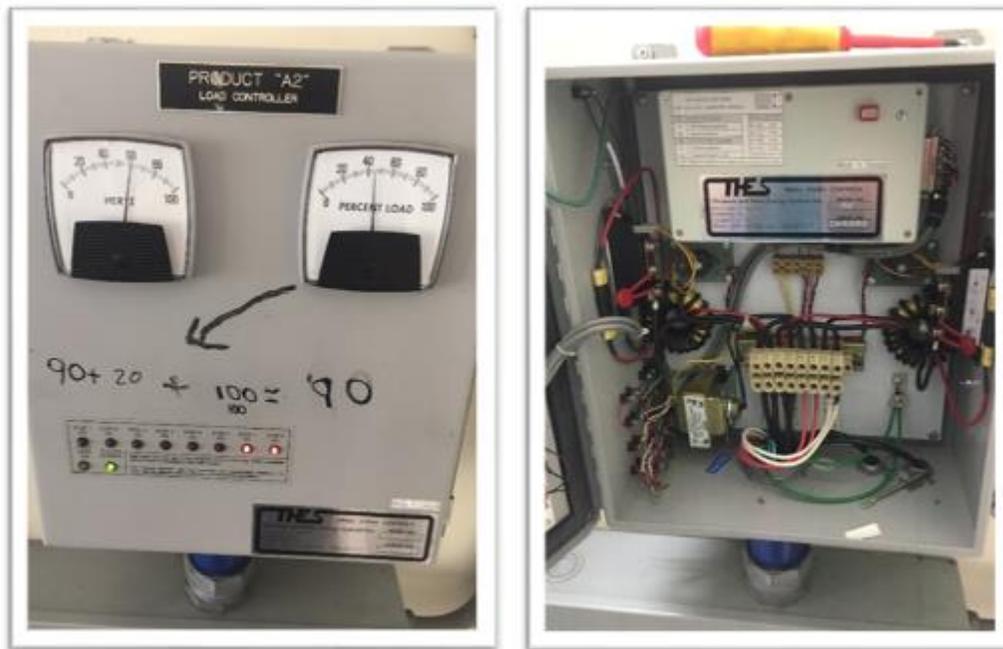


Figura 4.16 Regulador de carga, Thomson and Howe Energy SystSGE Inc. (THES) modelo A2. Micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.

Finalmente, está el tablero donde se ubica el visualizador de parámetros eléctricos, las luces de Falla General, de operación, falla de velocidad tanto sobre velocidad como baja velocidad, el horímetro así como el botón de paro de emergencia, ver figura 4.17. En el caso del visualizador de los parámetros eléctricos, este es marca **FANOX** modelo **EMM-4** con capacidad para desplegar los parámetros trifásicos de un generador, relacionados con la tensión de línea y fase, corriente, factor de potencia, potencia eléctrica, aparente, reactiva.

Este elemento no es un medidor/registrador como tal, ni posee capacidad de comunicación ni

terminales para entrada/salida de señales digitales. Internamente se tiene un cargador de baterías marca **IOTA Engineering**, modelo **DLS-27-15**, el cual entrega una tensión entre **23,77-27,99 VCC@15A.**, permitiendo mantener la tensión de la batería para operación inicial del sistema. Además, se observan dos transformadores de corriente marca **FANOX** modelo **CT20** cuya relación es 60/5 para el censado de la corriente, así como dos relés de tensión de fase, **FANOX** modelo **UID-115 90-135V@50-60Hz**, con los respectivos selectores de tensión mínimo-máximo y el selector de tiempo de disparo.

También, se observa dos elementos de protección del generador: un relé de control de temperatura por termistancias **FANOX** cuya función es proteger al generador ante una elevación de temperatura ya sea por insuficiente ventilación, así como un relé de frecuencia **FANOX modelo H**, seleccionado en 60 Hz como frecuencia de operación, con una ventana de variación de ± 2 Hz.

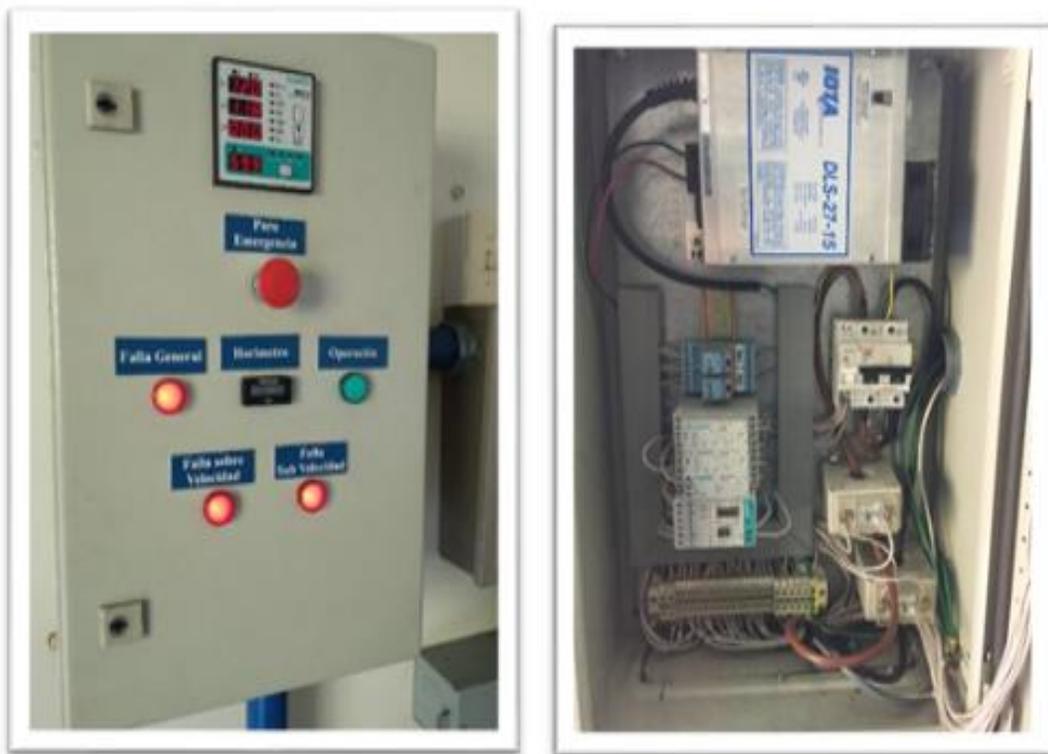


Figura 4.17 Tablero de indicadores y relés, micro-central hidroeléctrica El Páramo-Chirripó.

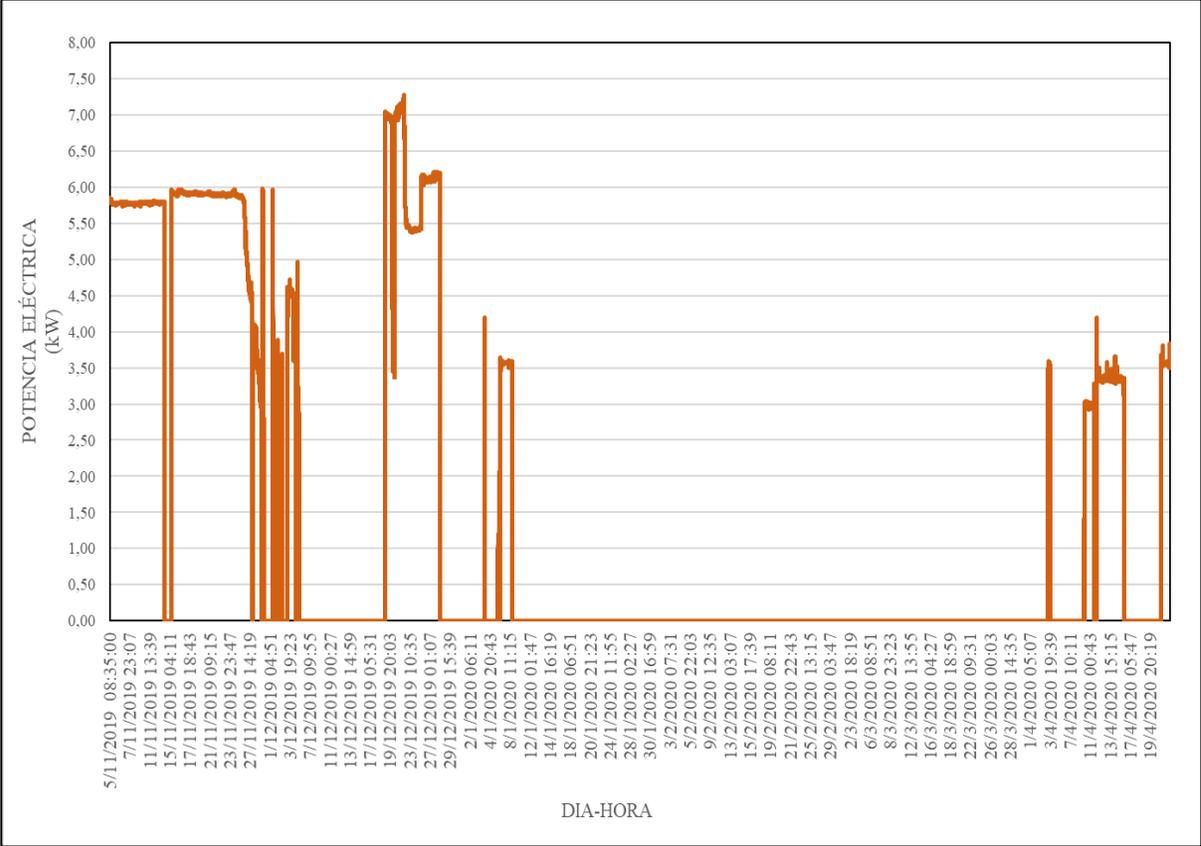
Desde el punto de vista de capacidad de generación, basados en la medición realizada durante alrededor de 5 meses, propiamente desde noviembre del 2019 hasta mediados de abril del 2020, mediante el registro de los parámetros de potencia activa generada en intervalos de integración de 1 minuto, siendo noviembre-diciembre del 2019, las mediciones válidas para analizar la generación de la máquina.

Es importante recordar que el control de carga se realiza por medio de disipación de energía con resistencias, por lo cual, el generador debería generar a su máxima capacidad considerando que el embalse tenga suficiente volumen de agua almacenada y la válvula de apertura este abierta a su máxima capacidad.

En la siguiente gráfica se puede observar que durante la mayor parte del mes de noviembre del 2019 la potencia generada ronda los 5,9 kW, comenzado a decaer los últimos días de noviembre y prácticamente deteniéndose a partir del 05 de diciembre del 2019.

A partir del 19 de diciembre del 2019 nuevamente se da una reactivación del generador, donde el valor de potencia promedio ronda los 7,2 kW, hasta llegar al día 23 de diciembre, donde se da un decremento a 6,2 kW para dejar de generar el 27 de diciembre del 2019.

Gráfico 4.4 Curva de Generación-Generador Hidroeléctrico P.H. Páramo.



Este incremento en la generación está relacionado con la limpieza que se realizó al desarenador, la tubería de agua y revisión de la turbina, ya que se encontraba con presencia de materiales del tipo arena y pequeñas piedras. Esta situación se da por la incapacidad que presenta el desarenador de evitar el ingreso de materiales, ocasionando además daño en los alabes, desgaste del rodete, así como de la voluta.

Para finalizar, se concluye respecto a la micro-central hidroeléctrica lo siguiente:

- Los sistemas de control y actuación de la micro-central hidroeléctrica no poseen ningún puerto de comunicación ya sea del tipo RS-232, RS-485, Ethernet, que permita manejarla remotamente mediante un SGE
- La regulación de carga del generador se hace mediante la disipación de potencia por medio de resistencias, no así mediante un sistema de regulación de caudal que opere automáticamente, permitiendo reducir o aumentar el volumen de agua, en función de la demanda de la carga y con ello hacer un manejo del volumen almacenado en momentos de baja disponibilidad, con lo cual se permitiría aprovechar el recurso de una manera eficientemente.
- Se carece de un sensor de nivel en la represa que permita monitorear la capacidad de agua almacenada y establecer acciones para controlar la operación del generador e incluso poder manejar adecuadamente los recursos energéticos al integrarlo a una micro-red.
- Existe ingreso de material (piedras, arena, tierra) a la tubería, por medio del desarenador, los cuales llegan a depositarse en la tubería, restándole capacidad de generación al sistema y eficiencia al generador. Esto debe ser mejorado principalmente por el daño que sufre el sistema impulsor.
- Debido a que el recurso del agua es escaso principalmente en épocas de poca precipitación, se recomienda valorar incrementar la capacidad de almacenamiento de agua ya sea mediante un incremento en la altitud de la presa o mediante el uso de un sistema de compuertas abatible, las cuales durante época de invierno se puedan eliminar para permitir el flujo libre de agua, lo que evitaría el daño al embalse/presa en caso de cabezas de agua y permitiría mantener un caudal natural.
- La capacidad nominal de generación es de 35 kW@0,80 trifásicamente 240V/480V, sin embargo, este se encuentre configurado monofásicamente para entregar una tensión de 120V entre vivo y neutro y 240V entre líneas. Basados en las indicaciones del fabricante¹², al conectar el generador en dicha configuración la potencia se reduce en un 50%, es decir entregaría 17,5KW@0,80 a una tensión de 120V/240V. Según los datos indicados en el reporte de las pruebas de laboratorio¹³, el generador entrega 20 kW@100 litros/segundo, sin embargo, en la realidad está entregando 9,0 kW¹⁴ debido a la

¹² Manual de Mantenimiento Generadores Marathon SB504S; conexión en Monofásica ya sea Delta Doble 120V/240V ó Zig Zag Bajo.

¹³ Reporte de Pruebas de la Turbina Versión 4 de Flujo Cruzado del P.H. El Páramo. Laboratorio Hidráulico – CSD; Área de Ingeniería Hidráulica, Centro de Servicio Diseño UEN PySA. Julio 2007.

¹⁴ Valor obtenido de la medición puntual realizada en mayo 2021, debido al mantenimiento ejecutado en la limpieza del desarenador y la tubería de conducción; cambio, montaje y alineación de la turbina. De esta medición solo se tienen datos puntuales ya que no se contaba con suficiente caudal en su momento para obtener un perfil más amplio de generación.

limitante en el conjunto turbina-generator, trabajando a una eficiencia del 51,4%.

- El equipo de medición es muy limitado en capacidades técnicas y de comunicación, por lo cual, se debe analizar la opción de adicionar un equipo de medición con capacidad de comunicación (puerto ethernet, RS232/RS485), grabación de perfiles para los parámetros de tensión, corriente, factor de potencia, potencia eléctrica y demanda. Asociado a ello, que tenga integrados puertos I/O para ciertos mandos de control. El costo promedio de un dispositivo de este tipo, ronda los \$3500 dólares y permitiría monitorear externamente el comportamiento de la generación, tomando en cuenta su comunicación mediante ethernet y la integración a la red de comunicaciones que se debe implementar.
- Para finalizar, si se desea integrar la micro-central hidroeléctrica como parte de una micro red, se debe primero idear la manera de colocar un sistema de control tipo PLC, que recoja todas las señales/valores de los parámetros del generador, con la finalidad de generar acciones de control derivadas del SGE que operaría la micro red. Por otro lado, se debería analizar una mejora al elemento impulsor (turbina, voluta, elementos de transmisión de fuerza) para incrementar la eficiencia actual que presenta el conjunto generador/turbina, así como realizar las mejoras al desarenador evitando el ingreso de materiales a la tubería, las cuales les resta igualmente capacidad de generación al generador.

4.1.3.4. Sistema de generación electrógena

El generador electrógeno de respaldo que cuenta el albergue es un generador Diésel de capacidad de 13 kW a un factor de potencia unitario. La marca de este generador es Olympian (Caterpillar Overseas S.A.), modelo GEP11SP-2, fabricado en el año 2006. La tensión que entrega es 120V/240V, monofásico@60Hz entregando 54 amperios y una velocidad sincrónica de 1800 rpm. En cuanto a las condiciones de operación, los datos de placa indican que la temperatura máxima de operación es de 25°C y una altitud máxima de 1524 metros.

Tomando en cuenta que la altitud a la cual se encuentra el Albergue Base Crestones, la cual es de 3564 metros y el generador fue diseñado para operar como máximo a 1524 metros, superando en 2040 metros respecto a las condiciones máximas de operación, la potencia máxima del generador se ve reducida por el factor de “desclasificación de potencia” en promedio de un 3% por cada 500m¹⁵ sobre la altitud máxima de operación. Para el caso en estudio, se superan los 2000 metros, lo cual indica que la potencia del generador Diésel se ve reducida un 12%, es decir, el generador pasa de 13 kW a entregar una potencia máxima de 11,44 kW. (reducción de un 1,56 kW).

¹⁵ Tomado de: <https://genesalenergy.com/comunicacion/articulos/temperatura-y-altitud-como-afectan-a-la-potencia-de-un-generator/#:~:text=La%20altitud%20afecta%20sobre%20todo,potencia%20de%20hasta%20un%2010%25>.



Figura 4.18 Grupo electrógeno. Base Crestones Parque Nacional Chirripó.

El grupo electrógeno es operado en época seca, durante 7 horas al día, principalmente de 4 am- 7 am; 11 a.m. a 12 p.m. y de 6 pm- 8 pm, ya que la finalidad es satisfacer necesidades básicas como son iluminación, comunicación, así como necesidades propias de la gestión de los guardaparques. El abastecimiento del combustible se realiza por acarreo con bestias mediante pichingas, el cual debe realizarse con mucho cuidado para evitar derrames del producto que puedan causar afectación al medio ambiente.

Por otro lado, la vida actual del generador ronda los 14 años, por lo cual se debe analizar de continuar con su operación hasta finalizar su vida útil y después cambiarlo por un generador más eficiente que genere menos impacto al medio ambiente, menos ruido y se ajuste a las necesidades actuales principalmente enfocado a operar integrado a una micro-red.



Figura 4.19 Datos de placa grupo electrógeno. Base Crestones Parque Nacional Chirripó.

En cuanto a los elementos de control, la transferencia de carga se hace manualmente mediante dos interruptores termo magnéticos de 60 amperios, el cual alimentan un centro de carga de 8 espacios que abastece diversas cargas ubicadas en el área administrativa.

Además de carecer de transferencia automática, no se observa un sistema de sincronización para operarlo en conexión a una red de distribución, así como puertos de comunicación que permitan operarlo mediante un SGE, esta situación se relaciona en que la planta es antigua y fue adquirida sin considerar su conexión a una micro red.



Figura 4.20 Transferencia eléctrica grupo electrógeno. Base Crestones Parque Nacional Chirripó.

En cuanto al rendimiento del sistema, se tiene un consumo de 4,7 litros por hora operando en modo Standby, 4,3 litros por hora en modo Prime, a una cargabilidad de 100%, 3,5 litros/hora en modo Standby y 3,2 litros/hora en modo Prime a un factor de carga del 75%.

En resumen, se tiene que:

La operación del generador es fundamentalmente en época seca, con las condiciones actuales. En el caso de desarrollar el proyecto de micro-red, el generador electrógeno respaldará en condiciones extremas de fallo de las fuentes base de generación como son la hidroeléctrica, la solar y el almacenamiento de energía que se pretende instalar, es por ello que se recomienda utilizarlo hasta que se cumpla su vida útil, momento en el cuál, se debe analizar la sustitución por uno de similar capacidad,¹⁶ así como los costos de operación relacionados con la utilización una planta de carburante gaseoso.

Este generador no está equipado para operar conectado a una micro red, ya que carece de los elementos mínimos como son sincronizador y una transferencia automática. El costo de actualizar este generador ronda los \$6000¹⁷ para poderlo equipar de un sincronizador y

¹⁶ Ver anexo reporte de dimensionamiento del equipo.

¹⁷ Este costo se obtiene de conversaciones telefónicas realizadas a un distribuidor de estos equipos; ya que, en consultas formales realizadas a diversos proveedores, estos declinan dar un valor formal; al no ser directamente el

transferencia automática, monto que se incrementará debido al costo de transporte al lugar e instalación (\$3000).

4.1.3.5. Costos relacionados con la mejora los sistemas existentes o utilización de sistemas adicionales

4.1.3.5.1. Mejoras a la planta hidroeléctrica

Debido a la antigüedad del sistema de generación, es importante analizar cuanto sería el costo de sustituir el generador por uno nuevo, sin embargo, hay que recordar que se tienen los siguientes datos que son invariables y determinan la capacidad del sistema como son un caudal de 100 litros/segundo y una caída de 23 m, es por ello que la turbina a utilizar es del tipo Michell Banky o de Flujo Cruzado, cuya potencia de generación rondaría los 15,8 kW.

Gráfico 4.5 Gráfico de selección de turbinas-Hacker

Fuente: (<https://hacker.ind.br/industrial/es/>)

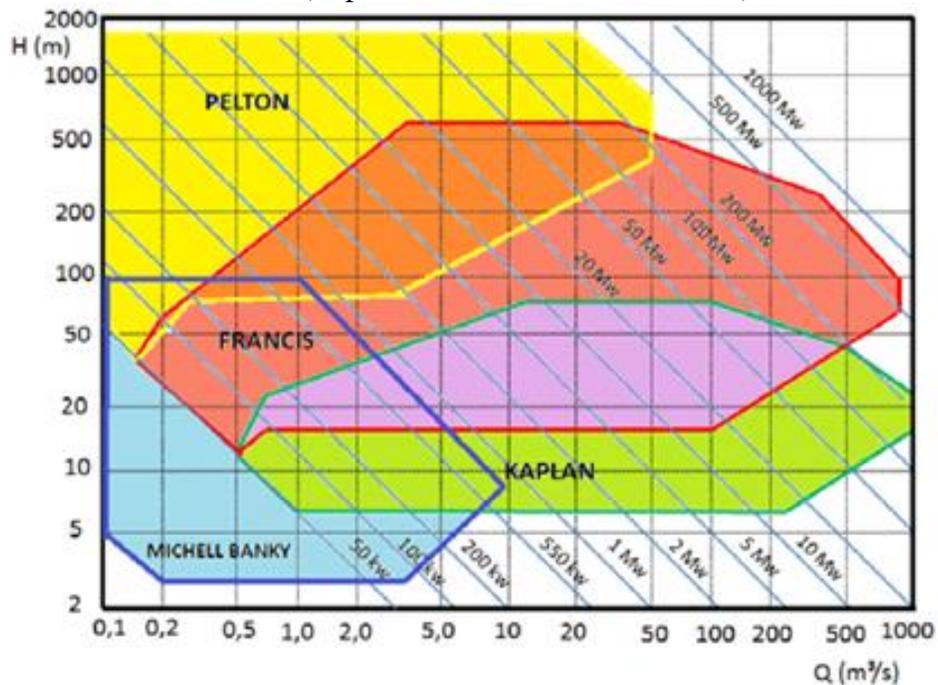
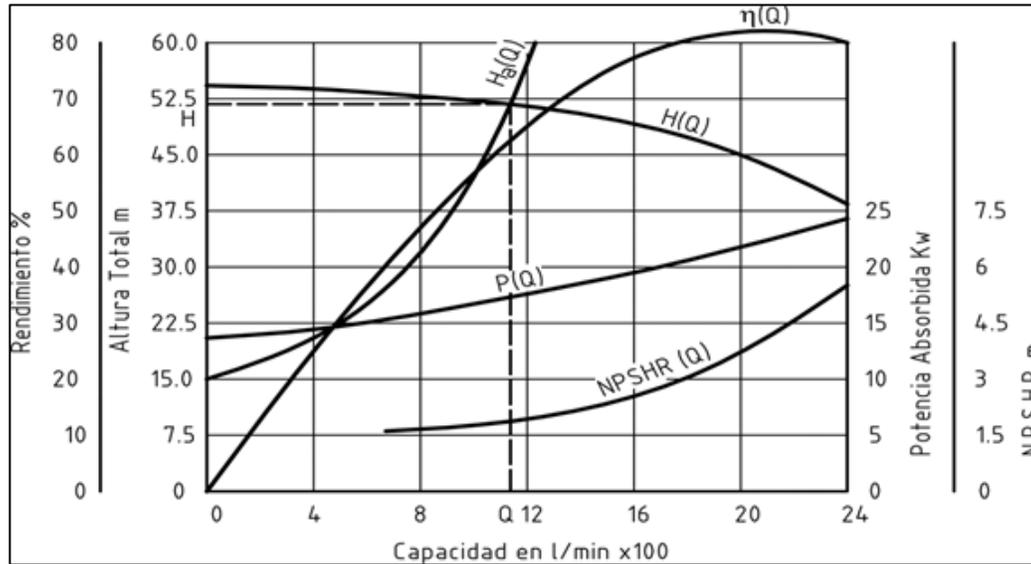


Gráfico 4.6 Gráfico de selección de la potencia del generador.



En el mercado, el fabricante más reconocido es MARATHON GENERATORS, con su modelo MAGNAPLUS, con las siguientes características:

1. Modelo:284CSL1518.
2. Tipo: Monofásico.
3. Número de bornes de conexión:4.
4. Tensión: 120V/240V.
5. Potencia Nominal:14 kW@ 0.8 fp
6. Aislamiento: NEMA H.
7. Precio de lista Fabricante: \$4.569¹⁸

A este costo, es propiamente el costo del fabricante, por lo cual hay que incluirle los costos de nacionalización, importación, traslado al sitio e instalación, los cuales pueden rondar los \$11500, siendo el costo final de \$16100¹⁹. Adicionalmente se le debe incluir el costo de reparar o sustituir la turbina por \$13000²⁰. Es importante mencionar que no se incluyen los costos de modernización de los sistemas de control, la sustitución de la válvula de apertura/cierre automatizado para la regulación de caudal en función de la carga a alimentar. Finalmente, se debe incluir el costo de actualizar el elemento de medición y adquisición de datos, el cual ronda los \$3500²¹, el cual posee la capacidad de medir parámetros de calidad, grabación de perfil de

¹⁸ <https://www.marthongenerators.com/MGPS/selection.jsp?select=9>

¹⁹ Costos de referencia tomando; \$1715 transporte; \$662 impuestos nacionales (<https://www.redlogistic.com/>); \$50% de ganancia del vendedor, \$1000 Bodegaje; \$4000 traslado en Helicóptero al sitio; \$1500 instalación.

²⁰ Costo de reparación realizado a la turbina por parte del ICE en Febrero del 2021.

²¹ Precio de referencia tomado de cotizaciones brindada por la empresa ENERTEK. El costo incluye la instalación en sitio.

consumo, comunicación vía RJ45 mediante ETHERNET así como un módulo analógico/digital para entradas/salidas.

4.1.3.5.2. Grupo electrógeno

El grupo electrógeno actualmente es utilizado para suplir la energía eléctrica durante la época seca. Al conformarse la micro-red, su utilización será para abastecer la demanda energética en caso de incapacidad de suplirla con las fuentes bases de generación, es por ello, en vista de que este ronda unos 14 años, se debe aprovechar y conforme se acerque a su vida útil o presente daño, reemplazarlo por un generador más moderno, más eficiente y menos contaminante, que permita adaptarlo fácilmente a la micro red, por lo tanto, actualmente se debe conseguir los elementos para poder integrarlo a la micro-red.

Para la integración de la micro red, es importante también sustituir el generador termoeléctrico a Diésel por uno que cuente con los elementos necesarios para su interconexión con el sistema como por ejemplo transferencia automática, sincronizador. Considerando el impacto que puede generar el transporte del combustible Diésel al sitio, la carga a alimentar, la desclasificación de la potencia entregada por el generador, en función de la altitud y consultando varios páginas de fabricantes de equipos de generación como son: Caterpillar, Olympia, Generac, Bringgs and Stratton, Energizer, Wings, Champion Power Equipment y Kohler, el fabricante que ofrece una solución en potencia cercana al valor requerido es Generac Serie Gurdian, modelo G007043, con una potencia de 22 kW nominales @60Hz utilizando gas LPG con un consumo promedio de 9 litros por hora a máxima capacidad. Este generador tiene un costo total de \$17790²², puesto en el lugar mediante uso de helicóptero. La desclasificación del generador es de 3,5% por cada 304,8 m, lo que representa un 41% aproximadamente, lo que ocasionaría un valor de 13 kW de potencia máxima del generador operando a 3564 metros sobre el nivel del mar con un consumo de 14,77²³ litros por hora operando a máxima carga. Sin embargo, al compararlo con el consumo de un generador a Diésel, el costo de operarlo es alto, para lo cual se recomienda seguir con usando Diésel por su eficiencia operativa, siendo el tamaño del dimensionado de 15 kW, con un factor de desclasificación de 26,49%, dando una potencia de 11,03 kW, con un consumo de 5,53 litros por hora a máxima capacidad. El costo promedio rondar los \$21700, incluyendo la transferencia automática y el sincronizador.

4.1.3.5.3. Construcción de un alimentador

La opción de construir un alimentador para llevar el suministro eléctrico al albergue debe contemplar las siguientes premisas:

- Mínimo impacto al medio ambiente, tanto a la flora, la fauna y visualmente.
- Debe resistir las condiciones ambientales extremas.

²² COMTEL COTIZACIÓN N°: CM-210310-07-P5-V1, 22 de marzo del 2021.

²³ Datos del fabricante.

- Se debe considerar la vulnerabilidad de la zona, como por ejemplo caída de árboles, deslizamientos de laderas, incendios entre otros.
- Menor afectación en la continuidad del servicio, debido a la dificultad de atención oportuna de averías.

Basados en esto, la opción más recomendada es la construcción de un alimentador subterráneo, cuya distancia es de 14,5 km aproximadamente de línea monofásica. La tensión de suministro es de 19920 V, con dos puntos de suministro en el camino: uno en Llano Bonito y el otro en el Albergue Los Crestones. En ambos puntos hay que colocar transformadores reductores de potencia para reducir la tensión a 120V/240V, siendo el primer transformador de capacidad de 10 KVA y en el caso del albergue uno de 25 kVA o 37,5 kVA. Con base en un presupuesto realizado por el Área de Desarrollo, de la Región Brunca del ICE, durante el año 2018, el costo del desarrollo de una red subterránea desde el último punto de red hasta el albergue, tomando en cuenta los requerimientos de diseño establecidos por el Código Eléctrico es de \$3750000,00²⁴ (costo promedio de \$258621 por kilómetro de línea) inversión que no es recuperable por el consumo y los costos de mantenimiento asociados que se pueden tener. Además del gran impacto que genera la incursión en una zona protegida. Otra solución es el alimentador aéreo, del tipo monofásica desde la comunidad más cercana. La implementación de esta solución podría rondar los \$700 mil, sin considerar el costo posterior de operación. Esta solución tiene las siguientes desventajas:

- Altos costos operativos ya que el brindar mantenimiento a una red de 14,5 km a campo traviesa es complicado.
- Altos tiempos de restablecimiento de averías por el difícil acceso de las cuadrillas a la red.
- Impacto visual negativo en un santuario natural.
- Impacto en la flora por podas y en la fauna por electrocución.

Dado lo indicado anteriormente, una micro-red que opere en forma aislada sigue siendo la solución competitiva en costo, que permitirá la integración y gestión eficiente de las fuentes de energía renovable variables disponibles en el sitio del Albergue Base Crestones, Parque Nacional Chirripo, reduciendo la actual dependencia de combustibles fósiles que se tiene durante la época seca para generar electricidad y evita los impactos negativos asociados a una red de distribución aérea a través del parque.

²⁴ Se usa un tipo de cambio de venta de ₡580,16 por cada dólar, valor promedio para el año 2018. Fuente Banco Central de Costa Rica
(<https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?CodCuadro=400&Idioma=1&FecInicial=2018/01/01&FecFinal=2018/12/31&Filtro=1&Jump=0>)

4.1.4. Requerimiento energético actual y futuro de los usuarios de la micro-red.

4.1.4.1. Levantamiento de cargas eléctricas.

La carga instalada en albergue Base Crestones fue determinada recolectando la información de las diferentes aparatos eléctricos instalados y algunos requerimientos. La Tabla 4.2 hace un resumen, donde la carga neta instalada es de 9.5kW. Dentro de la carga instalada actual no se ha tomado en cuenta la cocina eléctrica, a pesar de tener la instalación eléctrica, esto porque la capacidad de generación no abastecería el total de la carga.

Tabla 4.2 Carga neta instalada en equipamiento eléctrico

Carga instalada neta			
Base Crestones Cerro Chirripó			
Equipo-Electrodoméstico,	Cantidad	Potencia (W)	P total (kW)
Cocina	1	0	0,00
Percolador	1	1500	1,50
Calentador de agua para 6 galones (60 personas)	2	1500	3,00
Sensor de Humo	1	600	0,60
Lavadora	1	350	0,35
Refrigeradora	4	280	1,12
Televisor	3	100	0,30
Computadoras Portátiles	1	65	0,07
Fuentes de poder (UPS)	1	40	0,04
Teléfonos	1	25	0,03
Celulares	15	20	0,30
Bombillos Leds Habitaciones	49	18	0,88
Iluminación Área comunes	46	18	0,83
Iluminación Guardaparques	27	18	0,49
Caja de Televisión Satelital	3	10	0,03
Datafono	2	5	0,01
TOTAL, EN kW		4,5	9,5

Para el requerimiento futuro se toma en cuenta otras cargas no instaladas, lo cual incrementaría la carga neta a 30,5 kW. El diseño eléctrico del albergue estaría preparado para soportar el equipamiento, sin embargo, la utilización de los equipos debe ser controlado de forma inteligente en armonía con el mejor despacho económico y ecológico. En la Tabla 4.3 se observa tanto la carga neta como la carga nueva. La nueva carga estaría considerando calentadores solares de 1,5 kW para 6 personas.

Tabla 4.3 Carga instalada y futura en equipamiento eléctrico

Carga instalada y futura Base Crestones Cerro Chirripó			
Equipo-Electrodoméstico,	Cantidad	Potencia (W)	P total (kW)
Cocina	1	0	0,00
Percolador	2	1500	3,00
Antena comunicación	1	1500	1,50
Duchas	1	1500	1,50
Calentador de agua para 6 galones (60 personas)	6	1500	9,00
Ollas arroceras grandes	2	1200	2,40
Secadora de Ropa	1	1200	1,20
Coffe Maker	2	800	1,60
Wafieras	1	650	0,65
Sensor de Humo	1	600	0,60
Lavadora	2	350	0,70
Des humificador	4	300	1,20
Refrigeradora	4	280	1,12
Aireador para la planta de tratamiento de aguas	6	260	1,56
Televisor	4	100	0,40
Computadoras Portátiles	4	65	0,26
Fuentes de poder (UPS)	4	40	0,16
Radio de Comunicación,	1	30	0,03
Proyector de multimedia	1	30	0,03
Teléfonos	2	25	0,05
Impresoras	2	25	0,05
Celulares	50	20	1,00
Luces de Emergencias	12	20	0,24
Bombillos Leds Habitaciones	49	18	0,88
Iluminación Area comunes	46	18	0,83
Iluminación Guardaparques	27	18	0,49
Caja de Televisión Satelital	3	10	0,03
Router	3	10	0,03
Cámaras de vigilancia y seguridad	1	10	0,01
Datafono	2	5	0,01
TOTAL, EN kW		12,1	30,5

4.1.4.2. Consumo de energía y demanda por tipo de equipo

De la Tabla 4.3, tenemos las gráficas 4.7 y 4.8 con la energía consumida aproximada y la demanda neta respectivamente por tipo de equipo (aplicando a la carga instalada y futura, factores de diversidad y de coincidencia según lo establece el NEC 2014). El mayor consumo de energía se presenta en los equipos de oficina con un 30% y los equipos de mayor demanda en los equipos de cocción, con un 30%.

Gráfico 4.7 Consumo de energía mensual por tipo de equipo

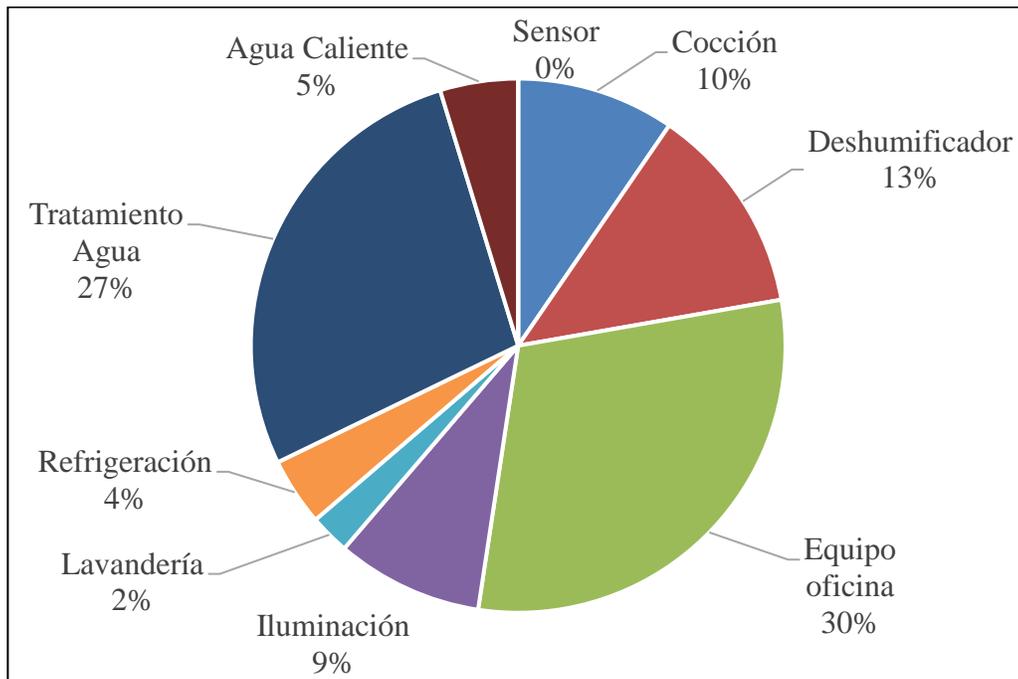
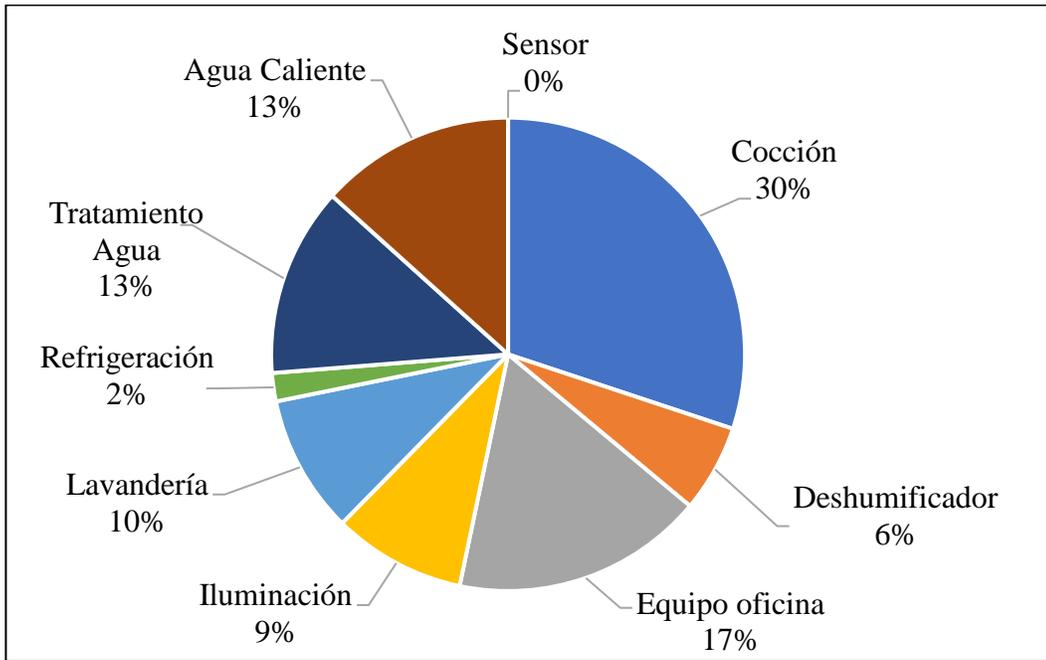


Gráfico 4.8 Demanda neta eléctrica por tipo de equipo



4.1.4.3. Cargas esenciales

La Tabla 4.4, muestra las cargas esenciales y las no esenciales. Las no esenciales serían excluidas en momentos de baja generación por el SGE. Las cargas sumarían 5,75 kW de la carga neta instalada, de tal forma que en caso fallas en alguno de los generadores y a falta de energía, el SGE debe ser capaz de escoger las cargas esenciales para que continúen funcionando.

Tabla 4.4 Cargas esenciales y no esenciales para el sistema de control de la micro-red

Carga instalada neta Base Crestones Cerro Chirripó		
Equipo-Electrodoméstico.	Esenciales	No esenciales
Cocina		X
Percolador		X
Antena comunicación	X	
Duchas		X
Calentador de agua para 6 galones (60 personas)		X
Ollas arroceras grandes		X
Secadora de Ropa		X
Coffe Maker		X
Wafleras		X
Sensor de Humo	X	
Lavadora		X
Des humificador		X
Refrigeradora		X
Aireador para la planta de tratamiento de aguas	X	
Televisor		X
Computadoras Portátiles	X	
Fuentes de poder (UPS)	X	
Radio de Comunicación.	X	
Proyector de multimedia		X
Teléfonos	X	
Impresoras		X
Celulares		X
Luces de Emergencias	X	
Bombillos Leds Habitaciones		X
Iluminación Área comunes	X	
Iluminación Guardaparques	X	
Caja de Televisión Satelital		X
Router	X	
Cámaras de vigilancia y seguridad	X	
DVR		
Datáfono		X

4.1.5. Determinación de la curva de carga horario de uso de la energía

Para el caso de la micro-red en Base Crestones del Cerro Chirripó, dada la falta de afluencia de turistas por las restricciones sanitarias debido al covid-19 desde el año 2020 hasta la fecha, se utilizará a falta de mediciones significativas el método determinístico, el cual fue construido en base a entrevistas realizadas a funcionarios del parque y con información de la carga eléctrica instalada. Reunión efectuada en setiembre del 2020.

4.1.5.1. Metodología para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica

Para realizar el pronóstico de la demanda, se recolectan datos del comportamiento del consumo de energía eléctrica. La información recopilada para la elaboración de la curva de carga toma en cuenta aspectos climáticos, afluencia de visitantes y sobre todo la costumbre de consumo en el albergue.

Para el caso de Base Crestones, en verano se tiene mayor afluencia de turistas debido a las condiciones climáticas y geográficas del lugar, por tanto, se requiere mayor cantidad de energía disponible. Actualmente en esta época se genera con la planta de emergencia de Diésel, teniendo que limitar su utilización debido al alto costo de operación en los siguientes horarios:

VERANO

En verano se usa la planta Diésel algunas horas

Horarios:

- ✓ 4:00am – 7:00am desayuno
- ✓ 4:00pm – 8:00pm cena, cargar celulares
- ✓ En verano hay más afluencia de turistas

En invierno, el acceso a Base Crestones se complica considerablemente, la afluencia de visitantes disminuye considerablemente, sin embargo, y con alguna contradicción es el momento en del año que se tiene mayor capacidad de Generación, ya que la planta hidroeléctrica podría funcionar 24/7.

El período lluvioso se extiende desde julio hasta noviembre (5 meses), y el período de verano desde diciembre hasta junio (7 meses). Estos períodos se pueden ver afectados por los fenómenos del Niño y la Niña.

El horario de invierno no tiene mayor afectación por la constante generación de energía con la micro-central hidroeléctrica. Los horarios de mayor consumo son los siguientes:

INVIERNO

Horarios:

- ✓ 4:00am – 7:00am desayuno
- ✓ 11:00am – 12:00md almuerzo (PERSONAL)
- ✓ 6:00pm – 8:00pm cena, cargar celulares

Base Crestones tiene capacidad para alojar aproximadamente 73 personas, sin embargo, podría tener hasta una afluencia de 110 visitantes en cualquier momento. La distribución se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.5 Cantidad de visitantes.

Fuente: Personal de Base Crestones.

Turistas	60
Concesionarios	6
Funcionarios	2
Voluntarios	5
Turistas para acampar	15
Grupos de interés	6
Investigadores	6
Turistas de 1 día	10
Total	110

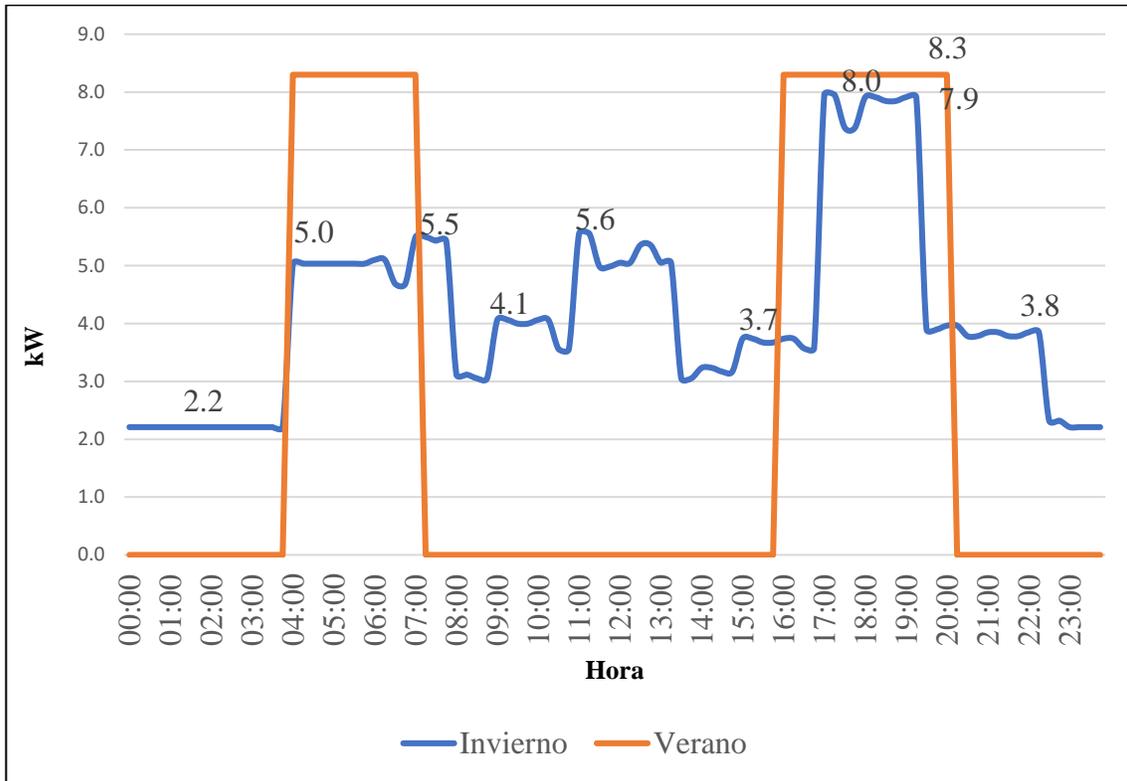
4.1.5.2. Estimación de la curva de carga Base Crestones

Estimación de la curva de carga actual

1. Método utilizado: Determinístico
2. Verano-invierno:
3. Llamaremos a la curva de carga de del albergue como CCBC1 (invierno) y para el caso del verano sería la curva CCV (verano).
4. En verano, la curva de carga se ajusta según las indicaciones del albergue, horario de las 4:00 a las 7:00 horas y de las 16:00 a las 20:00 horas. Única fuente de energía, Planta Diésel.
5. En invierno, mayor disponibilidad de energía eléctrica. La carga varía con el uso de los equipos. La Planta Hidroeléctrica trabaja 24/7 durante 5 meses.

La gráfica 4.9 muestra la curva de carga en verano e invierno según las reglas de utilización de la energía eléctrica en Base Crestones.

Gráfico 4.9 Curva de carga CCBC1



En las gráficas 4.10 y 4.11 se muestra la distribución por tipo de equipo eléctrico en la curva de carga.

Gráfico 4.10 Curva de carga invierno por tipo de equipo.

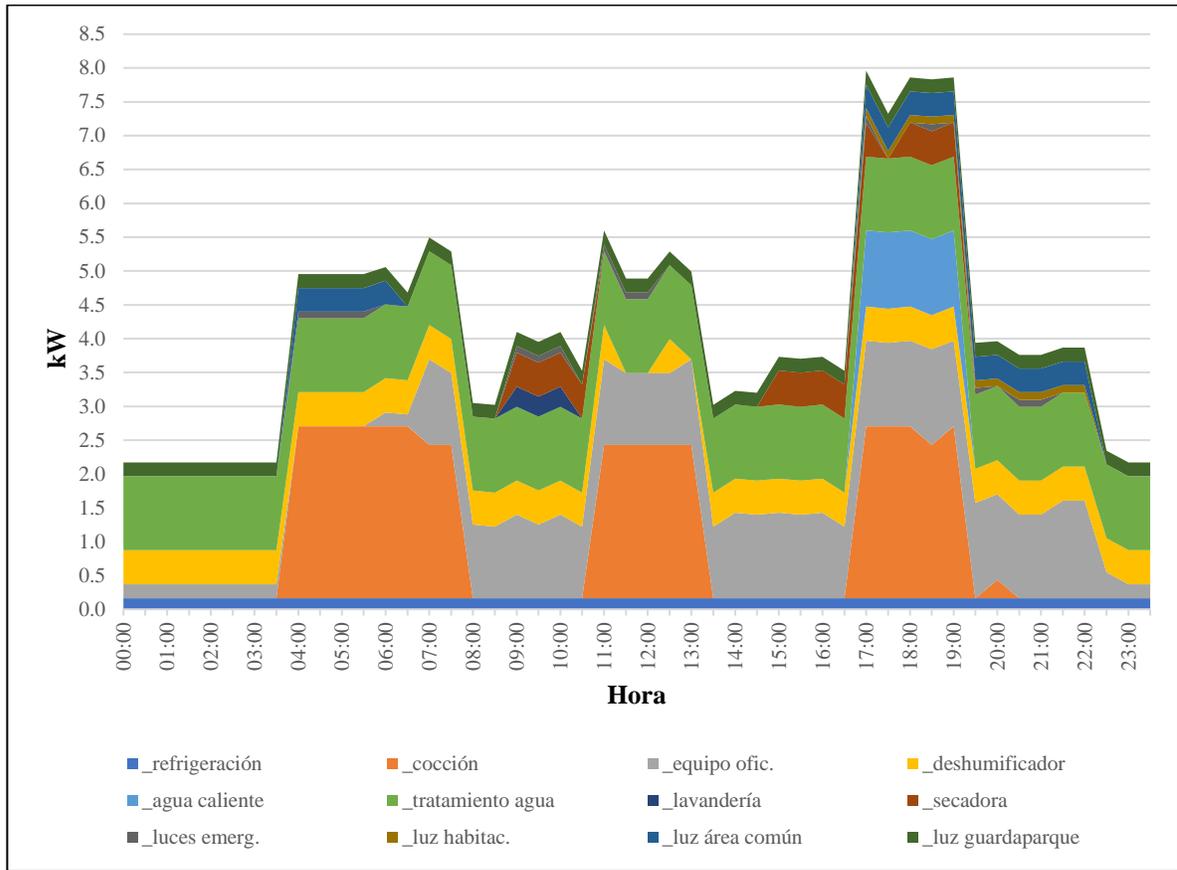
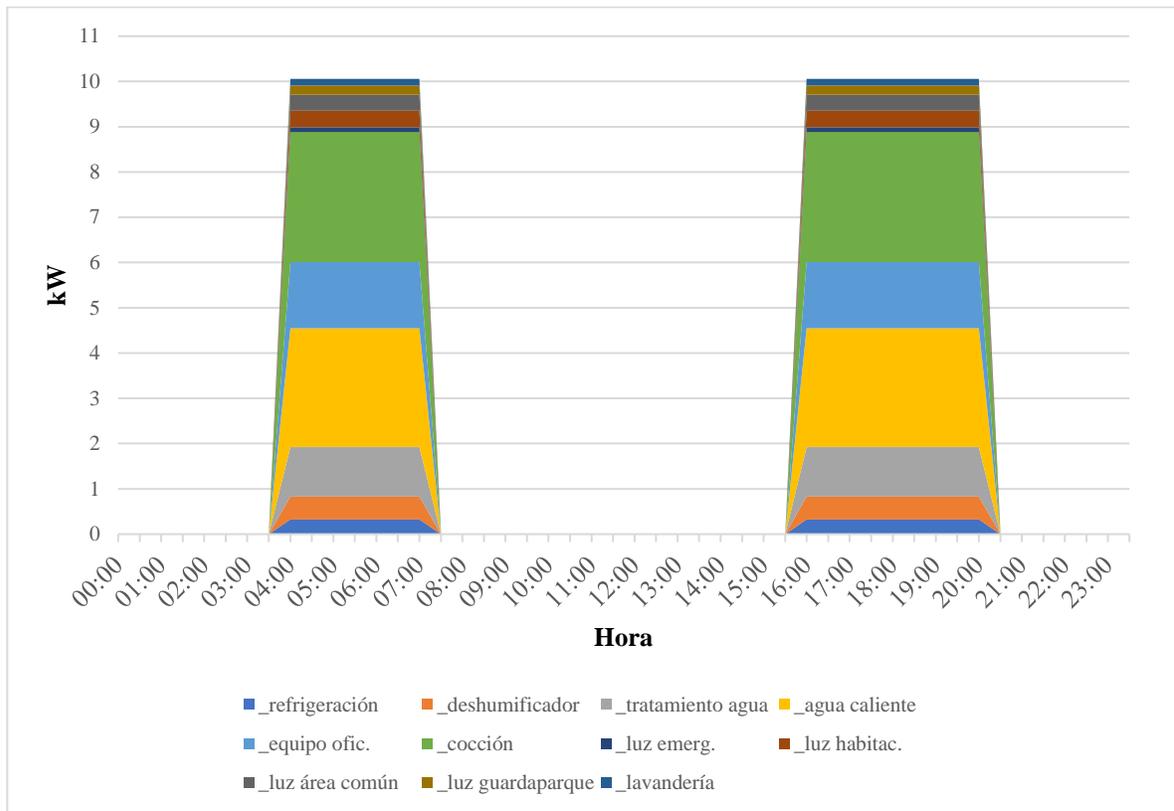
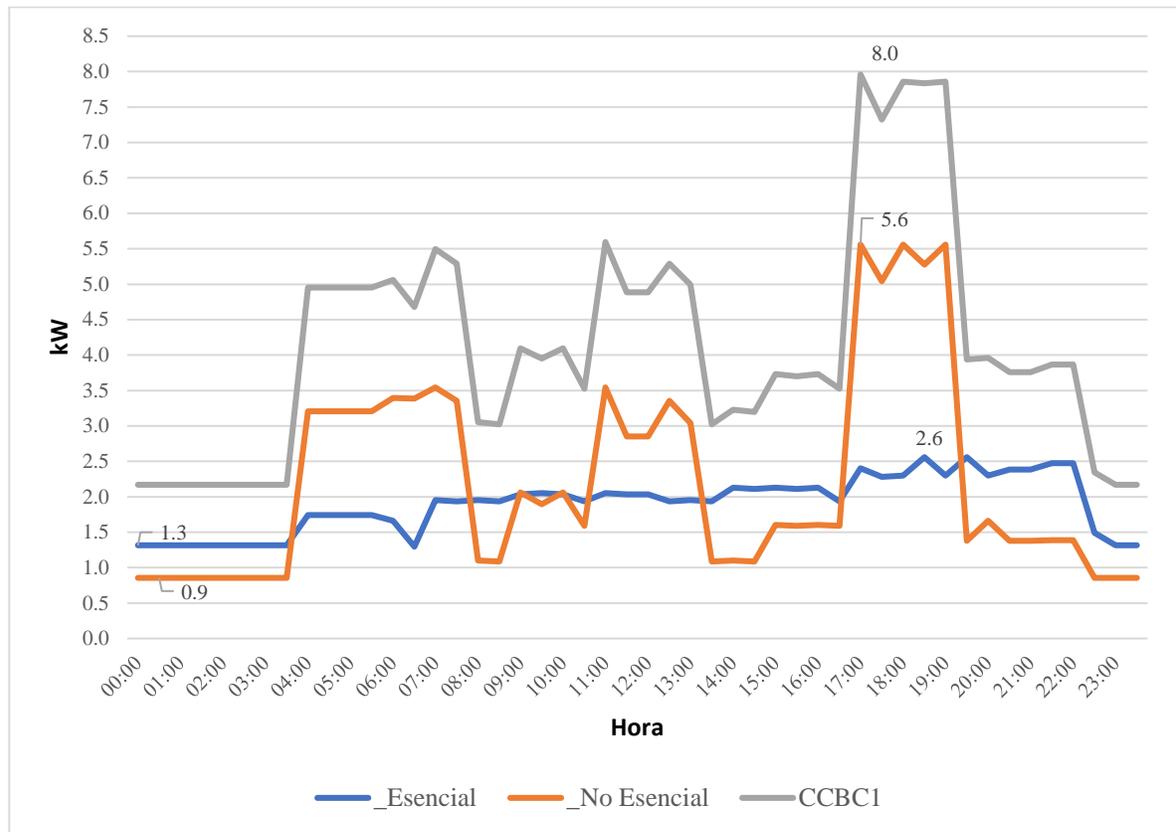


Gráfico 4.11 Curva de carga verano por tipo de equipo



En la gráfica 4.12, se muestran las curvas de las CCBC1, cargas esenciales y no esenciales.

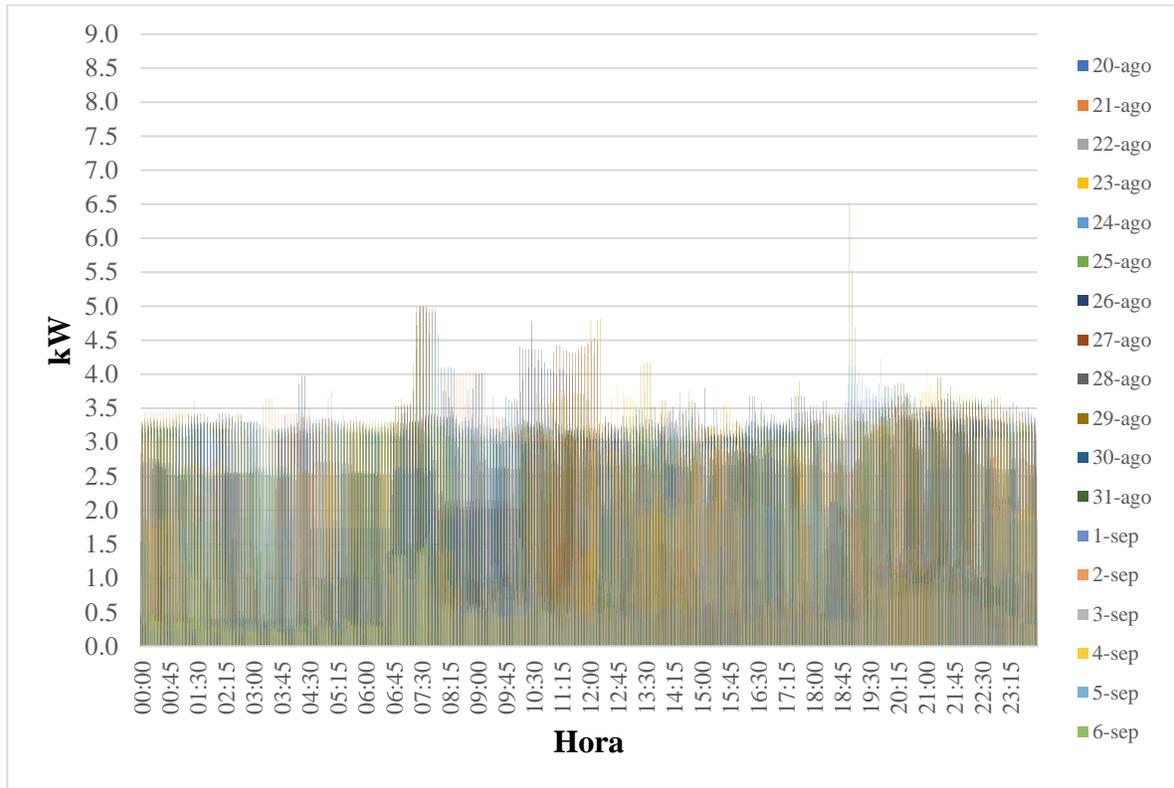
Gráfico 4.12 Curva de carga esenciales y no esenciales



4.1.5.3. Curvas de carga medidas agosto 2020-diciembre 2020

En la siguiente gráfica 4.13 se observa la Curva de carga real medida en el tablero principal del albergue. La medición fue realizada entre el 20 de agosto y el 29 de diciembre del 2020. La demanda máxima se da entre las horas 18:00 a las 19:00, 6,5 kW, coincidiendo con la utilización de la iluminación y agua caliente debido a la baja temperatura en el albergue. La temperatura oscila entre los 15°C durante el día hasta los 0°C en las noches. Es importante indicar que, durante esa época no existió afluencia de visitantes, por lo que estos datos no serían de provecho para una red neuronal, razón por la cual se ha escogido el método determinístico para predecir la demanda.

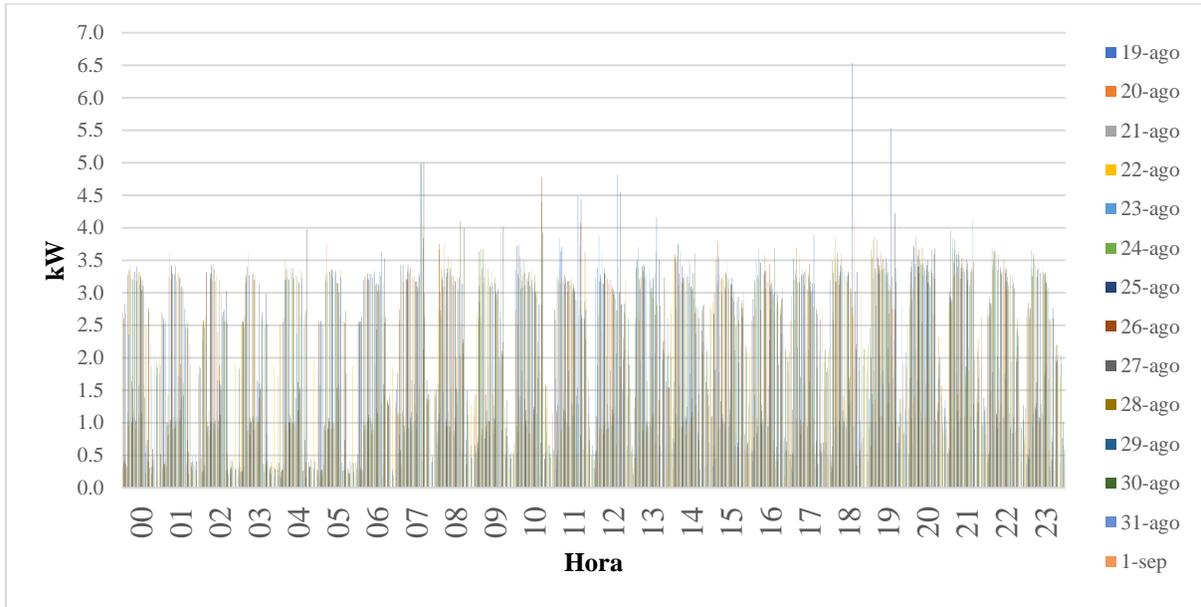
Gráfico 4.13 Curva de carga medida entre el 20/08/2020 al 29/12/2020



La información histórica es de vital importancia en la proyección de demanda de electricidad pues con estos podemos generar patrones de consumo, analizar su comportamiento año tras año y proyectarlo al futuro, sin embargo, en Base Crestones se carece de lecturas del Contador de Energía Eléctrica que sean representativas, tal y como se ha indicado anteriormente.

En la gráfica 4.14, tenemos la generación de la planta hidroeléctrica durante el período mencionado. Igualmente, esta curva no es significativa por las razones antes descritas.

Gráfico 4.14 Curva de generación micro-central hidroeléctrica medida entre el 20/08/2020 al 29/12/2020



4.1.6. Diagnóstico de la instalación eléctrica

El Albergue Base Crestones cuenta con una instalación eléctrica en los edificios, limitada por la carencia de fuentes de energía. Las habitaciones de visitantes (huéspedes) y de voluntarios, las áreas comunes y el comedor, carecen de toma corrientes eléctricos. Solamente se tienen esos elementos en la recepción, cocina y el área de guardaparque (comedor-cocina-habitación-lavandería-cuarto eléctrico). En todo el albergue se cuenta con iluminación, tanto en habitaciones, áreas comunes, baños, y las otras áreas mencionadas.

Algunas de las anomalías encontradas son:

Cuarto eléctrico junto al área de lavado.



Figura 4.21 Área de cuarto eléctrico, general.

Muchos centros de carga. Se debe unificar y así ordenar los diferentes circuitos.

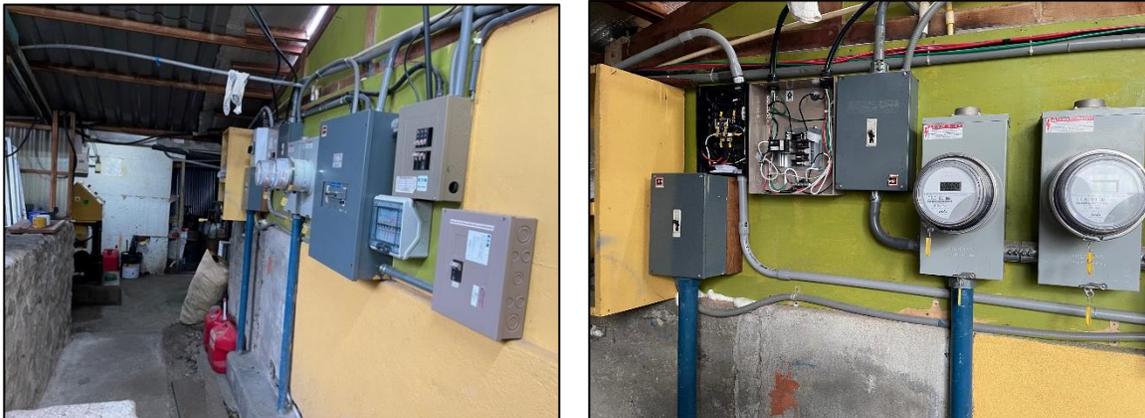


Figura 4.22 Área de cuarto eléctrico, medidores y tableros.



Figura 4.23 Área de cuarto eléctrico. Transferencia de la planta hidroeléctrica y la planta Diésel.

El cuarto eléctrico está lleno de utensilios de todo tipo, deben limpiar el lugar para evitar accidentes.



Figura 4.24 Área de cuarto eléctrico. Desorden en el lugar

En los Bloques A y B, Bloque de voluntarios y recepción, solo tienen iluminación en cuartos y pasillos, no existen toma corrientes. Algunas luminarias están dañadas.



Figura 4.25 Área de habitaciones de visitantes

En la zona de guardaparque existen tomacorrientes, sin embargo, a falta de estos colocan regletas de mala calidad para poder conectar varios artefactos al mismo tiempo.

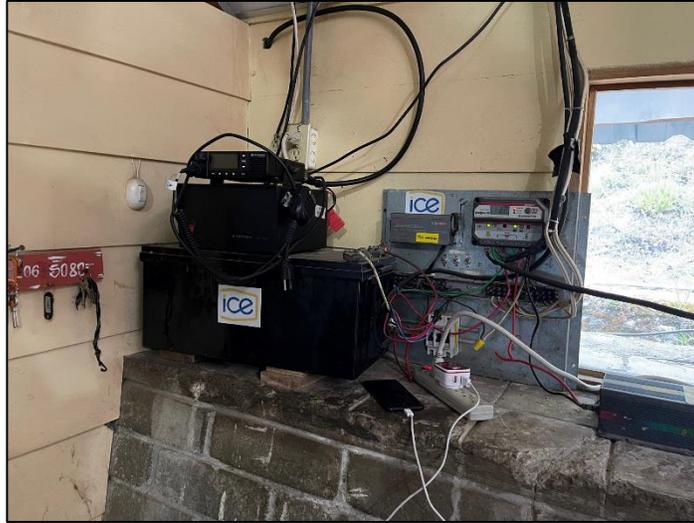


Figura 4.26 Área de comedor de guardaparques.

Cableado eléctrico sin entubar



Figura 4.27 Área de alacena.

Debido a lo anterior, la recomendación en concordancia con la implementación de una micro-red aislada es la de replantear la instalación con los nuevos requerimientos. Por tanto, se realizará el diseño eléctrico del albergue, considerando las nuevas fuentes de energía, su ubicación y nuevas cargas.

4.2. Caracterización de la micro-red

De acuerdo al diagnóstico realizado a los sistemas de generación, se determinó que la micro-central hidroeléctrica y el generador térmico existente en el parque están en buen estado. Ambos sistemas de generación funcionan a 60 Hz, 240/120 voltios monofásico trifilar con neutro aterrizado. Por lo que estos sistemas de generación definen las características en corriente alterna que tendrá la micro-red.

Para las simulaciones a realizar se considerará una barra de corriente alterna con las características arriba indicadas, el esquema de la micro-red se muestra en el siguiente diagrama.

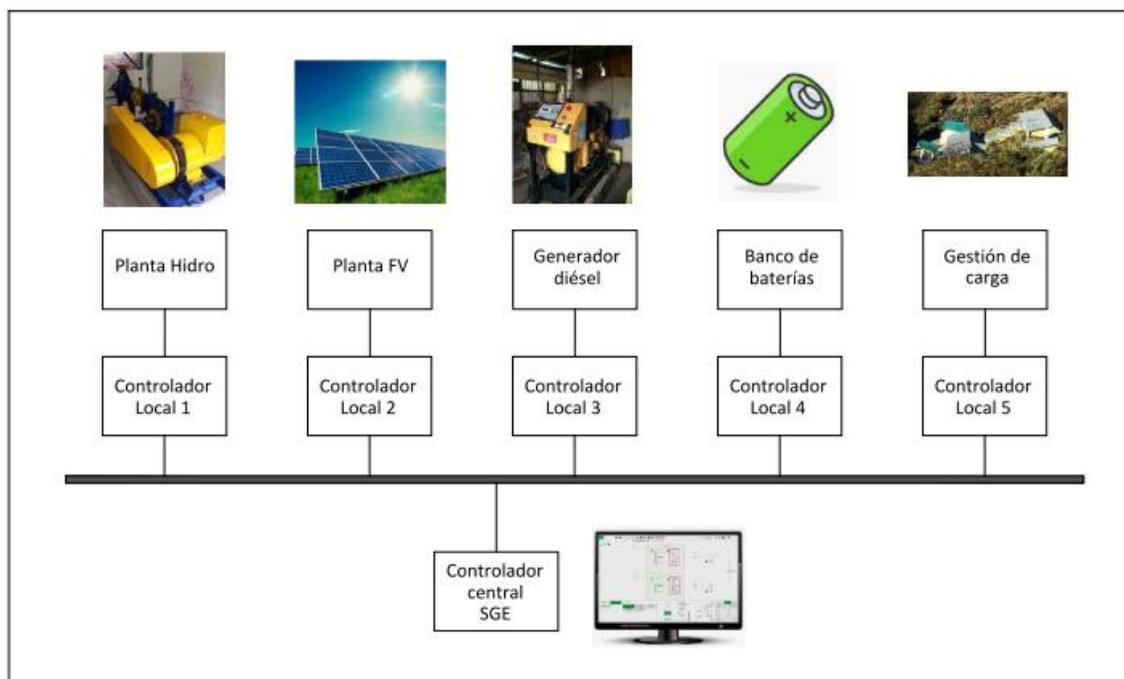


Diagrama 4.3 Arquitectura de control centralizada micro-red Chirripó.

Fuente: Basado en Espín-Sarzosa et al. (2019)

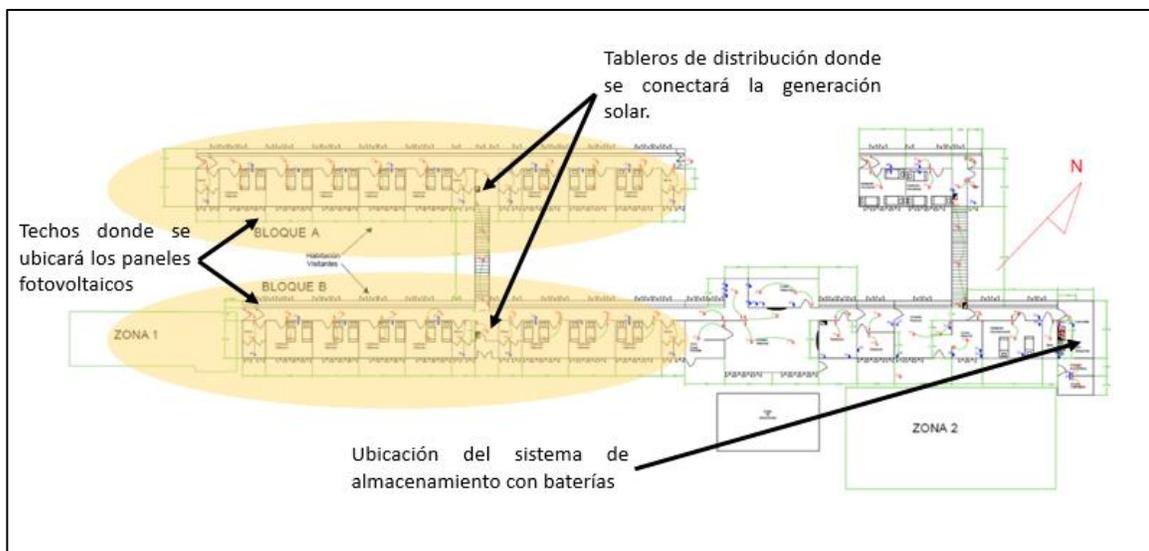


Figura 4.28 Distribución del albergue y ubicación de la generación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento.

La razón del porque no comparten barra en corriente continua se muestra con la figura anterior. Para evitar incrementar impacto visual o ambiental por la implementación de la micro-red en un área protegida, se pretende utilizar la infraestructura ya existente en el lugar. Por lo que los paneles de generación fotovoltaica se colocarán en los techos de los bloques A y B (ver figura 4.29), inyectando la energía generada en los tableros de distribución instalados en cada bloque. El espacio disponible para el almacenamiento se encuentra en una ubicación opuesta a la generación solar fotovoltaica, precisamente donde hay un espacio disponible aledaño al generador Diésel.

El SGE se diseñó basado en la estrategia de horizonte rodante y con control centralizado, por lo que se requiere que este elemento se encuentre comunicado con los diferentes generadores y el sistema de almacenamiento de energía para conocer su condición en un momento determinado. Para lograr tal fin, se utilizará una red ethernet industrial (TCP-IP).

4.3. Dimensionamiento óptimo de la micro-red

De acuerdo a lo que se indicó en el capítulo 3, para realizar el dimensionamiento óptimo es necesario haber pasado por la etapa de diagnóstico con el fin de conocer:

- Latitud, longitud, altitud y temperatura ambiente en Base Crestones.
- El comportamiento anual de los recursos naturales disponibles en el sitio, en este caso la radiación solar y el caudal promedio mensual del río Telire (ver gráficos 4.1).
- Potencia disponible del generador térmico y la micro-central hidroeléctrica, además del costo para adaptar estos elementos al trabajo en una micro-red.
- Curva de carga de Base Crestones (ver gráfica 4.13).

También, se necesita conocer la caracterización de la micro-red y la filosofía de control a utilizar.

En este caso en particular, en el sitio se cuenta con dos fuentes de energía (micro-central hidroeléctrica y generador Diésel), por lo que se utilizó el programa HOMER Pro para simular la micro-red y obtener el tamaño óptimo del sistema de almacenamiento y de generación fotovoltaica.

4.3.1. Valores de las variables utilizadas en la simulación

Como también se indicó en el Capítulo 3, para simular en HOMER Pro es necesario conocer los costos y variables económicas necesarias para obtener el dimensionamiento óptimo. En la siguiente tabla se resume los costos utilizados por elemento en la simulación.

Tabla 4.6 Costos de la tecnología utilizada en la micro-red.

Fuente: propia.

Tecnología	Costo de Inversión	Costo de reemplazo	Costo de Operación	Vida útil
SGE	\$ 35000	\$ 500	-	25 años
Generador Diésel	\$ 6000	\$ 17780	-	15 000 horas
Micro-central hidroeléctrica	\$ 6 000	\$ 16200	-	25 años
Paneles fotovoltaicos	\$ 2500/kW	\$ 2000/kW	-	25 años
Inversor del sistema fotovoltaico	\$ 350/kW	\$ 300/kW	-	15 años
Baterías de Litio	\$ 856/kWh	\$ 550/kWh	-	25 años
Inversor del sistema de baterías	\$ 350/kW	\$ 300/kWh	-	15 años

Determinar los costos de inversión y de reemplazo fue sumamente difícil conseguir cotizaciones, lo que se logró fue que nos respondieran a consultas puntuales a representantes de diferentes empresas que distribuyen tecnologías indicadas en la tabla anterior.

En el caso del SGE, el costo es de la compra del microprocesador y la implementación del algoritmo de control desarrollado. El generador Diésel y micro-central hidroeléctrica se determinó que están en buen estado de conservación, por lo que el costo de inversión es el correspondiente para adaptar estas tecnologías a una micro-red. En el caso de los paneles fotovoltaicos e inversores el costo indicado es por kW instalado y el de la batería el costo es por kWh instalado.

La vida útil de los diferentes elementos se obtiene de las especificaciones técnicas, en el caso de la batería tiene una vida útil de 6000 ciclos. De la simulación realizada se obtuvo que las baterías tienen un ciclo de carga y descarga diarios y solo trabajan cuando no hay recurso hídrico disponible, por lo que la vida útil en años es de 25 años.

Debido a que el costo de Mantenimiento y Operación anual para cada tecnología resultó difícil de obtener por la falta de información, se consideró que al sistema se le realizarían dos visitas anuales para dar mantenimiento. El costo de estas visitas se presenta en el Anexo 14, y dentro de la simulación se consideró como el costo de operación y mantenimiento fijo del sistema, que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.7 Otras costos y variables económicas utilizadas en la simulación.

Variable	Valor
Tasa de descuento nominal (%)	6,00
Tasa de inflación esperada (%)	2,00
Vida útil del proyecto (años)	25,00
Costos de capital fijos del sistema (\$)	47500,00
Costos de operación y mantenimiento fijos del sistema (\$/año)	8300,00
Costo combustible (\$)	3,33
Moneda	dólar

El costo fijo de capital fijo del sistema, corresponden a otros costos necesarios a realizar en la inversión como lo es:

- Costo de la construcción del sistema eléctrico.

- Costo de construcción de la red de comunicación.
- Costo del traslado de todos los materiales y equipos requeridos a Base Crestones, se consideró que se utilizaría helicóptero.

Actualmente, la tasa de referencia en dólares es menor a un 2% (Banco Central de Costa Rica, Tasa Efectiva en dólares TED). La cual es muy baja, para estresar un poco al proyecto en la evaluación financiera que realiza el HOMER Pro para obtener el tamaño óptimo se consideró una tasa de descuento del 6%. La moneda en que se realizó el análisis fue en dólares por lo que se pasaron todos los costos a esa moneda.

El costo de un litro de Diésel en Base Crestones se consideró de \$3,33, este costo incluye (además de la compra del Diésel) el traslado hasta el Centro Ambientalista (ver Anexo 14). Además, de que se consideró la potencia entregada por las plantas 11 kW para el generador Diésel y 9 kW para la micro-central hidroeléctrica. Con respecto a la vida útil, se tomó la de los elementos de mayor valor la cual fue de 25 años.

Finalmente, para los paneles fotovoltaicos se incluyó las siguientes variables:

- Reflectancia del suelo 20%.
- Inclinación 17 grados.
- Azimut de los paneles -49 grados suroeste.
- Efecto de la temperatura en la potencia $-0.5\%/^{\circ}\text{C}$.
- Temperatura de trabajo nominal 47°C .
- Eficiencia a condiciones de prueba estándar 13%.

La justificación de estos valores se muestra en el Anexo 14.

4.3.2. Resultados de la simulación

Para obtener el dimensionamiento óptimo de las baterías y la generación fotovoltaica, se simuló en HOMER Pro la micro-red utilizando el SGE con la estrategia de control de despacho combinado. El resultado obtenido se utilizó para validar el desarrollo del SGE realizado en el presente trabajo y que se muestra en el siguiente apartado.

HOMER Pro analiza múltiples combinaciones de arquitecturas de micro-red y presenta dos escenarios, el de costo de inversión menor (al que define como escenario base) y la arquitectura ganadora u óptima de micro-red. En este caso en particular, después de ingresar los valores indicados en el apartado anterior, HOMER Pro simuló 210 escenarios posibles, cuyo resultado se presenta a continuación.



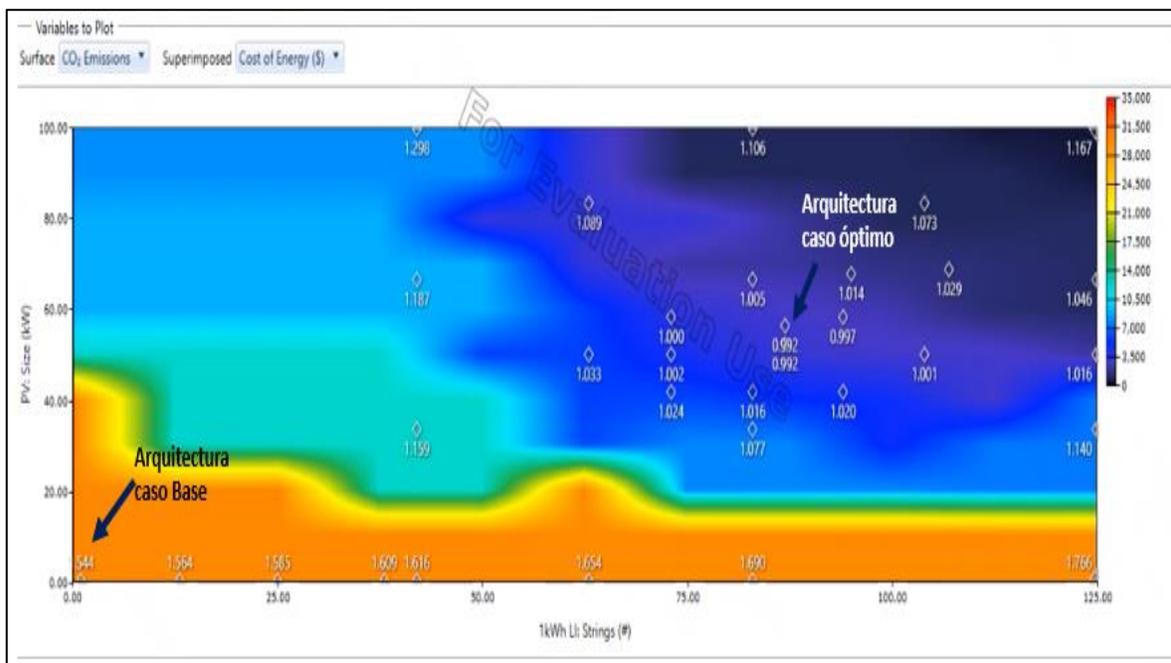
Figura 4.29 Resumen de la simulación en HOMER Pro.

Fuente: HOMER Pro.

Con el fin de valorar los otros escenarios, HOMER Pro brinda diferentes herramientas gráficas, que permiten realizar una comparación. En la siguiente figura se muestran estos escenarios.

Gráfico 4.15 Presentación de los escenarios evaluados en la simulación.

Fuente:HOMER Pro.



El gráfico muestra en el eje “x” diferentes tamaños de sistemas de almacenamiento de energía con baterías, en el eje “y” muestra diferentes tamaños de generación fotovoltaica. El mapa de calor muestra la cantidad de emisiones de CO₂ en kilogramos al año (de acuerdo a la escala indicada) y el valor mostrado en cada punto muestra el valor de cada unidad de energía generada en la micro-red, en dólares.

De acuerdo al gráfico mostrado, en la parte inferior izquierda está el escenario base. Tiene un costo de energía alto a pesar de ser la arquitectura de baja inversión. Este costo de energía alto se debe a la necesidad de Diésel para operar, lo que incrementa los costos de operación, haciendo que sea un escenario alto en emisiones.

En el otro extremo, en la esquina superior derecha, encontramos un escenario bajo en emisiones, pero también con alto costo de la energía producida. Esto, a pesar de tener costos operativos bajos, se debe a un alto costo de inversión producto del tamaño del sistema de almacenamiento de energía con baterías y al generador fotovoltaico a instalar.

En dicho gráfico se señala el escenario con la arquitectura óptima, el cual presenta un menor costo de la energía y emisiones bajas (de 3393 kilogramos anuales de dióxido de carbono). Esta arquitectura recomendada tiene un costo de inversión de \$324591.

Comercialmente, en el mercado nacional, se consiguen sistemas de almacenamiento de energía con baterías de litio de 18,5 kWh, 48 voltios de corriente continua, con su respectivo BMS, interfaz máquina usuario y puertos de comunicación. Por lo que se utilizaran 4 de estos sistemas, los cuales suman 74 kWh. Los inversores serán uno por unidad de batería, cada inversor será de 6,8 kW, en total 27,2 kW. Estos equipos, tienen capacidad de trabajar en isla y cuentan con puertos de comunicación.

4.4. Diseño de la planta de generación fotovoltaica

Algunos detalles e información general utilizados para modelar en HOMER Pro y posteriormente diseñar la planta fotovoltaica pueden ser consultados en los anexos 11, 12 y 13.

Datos correspondientes al módulo comercial utilizado, y otros datos técnicos se pueden observar en las hojas técnicas del fabricante, Anexo 12.

Tabla 4.8 Datos técnicos del módulo fotovoltaico de referencia

Datos de referencia de módulo fotovoltaico utilizado para efectos de diseño		
Tecnología	Policristalino	
Potencia pico (STC)	335	Wp
Tensión de potencia máxima	37,7	V
Tensión de circuito abierto	45,7	V
Corriente a potencia máxima	8,89	A
Corriente de corto circuito	9,37	A
Coeficiente Voc	-0,30	%/°C
Mínima temperatura en el panel	7	°C
Tensiones circuito abierto T = 7 °C	49,6	V
Masa	22,5	kg
Dimensiones	1960 X 992 X 35 mm	

Datos del correspondiente al inversor comercial utilizado, más datos se puede observar en la hoja técnica del fabricante, Anexo 13.

Tabla 4.9 Datos técnicos del inversor de referencia

Datos de técnicos de referencia del inversor utilizado para efectos de diseño	
Tecnología	MPPT
Máxima potencia de SFV	12320 Wp
Máximo tensión CC entrada	600 V
Rango de tensiones CC de operación MPPT	100 -550 V
Tensión CC nominal de entrada	360 V
Tensión de arranque	125 V
Números de "tracker"	3 Unidades
Corriente máxima de operación	10 A
Corriente máxima de cortocircuito	18 A
Masa	30 kg
Sistema de conexión de red	Trifilar

4.4.1. Procedimiento de cálculo

Para determinar la cantidad máxima de módulos en serie que se pueden conectar sin poner en riesgo la electrónica del inversor por sobre tensión continuo en la entrada CC se procede a dividir el valor del máximo tensión CC del inversor según el fabricante entre el máximo tensión que puede generar el módulo bajo las condiciones más extremas de mínima temperatura estimadas para la operación en el sitio de instalación.

- Máxima cantidad de módulos en serie = Máximo Tensión CC entrada / Tensión circuito abierto $T=7^{\circ}\text{C}$
- Máxima cantidad de módulos en serie = $600/48 = 12,1$
- Máxima cantidad de módulos en serie = 12

Se redondea hacia abajo para evitar que el máximo tensión posible que pueda tener la serie pueda superar el máximo tensión permisible de entrada CC en el inversor.

Igualmente se debe determinar la mínima cantidad de módulos en serie necesarios para que la tensión alcance un valor capaz de iniciar el funcionamiento del inversor, para ello se procede a dividir el valor de tensión de arranque del inversor entre la tensión de generación a plena carga del módulo fotovoltaico.

- Mínima cantidad de módulos en serie = Tensión de arranque / Tensión de potencia máxima
- Mínima cantidad de módulos en serie = $125/37,7 = 3,32$
- Mínima cantidad de módulos en serie = 4

Se redondea hacia arriba para asegurar que la tensión sea superior al mínimo necesario.

Con ambos valores calculados se conoce el rango de la cantidad de módulos fotovoltaicos en serie que se pueden instalar, en este caso de 4 a 12, posteriormente se debe calcular una cantidad óptima de módulos en serie para lograr la mayor eficiencia del conjunto, para esto se procede a dividir la tensión nominal CC de entrada del inversor entre la tensión generado en el módulo a potencia máxima.

- Cantidad óptima de módulos por serie = Tensión CC nominal de entrada / Tensión de potencia máxima.
- Cantidad óptima de módulos por serie = $360/37,7 = 9,55$
- Cantidad óptima de módulos por serie = entre 9 y 10

Dado que el inversor escogido cuenta con tres entradas con MPPT, la cantidad total de módulos a instalar puede variar de 27 a 30 unidades, con una potencia pico de entre 9045 y 10050 Wp, potencias menores que la máxima permitida para este inversor, la cual es de 12300 Wp.

Para calcular la dimensión completa de la planta fotovoltaica se considera el valor de la potencia fotovoltaica estimada con HOMER Pro para la micro-red, el cual es de 54000 Wp.

Para determinar la cantidad de inversores que conformaran la planta fotovoltaica, se divide la potencia de referencia de HOMER Pro entre la potencia del conjunto de módulos conectados a cada inversor.

- Cantidad de inversores = Potencia preliminar de la planta en CC (HOMER Pro) / Potencia final de diseño de la planta por inversor.
- Cantidad de inversores = $54000/9.045 = 5,97 = 6$
- Utilizando el valor superior, Cantidad de inversores = $54.000/10.050 = 5,37 = 5$

Utilizando el diseño de 6 inversores con 3 series de 9 módulos de 335 Wp se obtiene una potencia de planta de 54270 Wp. Mientras que con la variante de 5 inversores con 3 series de 10 módulos de 335 kWp la potencia de planta es de 50250 Wp.

Se escoge la solución de 6 inversores con 3 series de 9 módulos de 335 Wp como solución óptima, ya que satisface de forma más precisa la recomendación obtenida con el software HOMER Pro.

Resumen de cálculos preliminares

Tabla 4.10 Resumen de valores preliminares del diseño

Cálculos preliminares para el diseño		
Máxima cantidad de módulos en serie	12,1	12
Mínima cantidad de módulos en serie	3,32	4
Cantidad óptima de módulos por serie	9,55	9 - 10
Máxima cantidad de series de módulos paralelo	1,07	1
Potencia en módulos	9045	9045
	10050	10050
Potencia máxima de la planta	12320 Wp	

Tabla 4.11 Resumen de los valores finales del diseño

Valores finales de Diseño	
Cantidad de paneles por serie	9 unidades
Cantidad de series por track	1 serie
Cantidad de series	3 unidades
Cantidad paneles por inversor	27 paneles
Potencia final de diseño de la planta por inversor	9045 Wp
Potencia preliminar de la planta en CC (HOMER Pro)	54000 W
Cantidad de inversores	6 inversores
Potencia AC por inversor	7680 W
Cantidad total de paneles	162 unidades
Potencia final de diseño de la planta CC	54270 Wp
Potencia final de diseño de la planta en CA	40702 W

En el anexo 13 se realiza un análisis detallado de las pérdidas de potencia producidas por: sombras lejanas, inclinación, azimut, efecto de joule en conductores CC, eficiencia del inversor y efecto de joule en conductores CA para conocer el valor real de máxima potencia que eventualmente se podría lograr con la planta propuesta.

El porcentaje total estimado de las pérdidas para la planta fotovoltaica bajo condiciones nominales alcanzó el 25 % del potencial de producción. Considerando que la potencia pico de la planta se estableció en 54270 watts pico, se calcula una pérdida total del potencial de producción de potencia aprovechable de 13568 watts para una potencia aprovechable máximo de 40702 W en el sistema AC.

Tabla 4.12 Resumen de los valores de pérdidas consideradas en la planta fotovoltaica

Pérdidas consideradas en el sistema		
Porcentaje de pérdida por sombra lejanas	12	%
Porcentaje de pérdida por azimuth e inclinación	3	%
Porcentaje de pérdidas en el cableado CC	2	%
Porcentaje de pérdidas en el cableado CA	3	%
Porcentaje de pérdidas en el inversor	5	%
Porcentaje acumulado de pérdidas	25	%
Potencia total de la planta en CC	54270	Wp
Pérdida total equivalente	13568	Wp
Potencia real aprovechable CA	40702	W

Diagrama unifilar 4.3, que representa la unidad base de la planta diseñada, conformada por 3 series de 9 módulos de 335 Wp, protecciones de 9 amperios para cada serie del sistema fotovoltaico en CC, protección por sobretensión en CC calibrada a 1000 V, inversor de 7,7 kW en CA, además de una protección termomagnética para CA calibrada a 40 A.

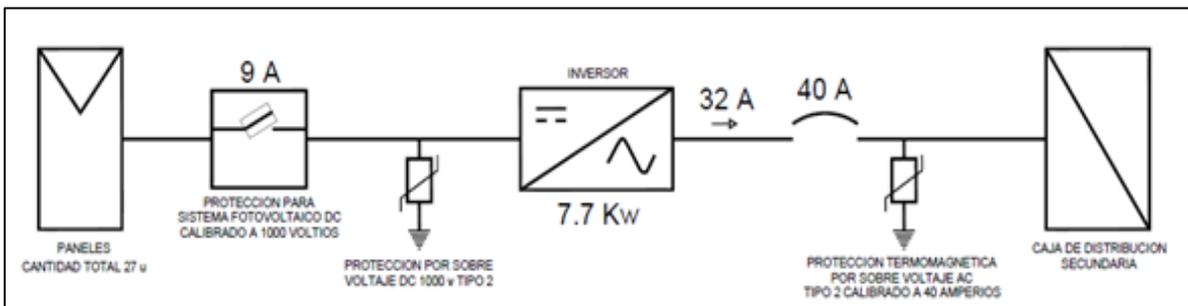


Diagrama 4.4 Unifilar del módulo básico de la planta fotovoltaica

Seguidamente se detalla el diagrama de conexiones para la unidad básica que conforma la planta fotovoltaica.

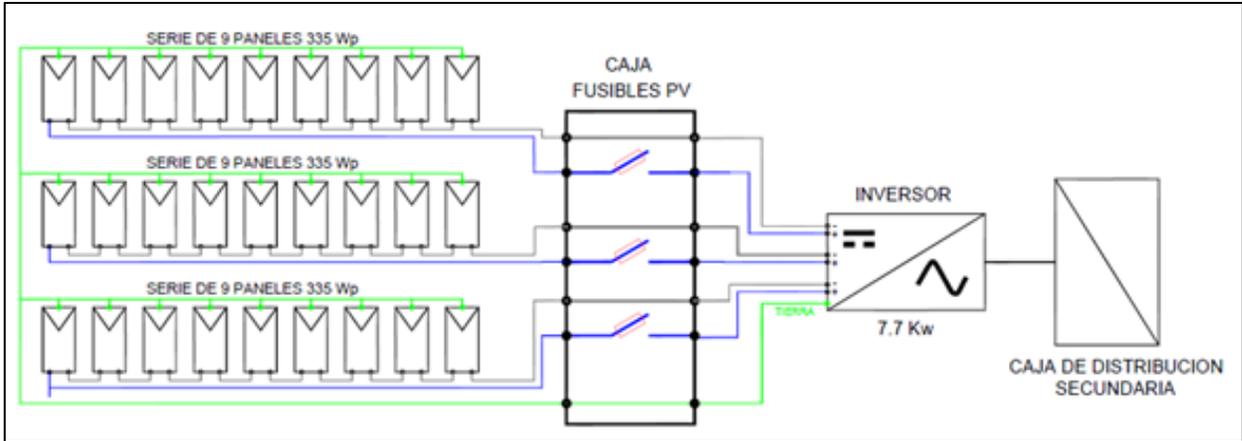


Diagrama 4.5 Alambrado de la planta fotovoltaica

Por último, la distribución en techos de los módulos asociados a los 6 inversores se representa con colores para identificar claramente el espacio propuesto en los distintos techos de las instalaciones originales albergue.

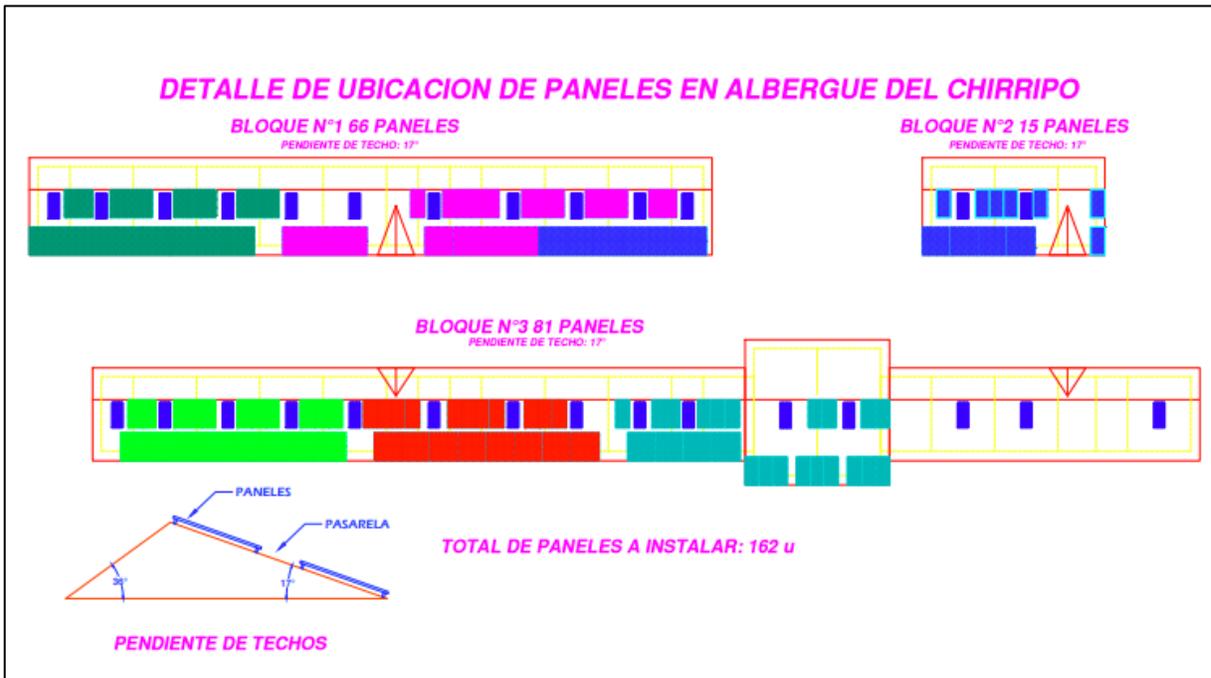


Figura 4.30 Propuesta de distribución de techos para la planta fotovoltaica.

4.5. Diseño eléctrico

4.5.1. Diseño eléctrico

Para el diseño de la instalación del sistema eléctrico se utilizó el NEC 2014. El diseño fue elaborado con el fin de abastecer las necesidades básicas en cada uno de los rincones del albergue, sin dejar de lado el uso eficiente la energía debido a las pocas y limitadas fuentes de generación presentes. La memoria de cálculo de los circuitos y sus conductores eléctricos, el plano de planta, la distribución eléctrica y el unifilar del sistema eléctrico, se puede observar en el ANEXO 7.

4.5.2. Variantes en el diseño eléctrico

Para proveer la demanda futura, el diseño de la instalación eléctrica se formuló tomando en cuenta ocho nuevos calentadores solares (Tabla 4.3), con resistencias de 1500 W, adicionalmente se ha utilizado el concepto de la Tabla 220.12 y 220.42 del NEC 2014 y el uso de los diferentes factores de carga por equipamiento, teniendo los siguientes resultados:

a. Método 1:

Tabla 4.13 Uso de la Tabla 220.42 del NEC 2014.

Método aplicando Tabla 220.42 y Factores de carga (NEC 2014)								
	TP	TD	TC	TB	TA	TE	Tnuevo	Pot. (VA)
Iluminación y tomas generales	48	144	120	288	288	84	10310	11282
Electrodomésticos	0	6000	10500	3000	3000	1500	2900	26900
Lavandería	1500	0	0	0	0	0	0	1500
Taller	3000	0	0	0	0	0	0	3000
Carga 1								42682
Carga 2	3000VA 100%, 3000 A 120000 A				0.35			16889
Cocina	Factor diversidad cocina				1.44	0	0	
Secadora ropa	NO HAY							0
Carga 3								16889
Cargas individuales - calentadores agua 240v	3000	0	0	6000	6000	1500	0	16500
Carga 4	FACTOR DE DEMANDA				0.75			12375
CARGA TOTAL								29264

b. Método 2:

Tabla 4.14 Uso de la Tabla 220.12 del NEC 2014.

Método aplicando Tabla 220.12 y Factores de carga (NEC 2014)								
	TP	TD	TC	TB	TA	TE	Tnuevo	unidades
Iluminación y tomas generales áreas	31	121	110	246	259	57	280	1104 m ²
Carga por área	33 VA/ m²						33	36432 VA
Electrodomésticos	0	6000	10500	3000	3000	1500	2900	26900 VA
Lavandería	1500	0	0	0	0	0	0	1500 VA
Taller	3000	0	0	0	0	0	0	3000 VA
Carga 1								67832 VA
Carga 2	3000VA 100%, 3000 A 120000 A				0.35			25691 VA
Cocina	Factor diversidad cocina				1.44		0	0 VA
Secadora ropa	NO HAY							0 VA
Carga 3								25691 VA
Cargas individuales - calentadores agua 240v	3000	0	0	6000	6000	1500	0	16500 VA
Carga 4	FACTOR DE DEMANDA				0.75			12375 VA
CARGA TOTAL								38066 VA

Por tanto, se ha escogido el método 1, de tal forma que la ampacidad de los conductores podrá soportar la carga y mantener la tensión en el rango Normal según lo establece la Normativa ARESEP.

Para el cálculo de la demanda máxima, hemos aplicado un factor de diversidad de 1.44 y un factor de carga de 52%, calculado del factor de carga del diseño total. De tal forma, se obtiene una demanda neta de 14 kW.

4.5.3. Tableros de distribución y centro de carga principal

El detalle de los tableros de distribución, luego del Diseño Eléctrico se muestra en la tabla A.7.1 (Anexo 7). En los tableros se pueden observar las cargas asociadas a cada circuito, la tensión de operación, la potencia en watts, los polos, el calibre del conductor de fase y tierra, el diámetro de la tubería y la caída de tensión asociada.

4.5.4. Diagrama de planta

El detalle del diagrama se presenta luego del diseño eléctrico se muestra en las siguientes figuras, el detalle lo puede observar en el Anexo 7:

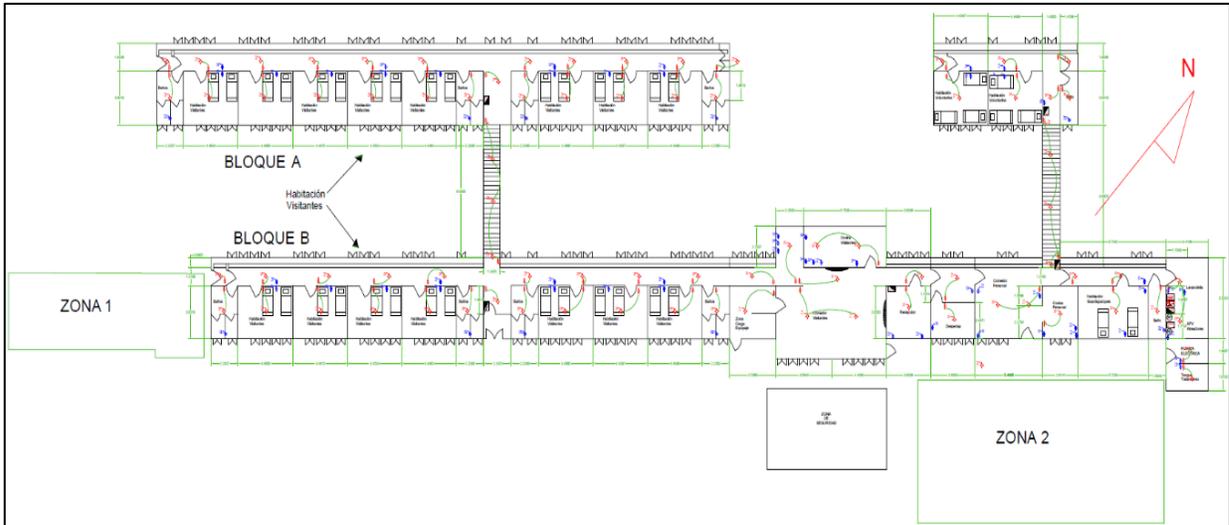


Figura 4.31 Diseño de planta de la instalación eléctrica

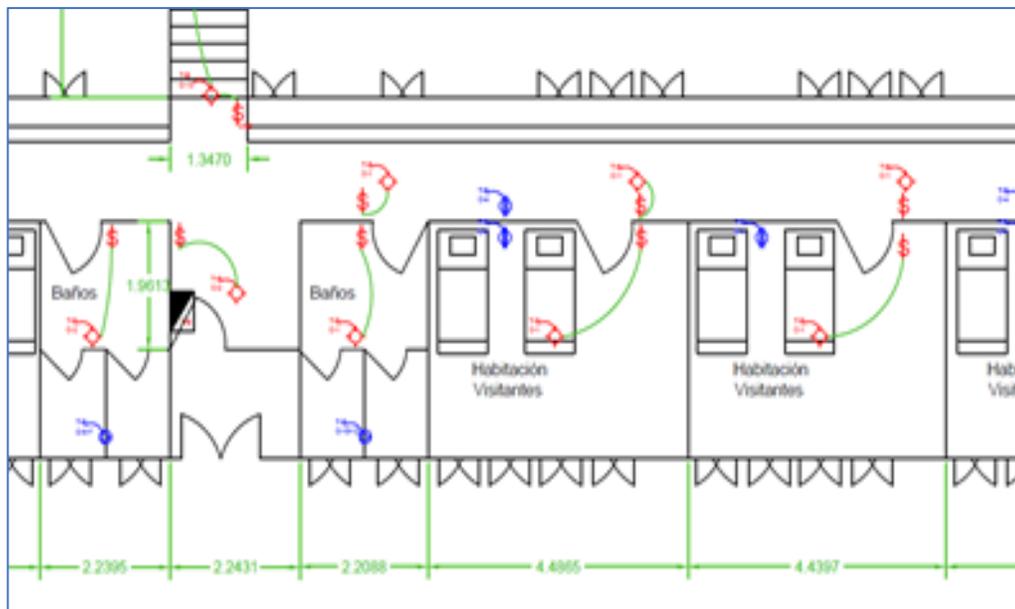


Figura 4.32 Acercamiento de la vista del diseño de planta

4.5.5. Diagrama unifilar

En el diagrama 4.5, se muestra el diagrama unifilar de la estructura de la micro-red, la interconexión entre los diferentes elementos que la conforman. Tenemos el generador hidroeléctrico, generador de combustible, los SFV y las baterías para el almacenamiento de la energía.

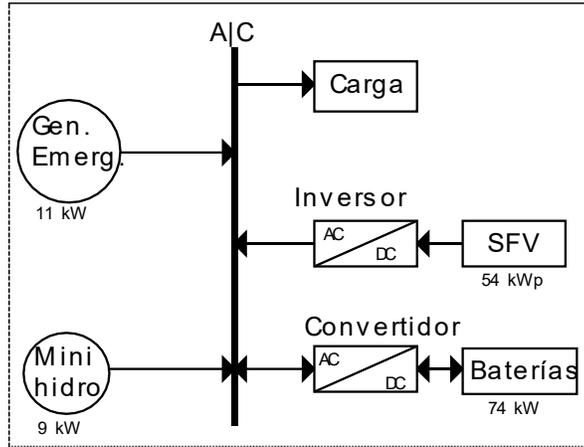


Diagrama 4.6 Unifilar de la micro-central hidroeléctrica, Albergue Base Crestones, Cerro Chirripó.

En el diagrama 4.6, se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico, con la ubicación de los diferentes elementos que componen la micro-red.

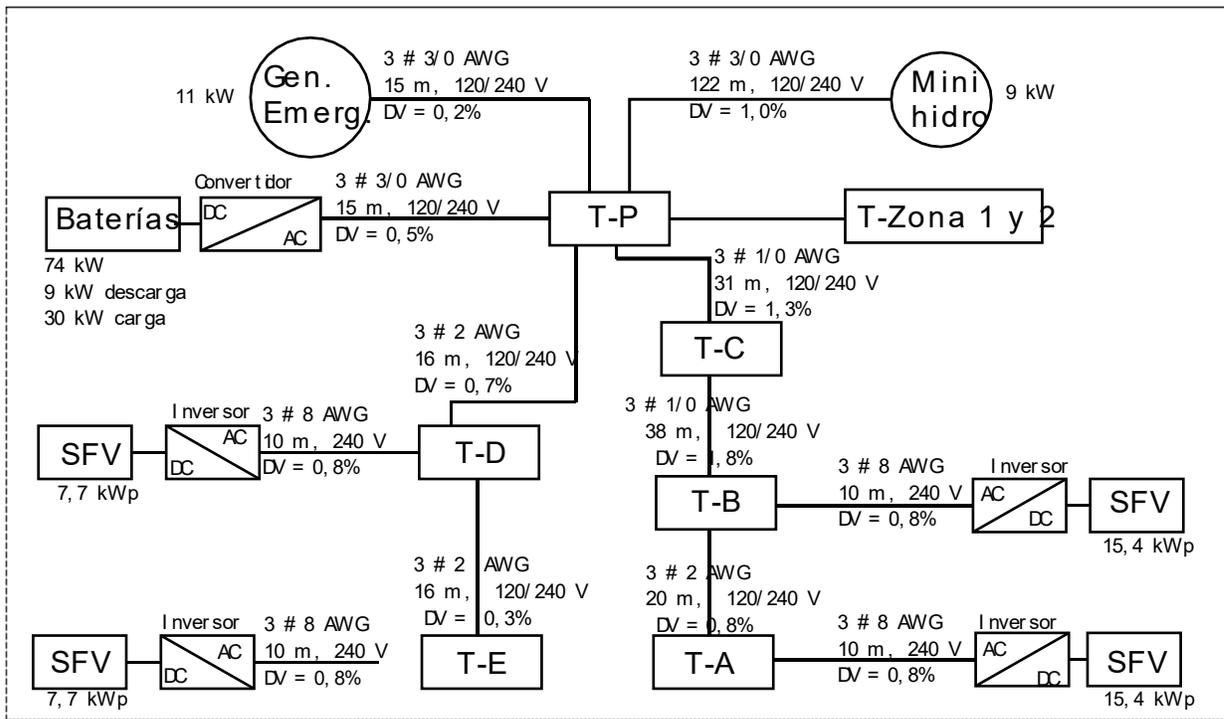


Diagrama 4.7 Unifilar del sistema eléctrico.

4.5.6. Equipos inteligentes para el control del consumo eléctrico

Para optimizar el uso de las cargas se utilizarán equipos inteligentes, tales como pagadores y tomacorrientes, comunicados mediante la red wifi. Con estos equipos se podrán manejar las cargas en las habitaciones y áreas comunes de tal forma que los visitantes no tendrán la posibilidad de hacer uso de energía sin el debido control.

Con estos tomacorrientes y apagadores se podría programar el tiempo de uso y de esa forma poder administrar la demanda eléctrica del albergue de forma eficiente.

En la figura 4.34, se muestra la conexión de un apagador inteligente y dos ejemplos de modelos de estos equipos.

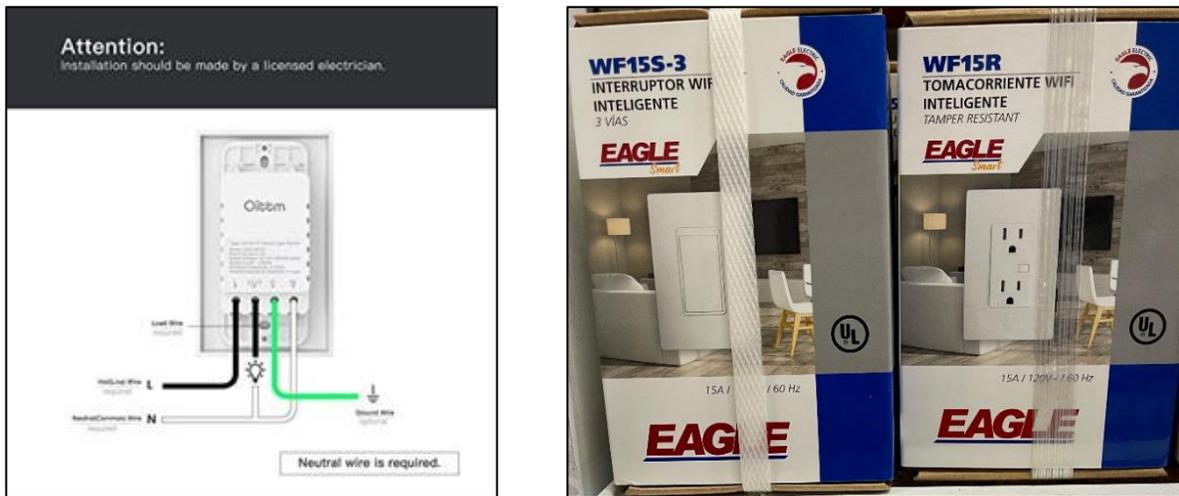


Figura 4.33 Ejemplos de toma corrientes y apagadores inteligentes

4.5.7. Estimación de los costos

En base con la información anterior, se contabilizó la cantidad de materiales y el costo de su instalación, así como el del transporte. Se puede observar Tabla A.7.2, Anexo 7.

El costo total del material es aproximadamente \$21204, se hace una estimación en mano de obra de 100% del costo del material, principalmente por lo difícil del acceso y las condiciones para realizar el trabajo. El peso total del material es de una tonelada, por lo que el costo por el transporte del material ronda los \$6600, costo que toma en cuenta la utilización de un helicóptero como medio de transporte. De tal forma que el costo total rondaría los \$49009.

4.5.8. Ampacidad de conductores y caída de tensión

Para la ampacidad de los conductores de las acometidas, se aplica una cargabilidad no mayor al 80% de su capacidad utilizando el Artículo 310 del NEC 2014, sin embargo, la distancia provoca que se deba aumentar el calibre del conductor de la acometida, asegurando una caída

de tensión no mayor al 3%. La caída de tensión se calculó con la herramienta “vd_calculator.htm” (Voltage Drop Calculator).

Tabla 4.15 Ampacidad y caída de tensión en conductores.

Tabla de Ampacidad de los conductores y la caída de tensión							
Acometida	Distancia (m)	Conductor AWG		watts	Amperios	% capacidad conductor	% caída Voltios
		Calibre	Ampacidad				
T-nuevo	8	3#1/0	150	7299	30	20%	0,1
T-D	16	3#2	115	7037	29	25%	0,7
SFVd	10	3#8	50	7700	32	64%	0,8
T-E	16	3#2	115	2450	10	9%	0,3
SFVe	10	3#8	50	7700	32	64%	0,8
T-C	31	3#1/0	150	20818	87	58%	1,3
T-B	38	3#1/0	150	12946	54	36%	1,8
SFVb1	10	3#8	50	7700	32	64%	0,8
SFVb2	10	3#8	50	7700	32	64%	0,8
T-A	20	3#2	115	6473	27	23%	0,8
SFVa1	10	3#8	50	7700	32	64%	0,8
SFVa2	10	3#8	50	7700	32	64%	0,8

4.6. Análisis de parámetros eléctricos

Se ha utilizado el OpenDSS para simular el flujo de carga de la micro-red de Base Crestones, y así verificar que el nivel de tensión este dentro de los parámetros establecidos según la Normativa ARESEP. Los elementos utilizados se observan en la siguiente figura:

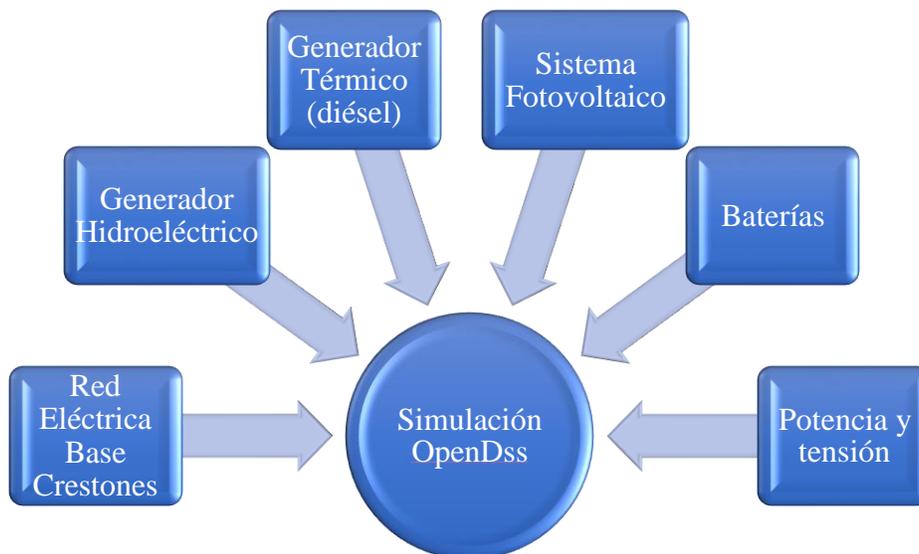


Figura 4.34 Elementos para el modelado en OpenDSS

Para cada elemento se ejecuta un código que el OpenDSS establece como modelo, los diferentes códigos de simulación se pueden observar en el ANEXO 8, junto con las curvas de carga, generación y de tensión de cada elemento.

Para el modelado se establece en primera instancia un circuito (`new circuit.NAME`), la tensión base (240 V), la frecuencia (60 Hz), las fases del circuito (para el OpenDSS un sistema monofásico se modela como 2 fases). Seguido, se establece la estructura de las líneas, buses de conexión, barras y/o acometidas eléctricas, definiendo la geometría del cableado, su espaciado, calibres de conductores, para que con estos parámetros el sistema calcule la impedancia equivalente en el punto requerido.

El OpenDSS requiere de archivos de datos para simular periodos de tiempo, por lo que se definen archivos tipo shape para la carga, generadores, acumuladores, que muestren el comportamiento de estos elementos. Los shape utilizados fueron en periodos de tiempo de 15 minutos, también conocidos como las curvas de carga, de generación o de carga-descarga en baterías.

La estructura de las cargas contiene, además del shape, el bus de conexión, tensión, conexión eléctrica, factor de potencia, potencia en kW, fases, y el modelo, para este caso se escoge el modelo a potencia constante.

Para los generadores Diésel e hidroeléctricos, el OpenDSS requiere del archivo shape, y de un modelo equivalente establecido por el OpenDSS, en el cual debemos establecer la tensión, frecuencia, potencia (kW), fases, factor de potencia y el lugar donde esta interconectado (bus de conexión) y el tipo de conexión eléctrica (estrella-delta).

El modelado de los SFV requiere el shape de irradiancia, las curvas de temperatura del lugar, la curva de eficiencia versus potencia del inversor, la curva promedio de Pmpp versus temperatura y luego se definen los parámetros del SFV, tales como: fases, bus de conexión, tensión, potencia instalada, irradiancia, Pmpp, temperatura, factor de potencia, conexión eléctrica entre otros que se muestran en Anexo 8.

Banco de baterías, el OpenDSS requiere el shape de carga y descarga de las baterías. Se parametriza el almacenamiento (Storage) con los datos del bus de conexión, fases, tensión, factor de potencia, kWh de carga y descarga, y los márgenes de seguridad para cuidar las baterías, como el porcentaje de reserva en carga y descarga.

Para visualizar los resultados se colocan monitores en los puntos o nodos donde se van a tomar las lecturas de tensión y potencia. El modelo 1, utilizado en OpenDSS para ver curva de potencia, y para ver tensiones y corrientes de usa el modelo 2.

Para visualizar estos monitores se crean los graficadores (Ploters), aquí el OpenDSS solicita el canal a graficar, donde dependiendo del canal se grafica la potencia P (kW) y Q (kVAR), las tensiones, las corrientes, etc. La estructura para el modelado anterior lo obtenemos del unifilar del sistema eléctrico de la micro-red, diagrama 4.5.

Como primera etapa se ha simulado la micro-red con todos sus elementos según la figura 4.6.1, donde la tensión más alta se registró en la salida del SFV del Bloque A del edificio, 124,8 V, y la tensión más baja en el centro de carga TB, 120,2 V, (Bloque B).

Ambas tensiones están dentro de los parámetros según lo establece la Normativa ARESEP (rango normal de operación, 114-126 V) según SUCAL. Ver gráficas en Anexo 8. El flujo de potencia indica que las pérdidas registradas son del 2% de la energía total, gráfica A.8.6. El resumen de las gráficas de tensión en los tableros la podemos observar en la gráfica A.8.6.

Gráfico 4.16 Tensión en los tableros, utilizando todos los generadores, modelado en OpenDSS



Se simuló la micro-red solamente con los SFV, registrándose la tensión más alta en el SFV del Bloque A, 123,41 V y la tensión más baja en el centro de carga TC, 119,52 V, (cocina y recepción del edificio). El flujo de potencia indica que las pérdidas registradas son del 0.3% de la energía total, ver Anexo 8, A.8.14.

4.7. Sistema de gestión de la energía SGE

4.7.1. Diseño del SGE

Arquitectura de control. Conforme a las metodologías de diseño presentadas en la sección 2.7, se seleccionó la arquitectura de control centralizada, ver diagrama 4.3 en la sección 4.2, la cual ha sido ampliamente usada en micro-redes aisladas debido al alto nivel de coordinación requerido entre las unidades de recursos de energía distribuidos (DER) (Olivares DE, citado por Espín-Sarzosa et al., 2019). En la misma se tienen dos niveles de control, el control primario compuesto por los controladores locales de las unidades de generación, del banco de baterías y de gestión de la demanda, y el control secundario o control central, constituido por el SGE.

Despacho óptimo. En el diagrama 4.7 se presenta el modelo de la micro-red propuesta, en amarillo se muestran las fuentes de generación fotovoltaica, hidroeléctrica y Diésel, en azul el bus o barra de corriente de alterna, en verde se tiene el sistema de almacenamiento de energía mediante baterías y las cargas en color cian, divididas en una demanda de cargas esenciales y una demanda de cargas no esenciales.

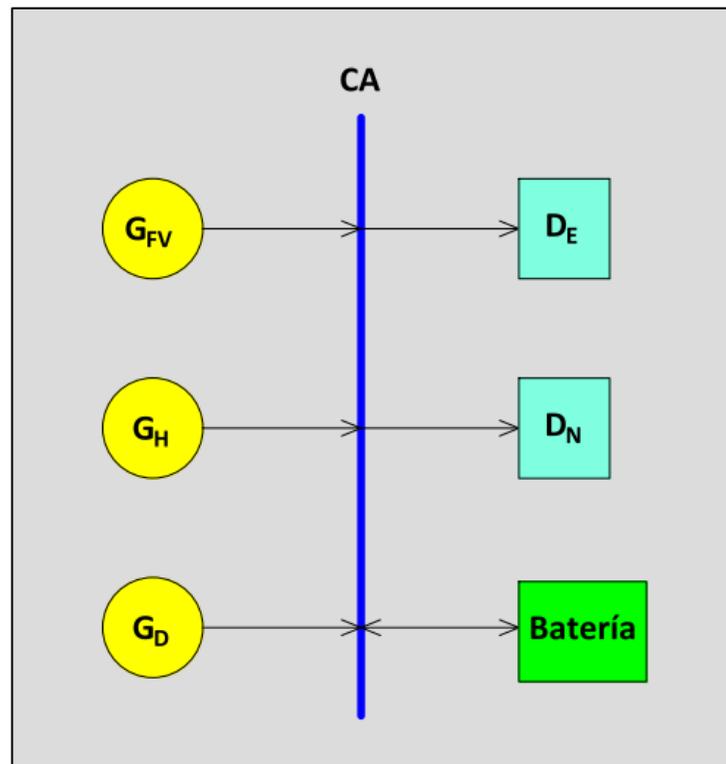


Diagrama 4.8 Unifilar micro-red Chirripó.

El SGE es el encargado de optimizar la operación de la micro-red, para ello utiliza un algoritmo de despacho óptimo, el cual se formula a continuación.

La función objetivo del problema de optimización es minimizar el costo de generación, que se representa con la siguiente ecuación:

$$\text{Min } C = C_{FV} * P_{FV} + C_H * P_H + C_D * P_D + C_B * P_B$$

Donde,

C: Costo total de operación de la micro-red [\$]

C_{FV} : Costo unitario de operación de la planta fotovoltaica [\$/kW]

P_{FV} : Potencia de despacho de la planta fotovoltaica [kW]

C_H : Costo unitario de operación de la planta hidroeléctrica [\$/kW]

P_H : Potencia de despacho de la planta hidroeléctrica [kW]

C_D : Costo unitario de operación de la planta Diésel [\$/kW]

P_D : Potencia de despacho de la planta Diésel [kW]

C_B : Costo unitario por el uso del banco de baterías [\$/kW]

P_B : Potencia de despacho del banco de baterías [kW]

Para garantizar el balance de potencia en la barra, la suma de las potencias de despacho de las fuentes de generación debe ser igual a la suma de las cargas, por lo cual se debe cumplir con la siguiente restricción:

$$P_{FV} + P_H + P_D + P_B = D_E + D_N$$

Donde,

D_E : Demanda de cargas esenciales [kW]

D_N : Demanda de cargas no esenciales [kW]

Así mismo, las potencias de despacho de las fuentes de generación y del banco de baterías no deben ser mayores que la capacidad disponible, por tanto, se debe cumplir con las siguientes restricciones:

$$P_{FV} \leq P_{FV\text{máx}}$$

$$P_H \leq P_{H\text{máx}}$$

$$P_D \leq P_{D\text{máx}}$$

$$P_B \leq P_{B\text{máx}}$$

Donde,

$P_{FV\text{máx}}$: Potencia disponible de la planta fotovoltaica [kW]

$P_{H\text{máx}}$: Potencia disponible de la planta hidroeléctrica [kW]

$P_{D\text{máx}}$: Potencia disponible de la planta Diésel [kW]

$P_{B_{\max}}$: Potencia disponible del banco de baterías [kW]

Conforme a la tendencia principal en investigación sobre sistemas de gestión de energía para micro-redes con arquitectura de control centralizada (Espín-Sarzoza et al., 2019), presentada en la sección 2.7.2.3, se seleccionó un modelo de optimización con una función objetivo única, la cual es minimizar el costo de generación de la micro-red, a resolver por el método de programación matemática (MP) denominado Programación Lineal Entera Mixta (MILP), utilizando representación estática para los componentes de la micro-red y enfoque de flujo de potencia en corriente continua.

Así también, de acuerdo a la sección 2.7.2.4, se incorporó en el SGE la estrategia de Horizonte Rodante, la cual permite tratar con las incertidumbres presentes tanto en la generación con fuentes renovables como en la demanda. Con dicha estrategia, en cada paso de decisión se debe solucionar un problema de optimización entero mixto basado en modelos de proyección, para posteriormente proveer puntos de operación en línea a cada unidad de generación, así como realizar acciones basadas en el mecanismo denominado Gestión en el Lado de la Demanda (GLD), mientras minimiza los costos operacionales considerando el pronóstico de los recursos renovables y de la demanda. Las proyecciones de generación fotovoltaica y generación hidroeléctrica están basadas en datos históricos, así como en el pronóstico del clima. En cuanto a la demanda eléctrica, originalmente se utiliza un modelo determinístico para proyectarla, sin embargo, conforme se tengan registros de datos de la demanda real con los cuales determinar una curva de distribución de probabilidad, se podría desarrollar un modelo predictivo de la demanda, o también utilizar una red neural.

El sistema de gestión de la energía propuesto permitirá operar de forma óptima micro-redes aisladas con alta penetración de energías renovables, tales como energía solar, eólica e hidroeléctrica, con almacenamiento de energía mediante baterías y respaldo con un generador Diésel. El siguiente diagrama ilustra dicho diseño.

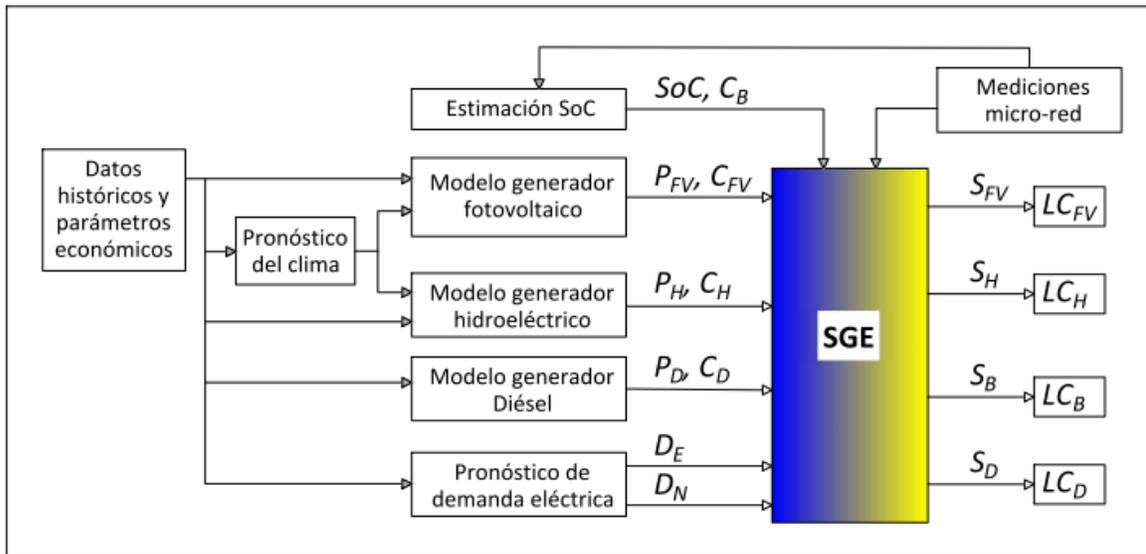


Diagrama 4.9 Esquema de bloques del SGE Chirripó con Horizonte Rodante.

Fuente: Basado en Palma-Behnke et al. (2013)

Como se aprecia en el diagrama, para cada paso de tiempo, el SGE recibe como entradas las mediciones sobre el estado de la micro-red, la estimación del estado de carga SoC y el costo operativo del banco de baterías C_B , la capacidad disponible P_{FV} y el costo operativo C_{FV} de la planta solar fotovoltaica, la capacidad disponible P_H y el costo operativo C_H de la planta hidro, la capacidad disponible P_D y el costo operativo C_D de la planta Diésel, así como el pronóstico de la demanda para cargas esenciales D_E y cargas no esenciales D_N , según modelos matemáticos que reciben como insumos datos históricos, parámetros económicos y el pronóstico del clima. Las salidas del SGE son los valores de referencia o setpoints para los controladores locales (LC) de las fuentes de generación: S_{FV} para la planta fotovoltaica, S_H para la planta hidroeléctrica, S_B para el banco de baterías y S_D para el generador Diésel.

4.7.2. Implementación del SGE

Para desarrollar el SGE se seleccionó el software MATLAB como herramienta de programación, ya que cuenta con una amplia librería de funciones matemáticas, incluyendo la función *intlinprog* que ejecuta el método de optimización MILP.

El software HOMER PRO, potencia el modelado y simulación de micro-redes aisladas de la red de potencia, tiene incorporados algunos tipos de controladores y también permite al usuario escribir su propio algoritmo de despacho para HOMER PRO usando MATLAB. HOMER interactúa con el software MATLAB para correr la simulación.

Con el fin de que el usuario pueda correr una simulación con su propio algoritmo de despacho llamado MATLAB Link (ML) se requiere programar en MATLAB tres funciones, *MatlabStartSimulation*, *MatlabDispatch* y *MatlabEndSimulation*.

HOMER llama estos tres comandos antes, durante y después de la simulación. Para correr una simulación con el controlador ML, HOMER desempeña los siguientes pasos (HOMER, 2021):

1. El controlador ML abre una instancia de MATLAB y envía la variable *simulation_parameters* al espacio de trabajo de MATLAB.
2. HOMER corre el comando *MatlabStartSimulation* en MATLAB.
3. HOMER recibe la variable *myErr* de vuelta desde MATLAB. Si *myErr* contiene un error, HOMER puede detener la simulación o el cálculo completo.
4. La variable *custom_variables* es dejada en el espacio de trabajo, tal que sea accesible para todas las siguientes funciones que MATLAB llama.
5. HOMER crea la variable *simulation_state* y la envía a MATLAB.
6. HOMER corre el comando para *MatlabDispatch* en MATLAB.
7. HOMER lee los nuevos valores puestos por *MatlabDispatch* en la variable *simulation_state* y simula el paso de tiempo de acuerdo a dichos comandos de despacho.
8. HOMER actualiza los valores en *simulation_state* para el nuevo paso de tiempo. Los pasos 6, 7 y 8 son repetidos hasta que todos los pasos de tiempo son simulados.
9. Finalmente, después de que todos los pasos de tiempo son simulados, HOMER llama *MatlabEndSimulation*. Cualesquiera errores son reportados en la interfase de usuario de HOMER.

Mientras la variable *simulation_parameters* no es cambiada a través de la simulación, los valores en la variable *simulation_state* son cambiados en cada paso de tiempo para reflejar cómo está operando el sistema. Para cada paso de tiempo, la variable *simulation_state* es actualizada en el espacio de trabajo MATLAB y es llamada la función *MatlabDispatch*. La función *MatlabDispatch* hace cambios a la variable *simulation_state*, los cuales son leídos por HOMER para cada paso de tiempo.

Los códigos o scripts de las tres funciones MATLAB desarrolladas para implementar el SGE como controlador de micro-redes aisladas en HOMER se presentan en el Anexo 11.

4.7.3. Validación del SGE

Con el fin de validar el Sistema de Gestión de Energía de la micro-red se modelaron y simularon en Homer Pro los siguientes escenarios:

- a) **Escenario actual.** Generación: durante los meses de la estación lluviosa (junio, agosto, setiembre, octubre y noviembre) se usa la planta hidro, durante los meses de la estación seca (enero, febrero, marzo, abril, mayo, julio y diciembre) se utiliza la planta Diésel. Demanda: durante los meses de la estación lluviosa se abastece 24 horas los 7 días de la semana la carga demanda por el Albergue, durante los meses de la estación seca solamente se abastece la carga del Albergue entre 4am y 7am, y entre 4pm y 8pm. Despacho: el SGE realiza el despacho óptimo de las plantas de generación para lograr minimizar el costo de operación de la micro-red.

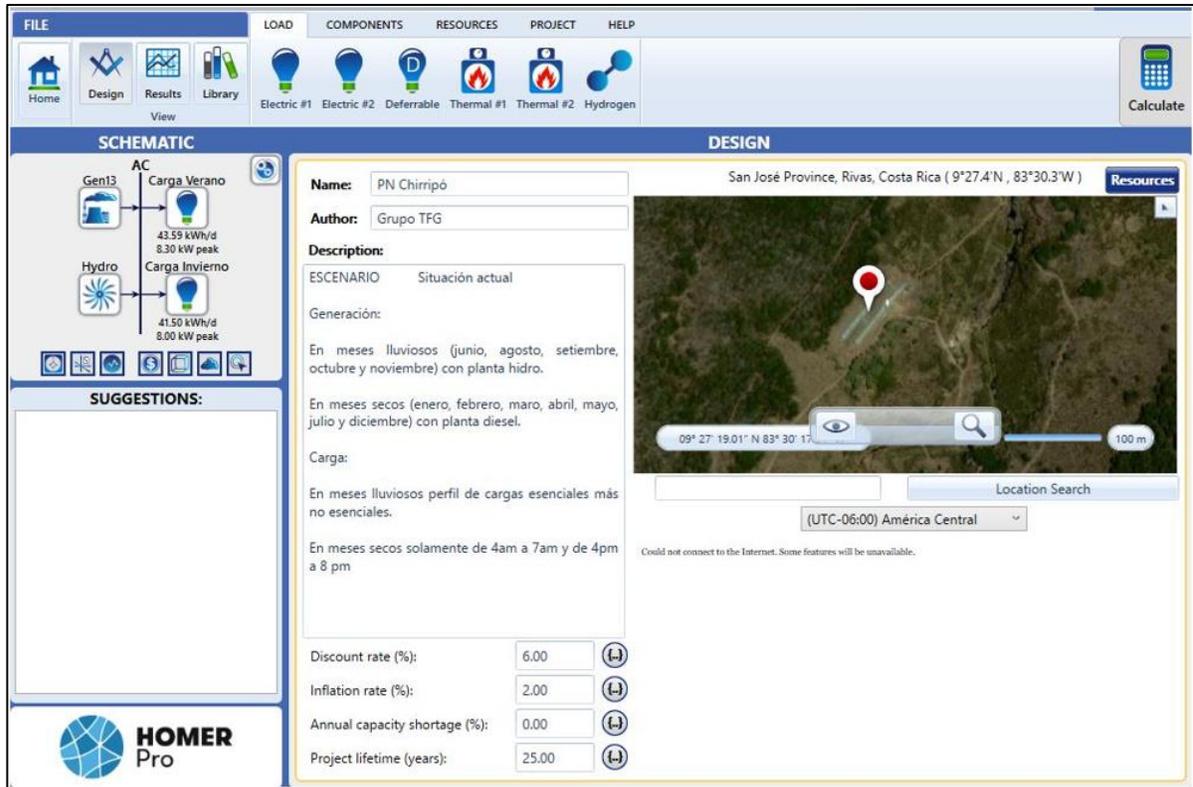


Figura 4.35 Escenario actual modelado en HOMER Pro.

- b) **Escenario 24/7 hidro-Diésel.** Generación: durante los meses de la estación lluviosa (junio, agosto, setiembre, octubre y noviembre) se usa la planta hidro, durante los meses de la estación seca (enero, febrero, marzo, abril, mayo, julio y diciembre) se utiliza la planta Diésel. Demanda: durante todo el año se abastece 24 horas los 7 días de la semana la carga demanda por el Albergue. Despacho: el SGE realiza el despacho óptimo de las plantas de generación para lograr minimizar el costo de operación de la micro-red.

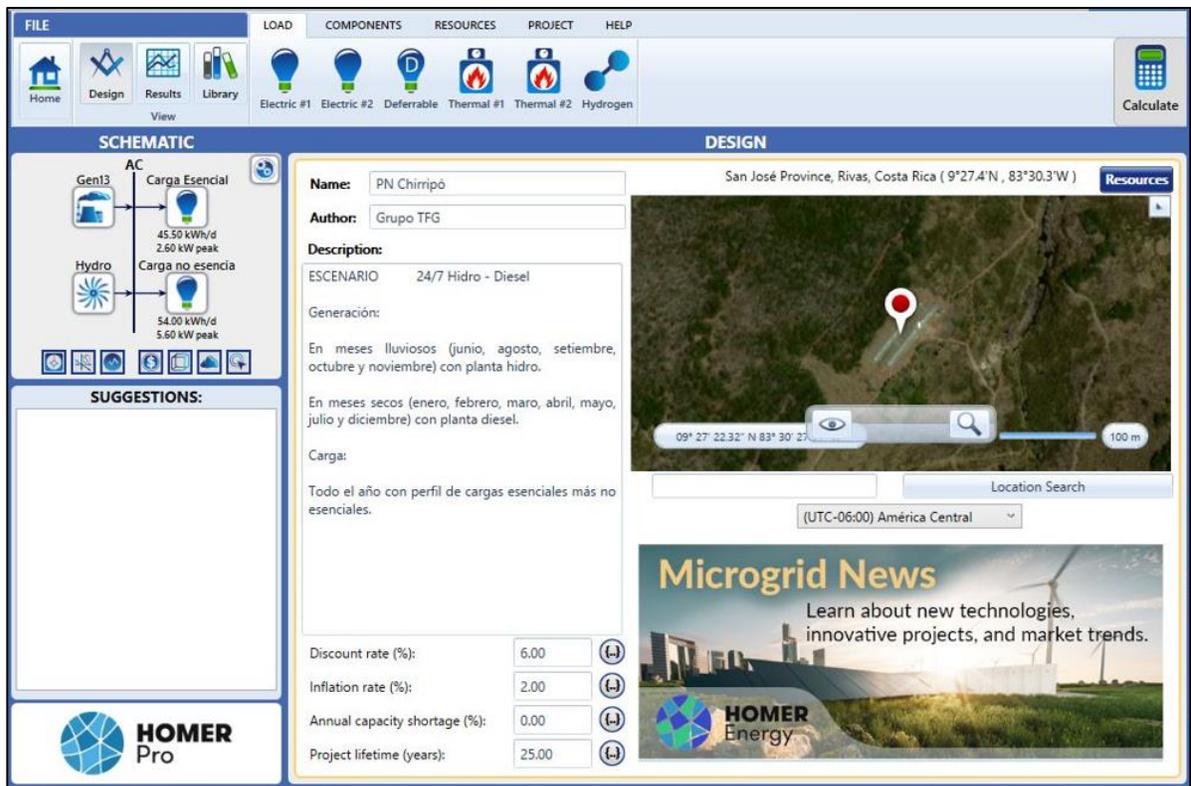


Figura 4.36 Escenario 24/7 hidro-Diésel modelado en HOMER Pro.

- c) **Escenario óptimo.** Corresponde al dimensionamiento óptimo de la micro-red presentado anteriormente. Generación: durante todo el año, en función de la capacidad disponible, se usan la planta hidro, la planta fotovoltaica y la planta Diésel. Almacenamiento de energía: se cuenta con un banco de baterías. Demanda: durante todo el año se abastece 24 horas los 7 días de la semana la carga demanda por el Albergue. Despacho: el SGE realiza el despacho óptimo de las plantas de generación y del banco de baterías para lograr minimizar el costo de operación de la micro-red.

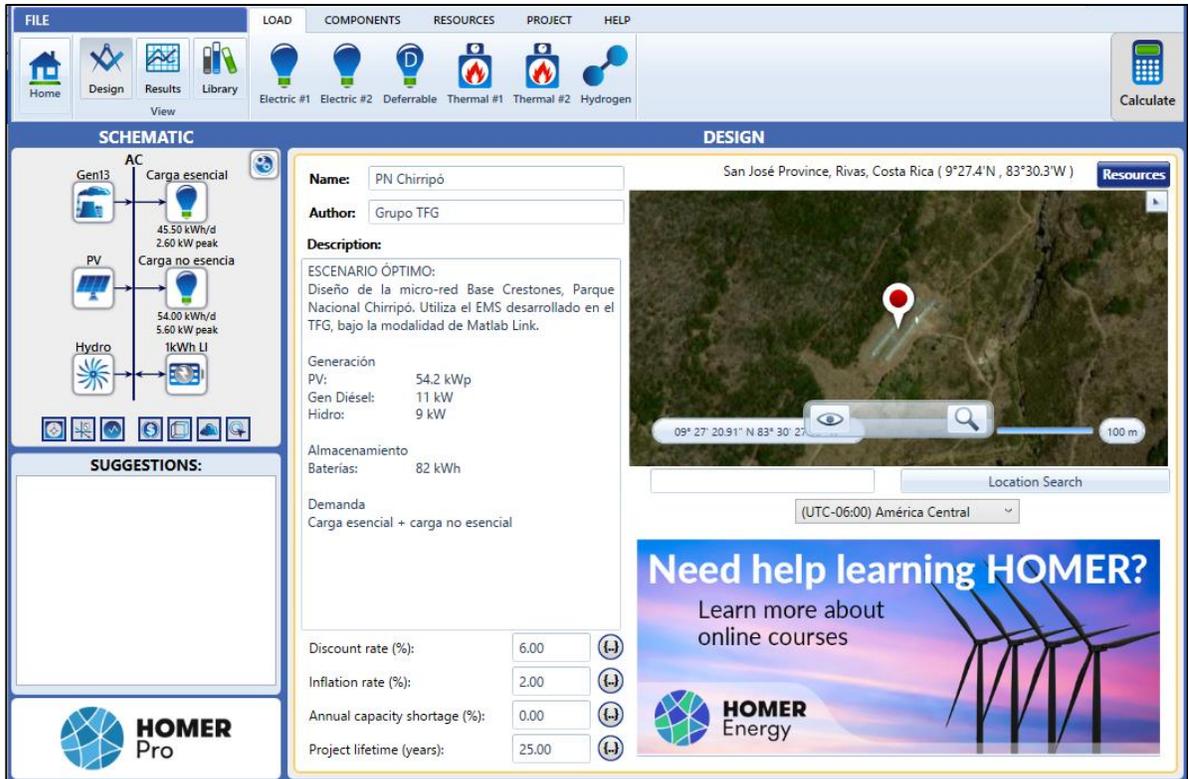


Figura 4.37 Modelo - Escenario óptimo en HOMER Pro.

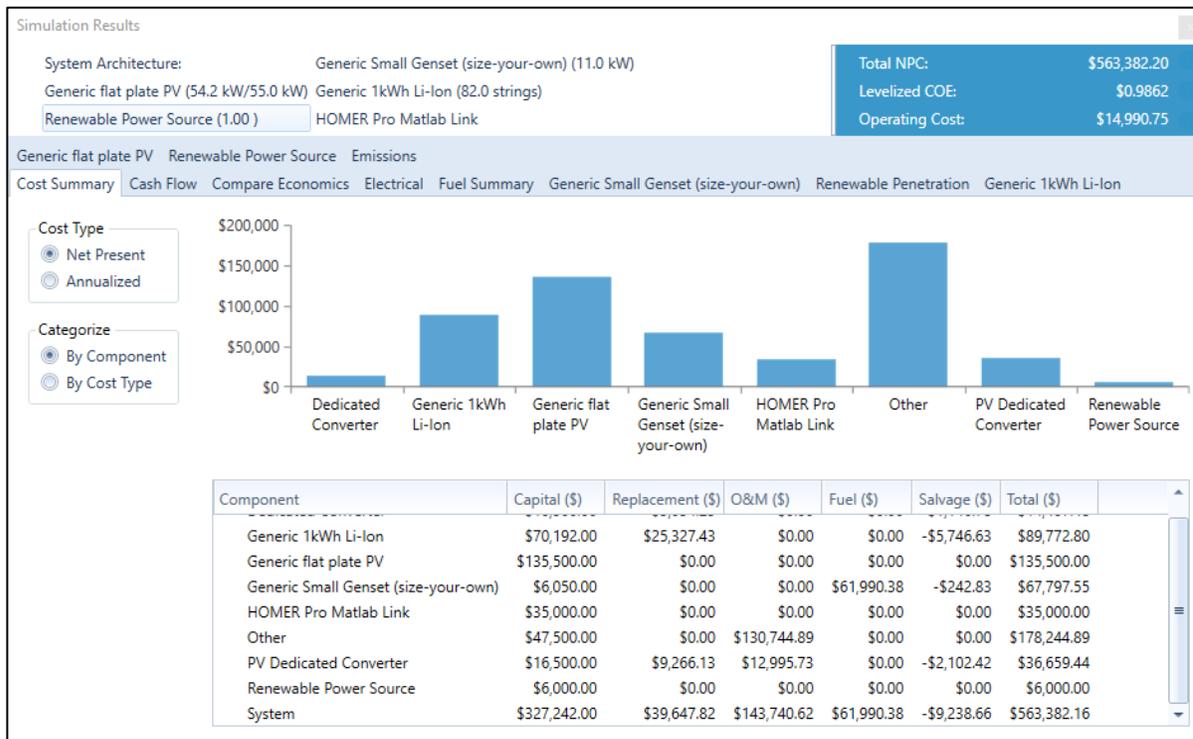


Figura 4.38 Resumen de costos - Escenario óptimo.

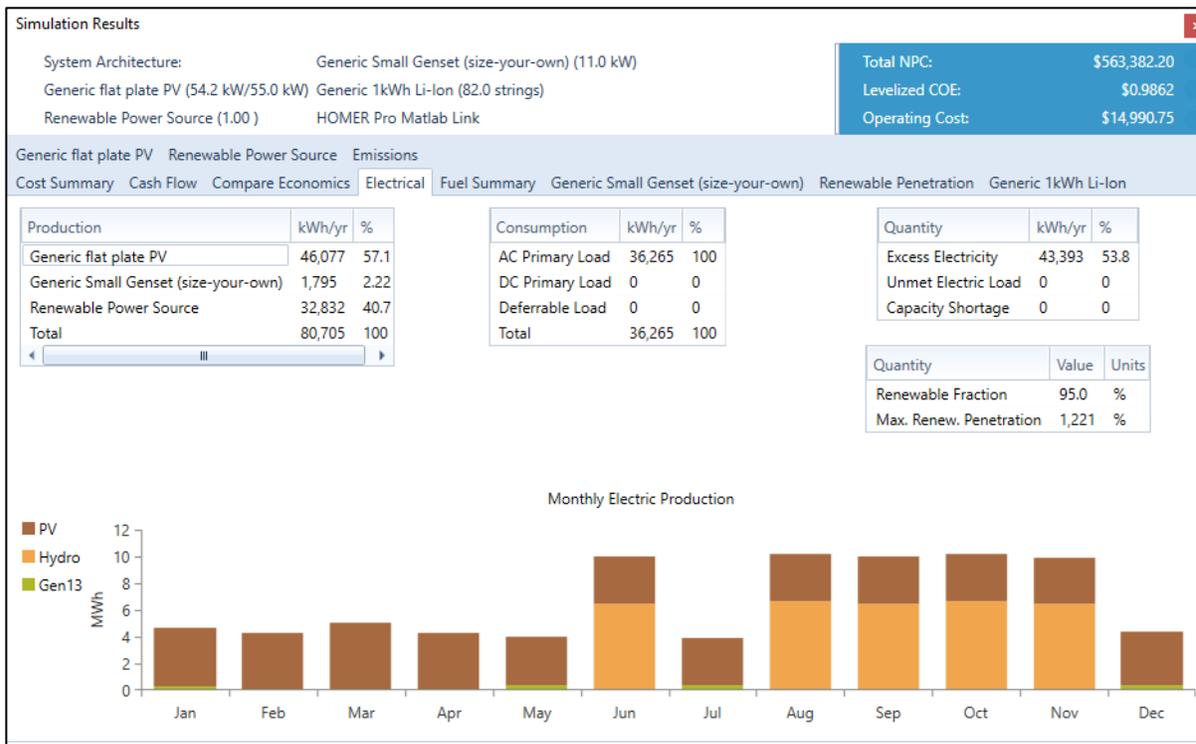


Figura 4.39 Producción eléctrica mensual - Escenario óptimo.



Figura 4.40 Desempeño banco de baterías - Escenario óptimo.

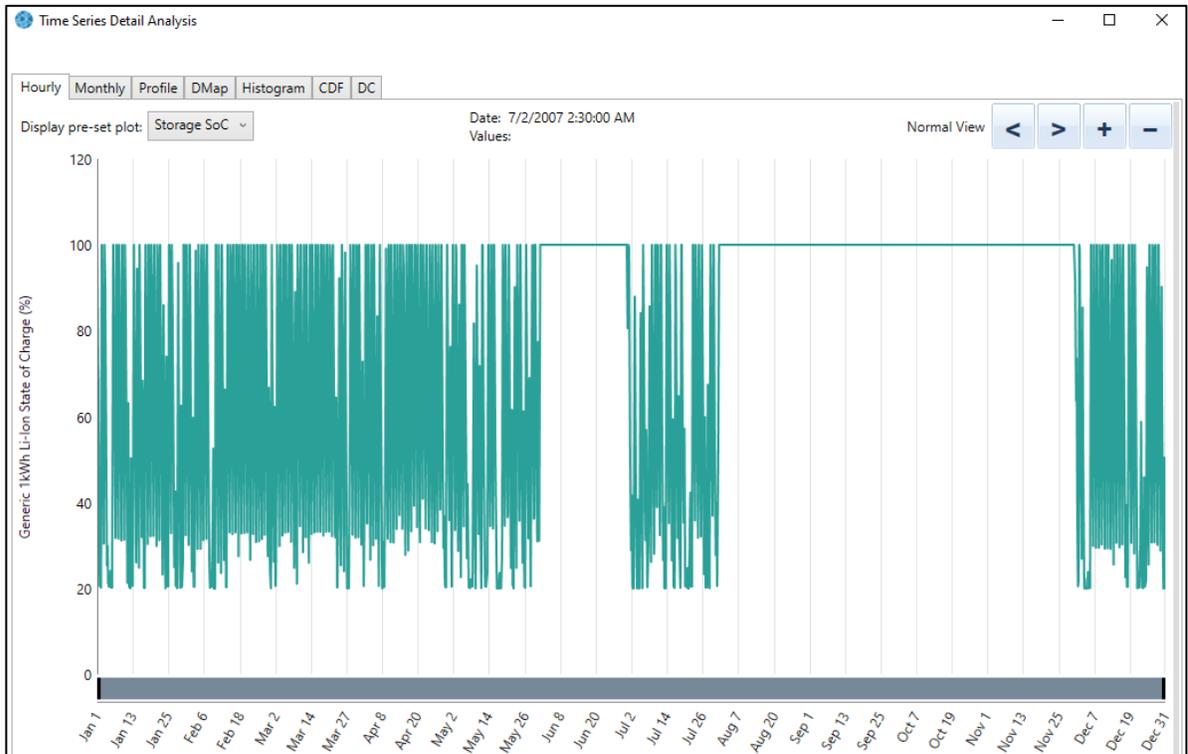


Figura 4.41 Serie de tiempo banco de baterías - Escenario óptimo.

- d) **Escenario 100% renovable.** Corresponde al dimensionamiento óptimo de la micro-red presentado anteriormente. Generación: durante todo el año, en función de la capacidad disponible, se usan la micro-central hidroeléctrica, la planta fotovoltaica y la planta Diésel. Almacenamiento de energía: se cuenta con un banco de baterías. Demanda: durante todo el año se abastece 24 horas los 7 días de la semana únicamente la carga Esencial demanda por el Albergue. Despacho: el SGE realiza el despacho óptimo de las plantas de generación y del banco de baterías para lograr minimizar el costo de operación de la micro-red.

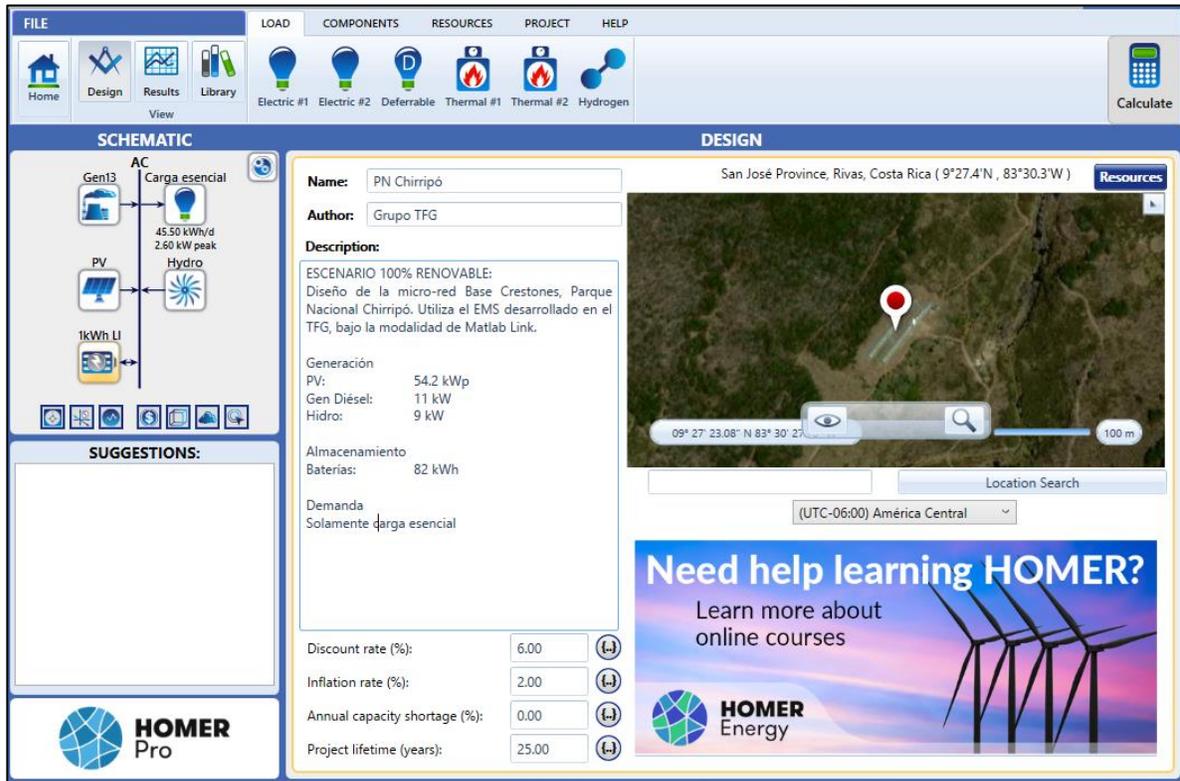


Figura 4.42 Modelo - Escenario 100% renovable modelado en HOMER Pro.

Seguidamente se presenta la tabla comparativa con los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios con los controladores que tiene HOMER Pro incorporados y con el SGE diseñado y desarrollado.

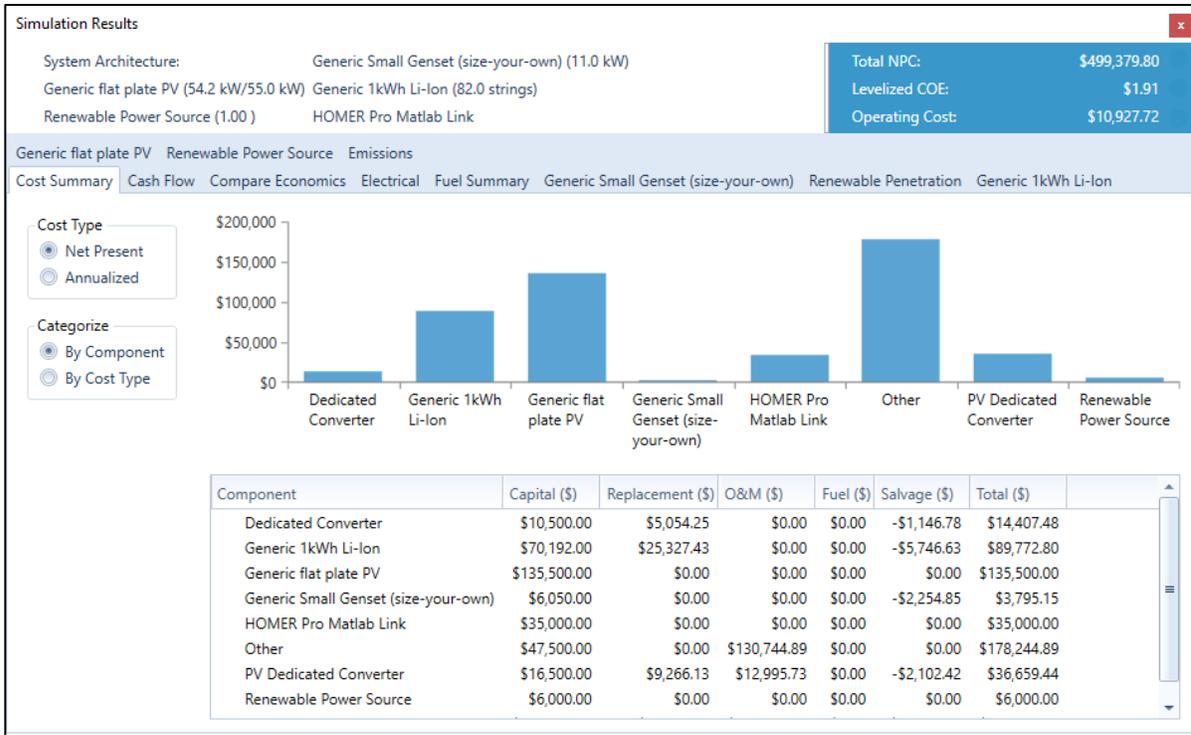


Figura 4.43 Resumen de costos - Escenario 100% renovable.

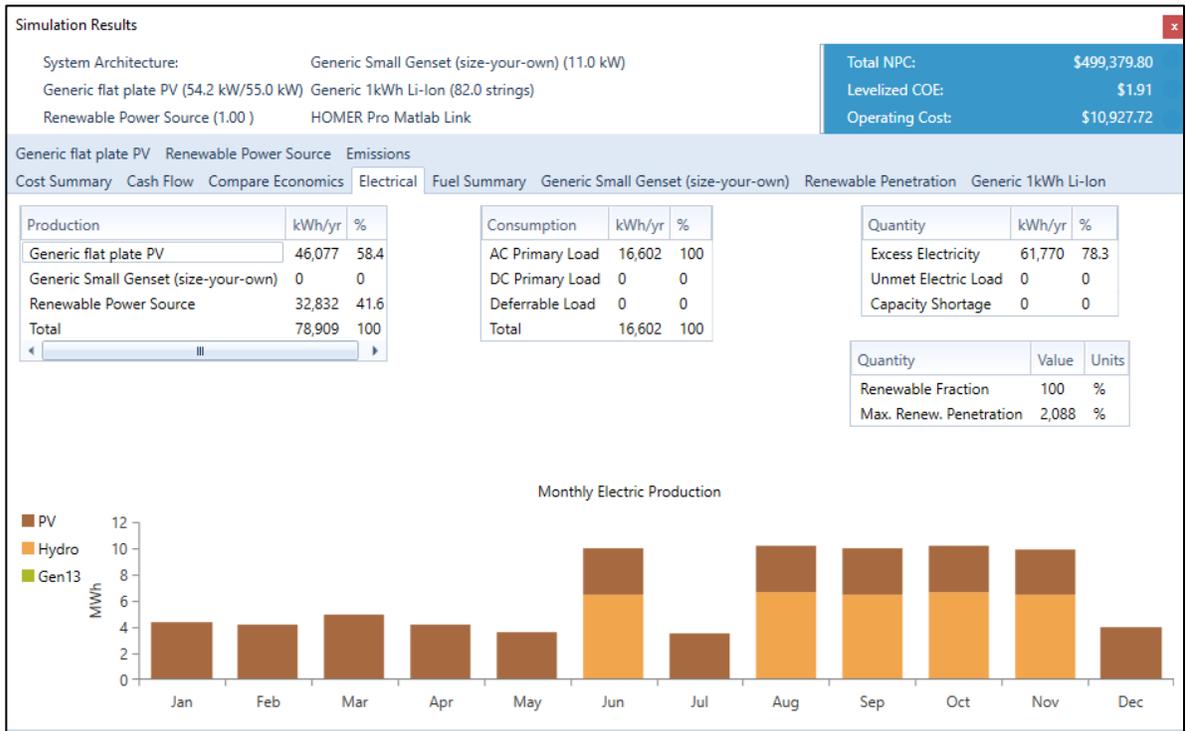


Figura 4.44 Producción eléctrica mensual - Escenario 100% renovable.

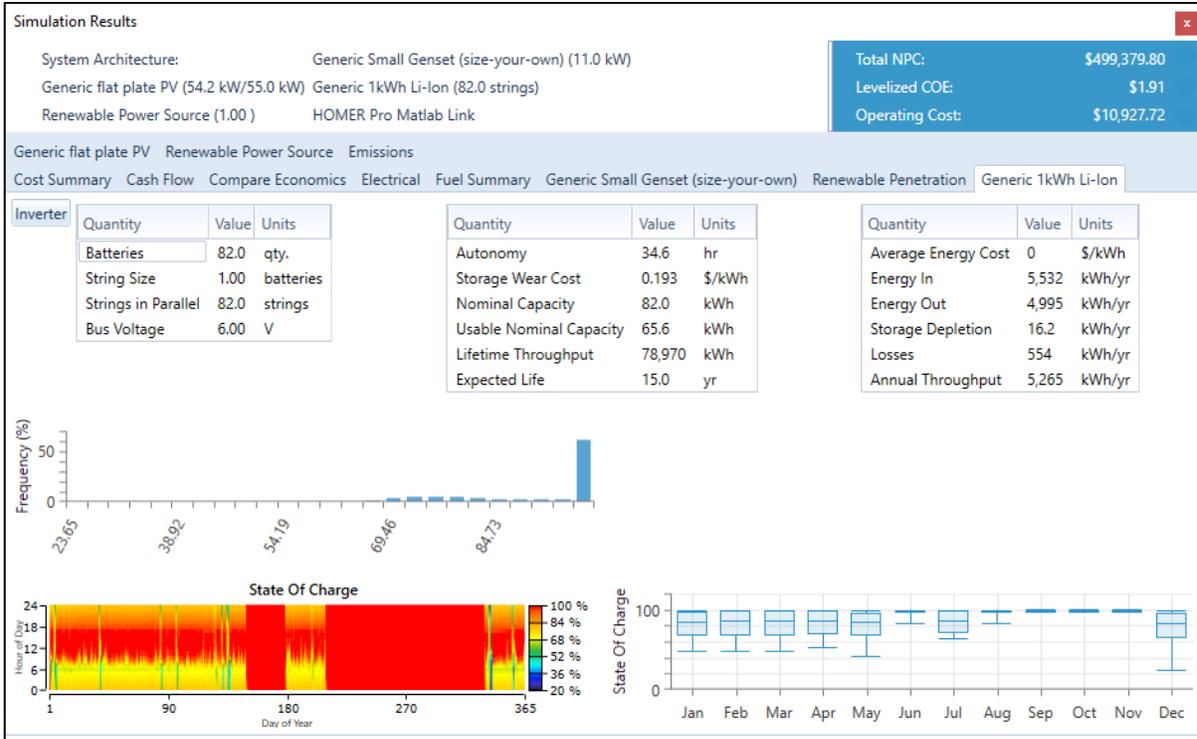


Figura 4.45 Desempeño banco de baterías - Escenario 100% renovable.

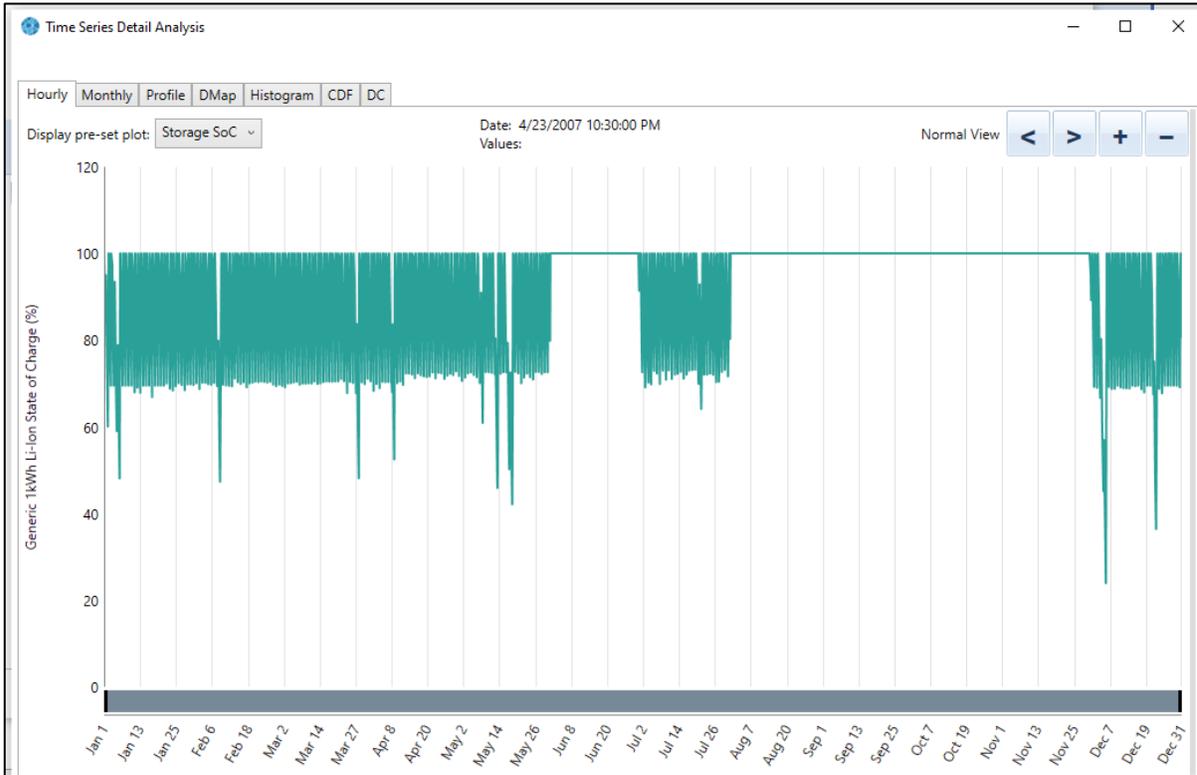


Figura 4.46 Serie de tiempo banco de baterías - Escenario 100% renovable.

Tabla 4.16 Comparación de controladores HOMER Pro vs SGE (Matlab Link).

ESCENARIOS DE SIMULACIÓN							
Actual:	Hidro 9 kW, Diésel 11 kW, Carga de invierno + Carga de verano						
Controlador	NPC (\$)	Cap. Inicial (\$)	O&M (\$)	Diésel (\$)	COE (\$/kWh)	% Renovable	Autonomía Batería (h)
<i>Load Following</i>	420863	12050	46195	354235	0.86	48.8	0.0
<i>Matlab Link</i>	420863	12050	46195	354235	0.86	48.8	0.0
24/7 hidro-diésel:	Hidro 9 kW, Diésel 11 kW, Cargas esenciales + Cargas no esenciales						
Controlador	NPC (\$)	Cap. Inicial (\$)	O&M (\$)	Diésel (\$)	COE (\$/kWh)	% Renovable	Autonomía Batería (h)
<i>Combined Dispatch</i>	737482	12050	62804	633630	1.29	39.9	0.0
<i>Matlab Link</i>	737482	12050	62804	633630	1.29	41.6	0.0
Óptimo:	Solar 54 kWp, Batería 82 kWh, Hidro 9 kW, Diésel 11 kW, Cargas esenciales + Cargas no esenciales						
Controlador	NPC (\$)	Cap. Inicial (\$)	O&M (\$)	Diésel (\$)	COE (\$/kWh)	% Renovable	Autonomía Batería (h)
<i>Combined Dispatch</i>	584151	327242	143741	83026	1.02	89.90	15.80
<i>Matlab Link</i>	563382	327242	143741	61990	0.99	95.00	15.80
100% Renovable:	Solar 54 kWp, Batería 82 kWh, Hidro 9 kW, Diésel 11 kW, Cargas esenciales + Cargas no esenciales						
Controlador	NPC (\$)	Cap. Inicial (\$)	O&M (\$)	Diésel (\$)	COE (\$/kWh)	% Renovable	Autonomía Batería (h)
<i>Combined Dispatch</i>	499668	327242	143741	338	1.91	99.9	34.6
<i>Matlab Link</i>	499380	327242	143741	0	1.91	100.0	34.6

De la tabla se desprenden las siguientes observaciones:

- Para el **Escenario Actual**, los resultados obtenidos con los controladores Load Following de HOMERPro y Matlab Link del SGE son idénticos.
- En el caso del **Escenario 24/7 hidro-Diésel**, los resultados obtenidos con los controladores Combined Dispatch (CD) de HOMER Pro y MATLAB Link (ML) son idénticos a excepción del porcentaje de generación renovable que es muy similar para ambos.
- Con respecto al **Escenario Óptimo**, el costo presente neto (NPC) resulta 3.56 % menor con el controlador ML que con el CD de HOMER Pro, lo cual se debería principalmente a una reducción del 25 % en el consumo de combustible. Por otra parte, el costo de la energía (COE) se reduce 3 % al usar el controlador ML, mientras que el porcentaje de generación renovable se incrementa en 5.7%.
- En cuanto al **Escenario 100% Renovable**, la diferencia en el NPC es menor a 0.1% a favor del controlador ML, con el cual la micro-red no consumiría combustible fósil durante su operación, abasteciendo únicamente las cargas esenciales, el COE resulta idéntico con ambos controladores. Con el controlador CD, alimentando únicamente las cargas esenciales se consumirían \$338 en Diésel, por lo que su generación sería 99.9% renovable.

4.8. Sistema de comunicaciones

4.8.1. Diseño e implementación del sistema de comunicaciones de la micro-red

En la sección 2.8 se mostraron los resultados de la investigación sobre los requerimientos de comunicación de la micro-red según Farhangi & Joos (2019) y las prácticas recomendadas según el estándar 2030.9 de IEEE (2019) para la planificación y el diseño del sistema de comunicaciones. Así mismo, se presentó la implementación de dicho sistema para la micro-red aislada ESUSCON, instalada en la comunidad de Huatacando, en el desierto de Atacama, Chile (Núñez-Mata, 2019).

En el diagrama 4.8 se muestra el diagrama de comunicación propuesto para la micro-red aislada Chirripó, la cual también tiene una arquitectura de control centralizada. En el nivel primario, en el que se encuentran los sistemas de medición y control locales, se utilizan Buses Seriales para conformar redes HAN.

Para el nivel secundario, en el que se encuentran el servidor del sistema de control centralizado (servidor CHIRRIPO) y el servidor del sistema SCADA Social, se utiliza un Bus Ethernet para conformar una red LAN. Para la comunicación del control de gestión del lado de la demanda se utiliza una red HAN inalámbrica. Así mismo, el servidor CHIRRIPO cuenta con un enlace a Internet, por medio del cual se podría integrar a una red WAN para comunicación con una estación de monitoreo remoto.

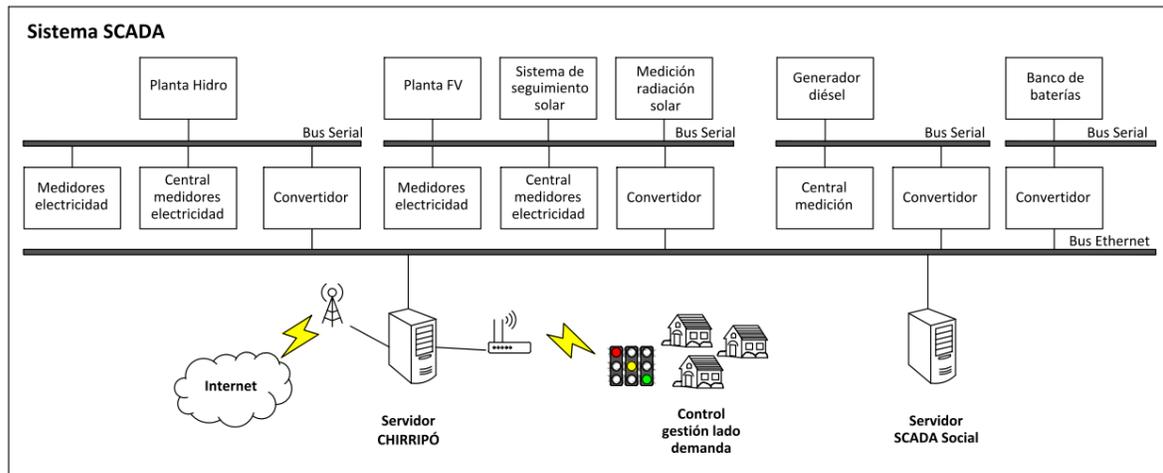


Diagrama 4.10 Esquema de comunicaciones Chirripó.

Fuente: Basado en Núñez-Mata (2019)

Conclusiones

1. De acuerdo con este trabajo, se determina que la solución más costo-efectiva para abastecer las necesidades eléctricas del albergue es la implementación de una micro-red, basada en fuentes de energía renovables, debido al menor costo e impacto ambiental.
2. La micro-red propuesta se conforma con las siguientes fuentes energéticas: hidráulica, solar fotovoltaica, almacenamiento de energía, así como un respaldo por medio de un generador termoeléctrico, junto con una renovación de la instalación eléctrica del albergue.
3. Los sistemas de generación fotovoltaica existentes se consideran obsoletos por su antigüedad, ya que han perdido el nivel de eficiencia requerido, y cuentan con una potencia de generación por unidad de superficie muy baja respecto a los dispositivos disponibles hoy en día, por lo tanto, no fueron tomados en cuenta dentro de la propuesta de la micro-red.
4. Se propone una planta solar fotovoltaica interconectada en forma distribuida en la instalación interna del albergue, para disminuir las pérdidas eléctricas y mejorar el perfil de voltajes en todos los nodos.
5. Tanto el grupo electrógeno como la micro-central hidroeléctrica existentes, requieren de distintas modificaciones en sus sistemas de control para ser integrados a la micro-red, de manera que sean coordinados por parte del sistema de manejo de energía.
6. Los sistemas de control, medición y actuación que operan la micro-central hidroeléctrica, no permiten la integración a una micro-red. Para lograr dicho objetivo, se deberán realizar las siguientes tareas: i) instalar equipos de control (un sincronizador, elementos de control para medición del nivel de agua en la presa); ii) cambiar la válvula de regulación de caudal mecánica por una electroválvula; iii) eliminar las resistencias que actualmente funcionan como reguladores de tensión y frecuencia; y, iv) mejorar el sistema de monitoreo (medidor de energía, tensión y frecuencia) y control (colocación por ejemplo de un PLC como mínimo). Se recomienda en el caso de la presa evaluar distintas mejoras para aumentar el almacenamiento, así como mejorar el elemento de protección en el desarenador, para reducir el daño de la turbina por la entrada de rocas.
7. Al realizar una propuesta para la sustitución del grupo electrógeno existente, se tomó en cuenta el rendimiento y los costos asociados a la adquisición y operación utilizando tanto combustible Diésel, como gas licuado de petróleo (GLP). En este caso, el rendimiento del generador Diésel es mayor y con un costo de operación menor cuando se opera a máxima capacidad; a pesar de ser una tecnología con mayor impacto ambiental que el generador a gas (mayor costo y consumo en combustible para generar a su máxima capacidad). Por un lado, los generadores a gas tienen un factor de reducción relacionado con la altitud que hace que su capacidad nominal de placa sea entre un 40%-50%. Por otro lado, el generador Diésel tiene un factor de reducción entre 10%-15%, dependiendo del fabricante. Por lo tanto, la potencia nominal de un generador Diésel estará alrededor de 15 kW para entregar 11 kW; mientras que para uno a gas se requiere uno de 22 kW para entregar alrededor de 13 kW.

8. Tanto la planta de generación Diésel como la micro-central hidroeléctrica, no cuentan con puertos de comunicación para integrarlos a la micro-red. Para solucionar esta carencia de puertos de comunicación, en la planta térmica se deberá instalar una transferencia con sincronizador, la cual cuente con puertos de comunicación (RJ-45/ Ethernet); en el caso de la micro-central hidroeléctrica, esta comunicación se lograría por medio de la utilización de un PLC.
9. Se desestima la utilización de un aerogenerador en la micro-red, por la poca fiabilidad de los datos con que se cuenta para realizar una valoración del recurso eólico. Asimismo, el sitio idóneo para instalar este tipo de generador se ubica a una distancia cercana a los 3 km del albergue (zona del Cerro Ventisqueros), limitados por el acceso, lo cual provocaría pérdidas de energía en la transmisión eléctrica.
10. La instalación eléctrica actual no cumple con el Código Eléctrico Nacional. Esto se debe a que la misma fue construyéndose como respuesta no planificada a nuevos requerimientos de demanda eléctrica. Además, se confirman diversas modificaciones en la instalación original realizadas por personal no cualificado. Para incluir elementos de generación, cargas adicionales e integrar la micro-red, la instalación eléctrica debe cumplir con los lineamientos del Código Eléctrico Nacional, por lo que el diseño propuesto se desarrolló para tal fin.
11. La capacidad de la instalación eléctrica es de 38,1 kVA, diseñada utilizando el NEC 2014, aplicando un factor de crecimiento de un 50%. El diseño de la capacidad de la instalación tiene como propósito soportar el crecimiento futuro de la carga, con un costo estimado de \$49 009.
12. El análisis de pérdidas por medio del software OpenDSS llegó a un valor del 2%. Además, las tensiones en los nodos de la micro-red se encuentran dentro del intervalo normal de operación según lo establece la Normativa ARESEP.
13. De acuerdo con la simulación realizada con HOMER Pro, la arquitectura óptima de la micro-red incluye un generador a Diésel de 13 kW, una micro-central hidroeléctrica de 9 kW, una planta fotovoltaica de 54,4 kWp y un almacenamiento de 82 kWh con un convertidor de 30 kW. El costo de la implementación de la micro-red es de \$324591.

Bibliografía

Adendorff, K. (2016). Batteries for Energy Storage. First National Battery. Recuperado de [http://www.crses.sun.ac.za/files/services/events/forums/EnergyStorage\(KeithAdendorff\).pdf](http://www.crses.sun.ac.za/files/services/events/forums/EnergyStorage(KeithAdendorff).pdf)

Alaminos, J., Alcor, E., Asensio, M., Bernadó, R., Fernández, L., Gomez, E., Iriarte, L., Labriet, M., López, L., Mejicanos, A. y Peiró, J. (agosto 2014). Estudio sobre las microrredes y su aplicación a proyectos de electrificación de zonas rurales. Energía sin fronteras.

Alexander Dávila Velásquez. “Implementación de redes neuronales Elman para la proyección de la demanda eléctrica de Costa Rica”. Proyecto Eléctrico, enero 18, 2021.

Amandeep Kaur, JitenderKaushal, PrasenjitBasak. (marzo, 2016) A review on microgrid central controller. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volumen (55), 338–345. doi 10.1016/j.rser.2015.10.041

ARESEP (21 de setiembre de 2015). Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión, (AR-NT-SUCAL). La Gaceta N° 189

Ariza Amírez, A. Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de Distribución. Universidad Tecnológica de Pereira facultad de ingenierías: eléctrica, electrónica, física y ciencias de la computación programa de ingeniería eléctrica. Pereira 2013

Artículo EPRI. OpenDSS STORAGE Element and STORAGECONTROLLER Element (Version 8.6.5 Build 3and Later) Revised October-2019.

Artículo EPRI StorageController Element.

Artículo EPRI. OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models.

Banco Central de Costa Rica. Tasa Efectiva en dólares TED. Recuperado el 5 de julio de 2021, <https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%203141>

CIGRE, Storage SystSGE on Distribution Networks the Impact of Battery Energy Storage SystSGE on Distribution Networks, March. 2018, ISBN: 9782858734238.

Claro Báez, J. 2016. Trabajo Fin de Grado Grado en Ingeniería Aeroespacial. Modelado y simulación de Smart Grid con OpenDSS y Matlab. Dep. Ingeniería de Sistemas y Automática Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, Sevilla.

Energía sin fronteras. Estudio sobre las microrredes y su aplicación a proyectos de electrificación de zonas rurales aisladas. Agosto 2014

Espín-Sarzosa, D., Palma-Behnke, R., & Núñez-Mata, O. (2019). *Energy Management SystSGE for Microgrids: Main Trends for Centralized Control Architectures. 1.*

Farhangi, H. & Joos, G. (2019). Microgrid Planning and Design. Wiley, IEEE Press.

Hamzeh Mohsen, Emamian Sepehr. (junio, 2016) Robust Control of an Islanded Microgrid Under Unbalanced and Nonlinear Load Conditions. [IEEE Journal of Emerging y Selected Topics in Power Electronics](#), Volumen (4), 512–520. doi [10.1109 / JESTPE.2015.2459074](#)

Hatziargyriou, N. (2014). *Microgrids Architectures and Control.* UK: John Wiley and Sons Ltd - IEEE Press.

Hidalgo Begines, D. 2015. Proyecto Fin de Carrera Ingeniería Industrial. Modelado de Redes de Distribución Usando OpenDSS. Dep. Ingeniería Eléctrica Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla. Sevilla.

ICE (marzo 2006). Reporte de Pruebas de la Turbina de P.H. Páramo, Laboratorio Hidráulico.

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Std 2030.7-2017: Standard for the Specification of Microgrid Controller.

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Std 2030.8-2018: Standard for the Testing of Microgrid.

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Std 2030.9-2019 Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid.

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Std 492-1999: “Guide for Operation and Maintenance of Hydro-Generator”, apartado 7 sobre operación, así como el apartado 8 de Mantenimiento.

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Std 112-1992: “Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators”.

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Std 43-2000: “Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotatory Machinery”.

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Std 929-2000: “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic SystSGE”.

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Std 1020-1988: “Guide for Control of Small Hydroelectric Power Plants.”

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Std 1046-1991: “Application Guide for Distributed Digital Control and Monitoring for Power Plants.”

Ioan Dulău L, Bică Dorin (2018). Optimization of generation cost in a microgrid. Science Direct, 22, 703-708. Recuperado de www.sciencedirect.com

Jessi Mauricio Beltrán Soto, 2017. Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión. Trabajo final magister en ingeniería – sistema energético. Metodología de diseño para las instalaciones residenciales en la ciudad de Medellín. Facultad de Minas. Sede de Medellín 2017.

Llanos Proaño Jacqueline del Rosario. (2012). Método para la generación de perfiles de demanda en comunidades aisladas y predicción de demanda de corto plazo, para micro-redes basadas en energías renovables. Universidad de Chile, facultad de Ciencias Físicas y

Manual de uso del programa OpenDSS para el curso de distribución y transmisión de potencia. Universidad de Costa Rica. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica. 2016.

Martínez F, Sánchez A, Rivier M. (marzo, 2016) A functional layer based classification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen (66), 1133–1153. doi 10.1016/j.rser.2016.05.025

Navarro Quesada, Franz. 2018. Universidad de Costa Rica. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. IE0499 – Proyecto Eléctrico, Estudio y diseño preliminar de una micro-red eléctrica para el albergue del Parque Nacional Chirripó. Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, diciembre de 2018

NEC 2014, National Electrical Code.

Núñez Mata, O. 2019. Curso “Micro-redes eléctricas: una solución para zonas no interconectadas”. Sistemas de protección para micro-redes, UCR.

Núñez-Mata, O., Palma-Behnke, R., Valencia, F., Urrutia-Molina, A., Mendoza-Araya, P., & Jiménez-Estévez, G. (2019). *Coupling an Adaptive Protection System with an Energy Management System for Microgrids*.

N.W.A. Lidula, A.D. Rajapakse. (enero, 2011) Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systSGE. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen (15), 186–202. doi 10.1016/j.rser.2010.09.041

OpenDSS aplicado al modelamiento y simulación dinámica de microrredes. OpenDSS applied to modeling and dynamic simulation of micro grids. Carlos Daniel Vera Silva¹, Agustín Rafael Marulanda Guerra.

Palacios Barreto, D. Pérez Munévar, J. 2015. Desarrollo de un software en Matlab para el modelado del comportamiento operacional en estado estable de componentes de micro-redes eléctricas. universidad industrial de Santander facultad de ingenierías físico-mecánicas escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones Bucaramanga 2015.

Palma-Behnke, R., Benavides, C., Lanas, F., Severino, B., Reyes, L., Llanos, J., & Sáez, D. (2013). A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(January 2013).

PANASONIC (2019). HIT Photovoltaic Module. Newark, EU.: Panasonic Corporation. Recuperado de ftp://ftp.panasonic.com/solar/datasheet/n330_n325_datasheet.pdf

Quirós Tortós J. Rojas J. Arrieta O, Parajeles M. (2018). InformeFinal: Viabilidad de almacenamiento de energía en CR. UCR-GrupoICE-SEPSE-OptAlmacenamiento

Revisión de IEEE Standard 1547™. Nueva potencia reactiva y tensión. Requisitos de capacidad de regulación por [reigh walling, walling energy systSGE consulting, llc.](#) [_ december 2016.](#) Volt-Var Vref.

Saez-de-Ibarra, A., Milo, A., Gaztanaga, H., Etxeberria-Otadui, I., Rodríguez, P., Bacha, S., & Debusschere, V. (2013). Analysis and comparison of battery energy storage technologies for grid applications. PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble, 1–6. doi:10.1109/PTC.2013.6652509

Slaughter, A. (2016). Almacenamiento de electricidad Tecnologías, impacto y perspectivas. Cuadernos de Energía, (48), 57–65.

Ulloa Rodríguez Rodolfo (febrero 2003). Informe de factibilidad para la instalación de una microcentral hidroeléctrica, Centro Ambientalista el Páramo Parque Nacional Chirripó. ICE.

Videos de OpenDSS, <https://www.bing.com/videos/search?q=openDSS&docid=608039624078396562&mid=B05709664452B2730EE2B05709664452B2730EE2&view=detail&FORM=VIRE>

Yimy E. García-Vera, Rodolfo Dufo-López and José L. Bernal-Agustín. Article. Optimization of Isolated Hybrid Microgrids with Renewable Energy Based on Different Battery Models and Technologies.

Anexo 1: Cronograma de actividades

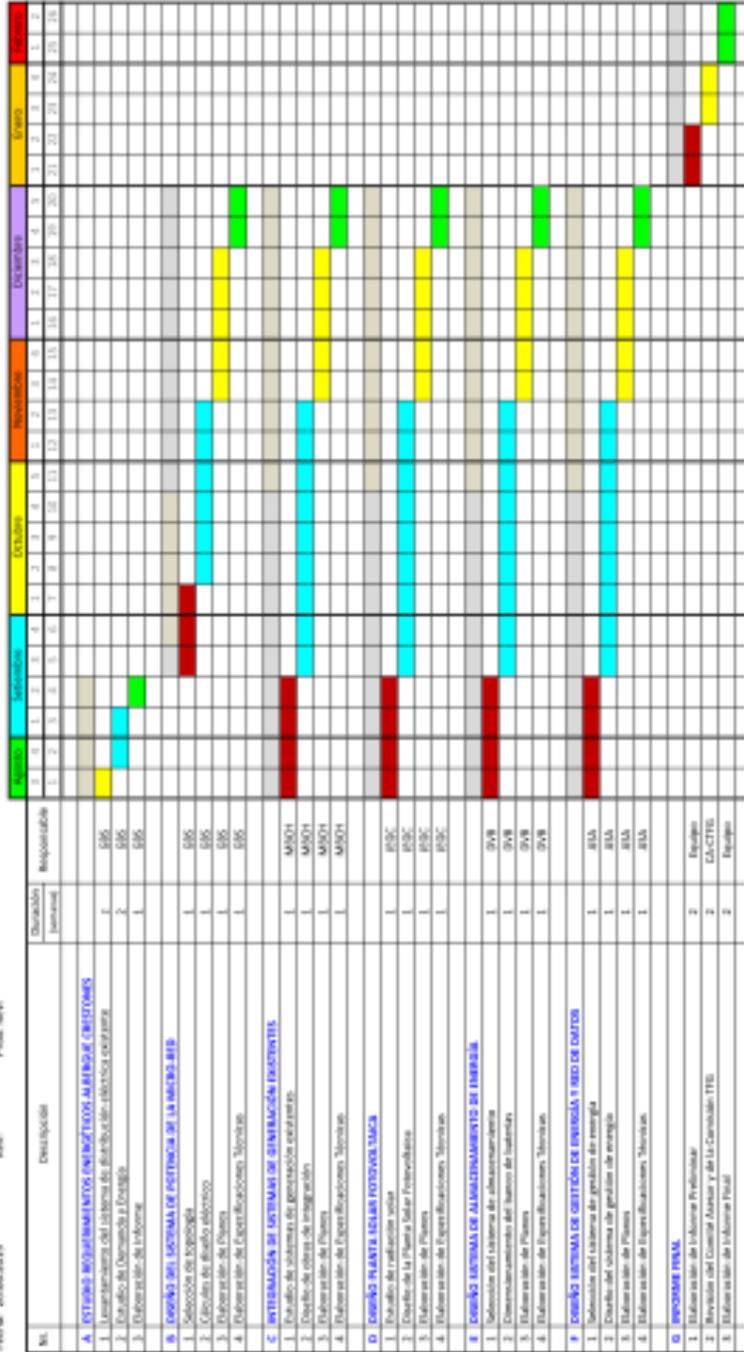
Cronograma de actividades
 Proyecto: Diseño de una micro-red eléctrica, Centro Andabateriza el Palmaro, Parque Nacional Chiriquí
 SNAME- UCR
Preparación de Proyecto final de Graduación - Licenciatura

Preparado por:

Equipo de Trabajo

Fecha: 2016.04.29

Ries: Puntos Negros



Tempo total

26

Semanas

Equipo de Trabajo
 Coordinador

Jorge Eduardo González Calderón
 Ronald Wilmar Barrantes
 Manuel Barrios-Ducón
 Gustavo Bacillo Salas

Anexo 2: Institución interesada



SISTEMA NACIONAL DE ÁREAS DE CONSERVACIÓN
ÁREA DE CONSERVACIÓN LA AMISTAD PACÍFICO
GERENCIA DE ÁREAS SILVESTRES PROTEGIDAS



11 de junio del 2019

SINAC-ACLA-P-PNCh-021-2019

Señor:

Oscar Núñez Mata

Profesor Escuela de Ingeniería Eléctrica

Universidad de Costa Rica.

ASUNTO: Apoyo de investigación energía limpia

Estimado Señor:

Dado a la problemática actual de generación de energía eléctrica en el Centro Ambientalista el Paramó "Base Crestones" del Parque Nacional Chirripó y en seguimiento a nuestra conversación, le informo que cuenta con el visto de la Gerencia de Áreas Silvestres Protegidas del Área de Conservación Amistad Pacífico para desarrollar la investigación correspondiente para proponer soluciones técnica, ambiental y financieramente para dotar de energía limpia a dicho Albergue.

La persona contacto sería este servidor, me puede contactar al correo electrónico gravin.villegas@sinac.go.cr o celular 83093603 o la señorita Laura Díaz Hernández Administradora del PNCh mediante correo electrónico laura.diaz@sinac.go.cr o al celular

El líder será el compañero Jonathan Ibarra Jiménez y en caso de ser requerido colaborarle en la elaboración de los informes a los tribunales correspondientes.

Atentamente

GRAVIN VILLEGAS RODRIGUEZ
BOBOLQUEZ, TURKEY

Lic. Gravin Villegas Rodríguez
Gerente Áreas Silvestres Protegidas
Área De Conservación La Amistad Pacífico

GVR/Archivo2019

C: Archivo.



Dirección: Pérez Zeledón, Daniel Flores, Villa Ligia
Tel. Central: (506)27714926 / 27713155 ext. 106 -
Fax: (506)27713297 • Apdo.: 781-8092
San José, Costa Rica
www.sinac.go.cr

Anexo 3: Levantamiento de requisitos

04 de julio del 2019

Señor

Ing. Lochi Yu Lo Ph.D.

Director

Escuela Ingeniería Eléctrica

Universidad de Costa Rica

Referencia: 001-007-2019

Estimado señor:

Por medio de la presente se solicita el levantamiento del requisito de estar en Régimen Académico de la Escuela de Ingeniería Eléctrica al Ing. Isaac Rojas Hernández, Máster. para que pueda integrar el comité asesor del proyecto de graduación de licenciatura denominada “Diseño de una Micro-red Eléctrica Centro Ambientalista el Páramo Parque Nacional Chirripó” y realizado por los estudiantes:

- Donald Villegas Barrantes, carné 934176.
- Manuel Antonio Barboza Chacón, carné 944360.
- Gustavo Badilla Salas, carné 910374.
- José Javier Solís Alfaro, carné 883838.

Quiénes realizaremos el trabajo final bajo la Dirección del Profesor Ing. Oscar Núñez Mata, PhD.

Se justifica esta solicitud debido a:

- Posee Bachillerato y Licenciatura en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Telecomunicaciones. Además, posee una maestría en Telemática.
- Cumplió el programa de Licenciatura en docencia de la Universidad Estatal a Distancia (UNED).

- Tiene más de cinco años impartiendo lecciones en la carrera de Ingeniería Telemática en la Universidad Latina de Costa Rica.
- Más de once años en el Instituto Costarricense de Electricidad con experiencia en investigación y desarrollo de servicios en telecomunicaciones, investigación en energías alternativas con énfasis en sistemas de generación solar fotovoltaico, investigación en almacenamiento de energía y análisis de redes en media tensión.
- Actualmente coordina las actividades de innovación y desarrollo de nuevos servicios para el Negocio de Distribución y Comercialización del ICE.
- Cuenta con publicaciones nacionales e internacionales en temas de docencia, hidrógeno, energía solar fotovoltaica, geotermia de baja entalpía y diseño eléctrico en centros de datos

Cordialmente,

Estudiante proponente
Gustavo Badilla Salas

Estudiante proponente
Manuel Barboza Chacón

Estudiante proponente
José Javier Solís Alfaro

Estudiante proponente
Donald Villegas
Barrantes

Estudiante proponente
Jorge González Calderón

Avalo el contenido de la presente propuesta de tema para trabajo final de graduación

VB° _____

Ing. Oscar Núñez Mata, PhD.

Director del Comité Asesor

03 de julio del 2018

Señor

Ing. Lochi Yu Lo Ph.D.

Director

Escuela Ingeniería Eléctrica

Universidad de Costa Rica

Referencia: 002-007-2019

Estimado señor:

Por medio de la presente solicitamos la revisión de la propuesta de mi Trabajo Final de Graduación en Licenciatura denominado “Diseño de una Micro-red Eléctrica Centro Ambientalista el Páramo Parque Nacional Chirripó” por parte de la Comisión de Trabajos Finales de Graduación CTFG.

Envío una versión en digital al Coordinador de la CTFG.

Cordialmente,

Estudiante proponente
Gustavo Badilla Salas

Estudiante proponente
Manuel Barboza Chacón

Estudiante proponente
José Javier Solís Alfaro

Estudiante proponente
Donald Villegas
Barrantes

Estudiante proponente
Jorge González Calderón

Avalo el contenido de la presente propuesta de tema para trabajo final de graduación

Ing. Oscar Núñez Mata, PhD VB° _____

Ing. Mauricio Espinoza Bolaños, PhD. VB° _____

Ing. Isaac Rojas Hernández, Máster. VB° _____

Anexo 4: Definiciones

- a. **Carga instalada.** Es la suma de potencias nominales de aparatos y equipos de consumo que se encuentran conectados a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en kVA, MVA, kW o MW.
- b. **Capacidad instalada.** Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema.
- c. **Demanda Máxima** ($D_{m\acute{a}x}$) es la potencia en kilowatts **máxima** que existió en el período. Se puede calcular a partir de la energía consumida en 15 minutos multiplicando este valor por 4 veces.
- d. **Demanda diversificada o coincidente.** Es la suma de varias cargas en un momento determinado. Se considera el mismo intervalo de tiempo.

$$D_{Div} = \sum_{i=1}^n D_i * t_i$$

Donde:

Di= Demanda de energía eléctrica del usuario

ti= Periodo en que se registra la demanda

i= Número de usuarios

- e. **Demanda máxima no coincidente.** Es la suma de la demanda máxima de cada usuario sin importar que ocurran o no al mismo tiempo.
- f. **Curvas de carga diaria.** Las curvas de carga diaria están formadas por los picos obtenidos en intervalos de una hora para cada hora del día. Las curvas de carga diaria dan una indicación de las características de la carga en el sistema, para el sector residencial, comercial o industrial y de la forma en que se combinan para producir el pico.
- g. **Curvas de carga anual.** Las curvas de carga anual están formadas por los valores de la demanda a la hora pico en cada mes, permiten una visualización de los crecimientos y variaciones de los picos mensuales y anuales. El análisis de las causas de estas variaciones debe conducir a conclusiones prácticas sobre el comportamiento del sistema y los factores

que lo afectan.

- h. Factor de demanda.** El factor de demanda en un intervalo de tiempo t , de una carga, es la razón entre la $D_{m\acute{a}x}$ y la carga total instalada. El factor de demanda por lo general es menor que 1. En el caso de máquinas eléctricas recibe el nombre de factor de uso o de utilización.

$$F_{Dem} = \frac{D_{m\acute{a}x}}{Carga\ Instalada} \leq 1$$

- i. Factor de carga.** Es la razón entre la D_{prom} en un intervalo de tiempo dado y la $D_{m\acute{a}x}$ observada en el mismo intervalo de tiempo.

$$F_C = \frac{D_{prom}}{D_{m\acute{a}x}} \quad 0 < F_C \leq 1$$

- j. Factor de potencia.** Es la relación entre la potencia activa (W, kW o MW) y la potencia aparente (VA, kVA, MVA), determinada en el sistema o en uno de sus componentes.

La incidencia más importante del factor de potencia es en el porcentaje de pérdidas y en la regulación de tensión, por lo tanto, en la calidad y economía del servicio eléctrico.

El factor de potencia se corrige mediante la instalación de bancos de condensadores en las acometidas de los usuarios cuyas cargas así lo requieran, o en los circuitos primarios. Es muy importante el correcto cálculo de los kVAR a compensar y la ubicación de los bancos de condensadores dentro del sistema.

- k. Factor diversidad.** Es la razón entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto o grupo de usuarios (llamada también demanda máxima coincidente).

$$F_{Div} = \frac{\sum D_{M\acute{a}x\ individuales}}{D_{M\acute{a}x\ individuales}} = \frac{D_{M\acute{a}x\ no\ coincidente}}{D_{M\acute{a}x\ coincidente}}$$

- l. Factor de coincidencia.** Es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas de potencia máxima de consumidores individuales que conforman el grupo, ambos tomados en el mismo punto de alimentación para el mismo tiempo.

$$F_{Co} = \frac{D_{M\acute{a}x\ coincidente}}{\sum D_{M\acute{a}x\ individuales}} = \frac{D_{M\acute{a}x\ coincidente}}{D_{M\acute{a}x\ no\ coincidente}}$$

Anexo 5: Artículos del NEC 2014

Fuente: Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad (NEC 2014)

Circuitos alimentadores

Para el cálculo de los conductores alimentadores e instalación interna de los edificios se evaluarán los siguientes Artículos del NEC 2014:

Art. 210: Circuitos ramales

- 210.11(C)(1): Circuitos ramales de electrodomésticos pequeños
“(1) Circuitos ramales de electrodomésticos pequeños. Además del número de circuitos ramales exigidos en otras partes de esta sección, se deben suministrar dos o más circuitos ramales de 20 amperes para electrodomésticos pequeños, para todas las salidas de receptáculos especificadas en la sección 210.52(B).”
- 210.11(C)(2): Circuitos ramales para lavandería
“(2) Circuitos ramales para lavandería. Además del número de circuitos ramales exigidos en otras partes de esta sección, se debe suministrar al menos un circuito ramal de 20 amperes para alimentar la(s) salida(s) de receptáculos de la lavandería que se exigen en la sección 210.52(F). Este circuito no debe tener otras salidas.”

Art. 220: Cálculos de los circuitos ramales, alimentadores y acometida

- 220.12: Cargas de iluminación para ocupaciones específicas
“Una carga unitaria no inferior a la que se especifica en la **Tabla 220.12** para las ocupaciones específicas aquí debe constituir la carga de iluminación mínima. El área del suelo de cada piso se debe calcular a partir de las dimensiones exteriores del edificio, unidad de vivienda u otras áreas involucradas. Para las unidades de vivienda, la superficie calculada del suelo no debe incluir los pórticos abiertos, los garajes ni los espacios no utilizados o sin terminar que no sean adaptables para su uso futuro...”
- **Tabla 220.12** Cargas de iluminación general por tipo de ocupación

Tabla 220.12 Cargas de iluminación general por tipo de ocupación

Tipo de ocupación	Carga unitaria	
	Volt-Ampere por metro cuadrado	Volt-Ampere por pie cuadrado
Armerías y auditorios	11	1
Bancos	39 ^b	3½ ^b
Barberías y salones de belleza	33	3
Iglesias	11	1
Clubes	22	2
Juzgados	22	2
Unidades de vivienda ^a	33	3
Garajes comerciales- (almacenamiento)	6	½
Hospitales	22	2
Hoteles y moteles, incluidos apartamentos sin cocina para los inquilinos ^a	22	2
Edificios industriales y comerciales (áticos)	22	2
Casas de huéspedes	17	1½
Edificios de oficinas	39 ^b	3½ ^b
Restaurantes	22	2
Escuelas	33	3
Tiendas	33	3
Depósitos (almacenamiento)	3	¼

Esta Tabla establece los volt-ampere por metro cuadrado, según el establecimiento, por ejemplo, Unidades de Vivienda, 33 VA/m².

- 220.14 Otras cargas para todo tipo de ocupaciones. “En todo tipo de ocupaciones, la carga mínima para cada salida de receptáculo de uso general y salidas no utilizadas para iluminación general no debe ser inferior a las calculadas en las secciones 220.14(A) hasta (L), las cargas mostradas se basan en la tensión nominal de los circuitos ramales....”
- 220.40: Iluminación general. “Los factores de demanda especificados en la **Tabla 220.42** se deben aplicar a la parte de la carga total calculada del circuito ramal para iluminación general. Esos factores no se deben aplicar para calcular el número de circuitos ramales para iluminación general. 220.52(A): Cargas del circuito de electrodomésticos pequeños”
- 220.52 Cargas de electrodomésticos pequeños y lavandería en unidades de vivienda. “(A) Cargas del circuito de electrodomésticos pequeños. En cada unidad de vivienda, la carga se debe calcular a 1500 voltamperios por cada circuito ramal bifilar para electrodomésticos pequeños tal como se trata en la sección 210.11(C)(1). Cuando la carga

se subdivida entre dos o más alimentadores, la carga calculada para cada uno debe incluir un mínimo de 1500 voltamperios por cada circuito ramal bifilar para electrodomésticos pequeños. Debe permitirse que estas cargas se incluyan con la carga de iluminación general y se les aplique los factores de demanda establecidos en la Tabla 220.42. (B): Carga del circuito de lavandería. Una carga de no menos de 1500 volt-amperes se debe incluir por cada circuito ramal bifilar para lavandería, instalado tal como se trata en la sección 210.11(C)(2). Debe permitirse que esta carga se incluya con la carga de iluminación general y se le apliquen los factores de demanda establecidos en la Tabla 220.42.”

- **Tabla 220.42.** Factores de demanda de cargas de Iluminación
Esta tabla establece los factores de demanda de la carga de iluminación, por ejemplo, para unidades de vivienda, primeros 3000 VA al 100%....

Tipo de ocupación	Parte de la carga de iluminación a la que se aplica el factor de demanda (Volt-amperes)	Factor de demanda (%)
Unidades de vivienda	Primeros 3000 o menos	100
	De 3001 a 120,000	95
	A partir de 120,000	25
Hospitales*	Primeros 50,000 o menos	40
	A partir de 50,000	20
Hoteles y moteles, incluidos apartamentos sin cocina para los inquilinos*	Primeros 20,000 o menos	50
	De 20,001 a 100,000	40
	A partir de 100,000	30
Depósitos (almacenamiento)	Primeros 12,500 o menos	100
	A partir de 12,500	50
Todos los demás	Volt-amperes totales	100

*Los factores de demanda de esta Tabla no se deben aplicar a la carga calculada de los alimentadores o acometidas que dan suministro a áreas de hospitales, hoteles y moteles en las que es posible que se deba utilizar toda la iluminación al mismo tiempo, como quirófanos, comedores y salas de baile.

- **Tabla 220.44.** Factores de demanda de receptáculos que no sean de vivienda
Esta tabla establece el factor de demanda de cargas que no sean de vivienda.

Tabla 220.44 Factores de demanda para cargas de receptáculos que no sean de vivienda

Parte de la carga del receptáculo a la que se aplica el factor de demanda (volt-amperes)	Factor de demanda %
Primeros 10 kVA o menos	100
A partir de 10 kVA	50

- 220.53: Carga para electrodomésticos en unidades de vivienda “Debe permitirse aplicar un factor de demanda del 75% a la carga nominal de la placa de características de cuatro o más electrodomésticos fijos en su lugar que no sean estufas eléctricas, secadoras de ropa, equipos de calefacción de ambiente o de aire acondicionado, servidos por el mismo alimentador o acometida en viviendas unifamiliares, bifamiliares o multifamiliares.”

Tabla 220.54 Factores de demanda para secadoras eléctricas domésticas de ropa.

Número de secadoras	Factor de demanda (%)
1-4	100
5	85
6	75
7	65
8	60
9	55
10	50
11	47
12-23	47% menos 1% por cada secadora que exceda el número de 11
24-42	35% menos 0.5% por cada secadora que exceda el número de 23.
43 y más	25%

- **Tabla 220.54.** Factores de demanda para secadoras eléctricas domésticas de ropa Esta table establece los factores de demanda para secadoras domesticas eléctricas de ropa.
- 220.61: Carga del neutro del alimentador o la acometida “(A) Calculo básico. La carga del neutro del alimentador o de la acometida debe ser el máximo desequilibrio de la carga determinado por este artículo. La carga máxima no equilibrada debe ser la carga neta máxima calculada entre el conductor neutro y cualquier otro conductor no puesto a tierra.”
- **Tabla 220.55** (nota4) Equipo cocina. Esta tabla establece los factores de demanda de los

equipos como estufas eléctricas y hornos de uso doméstico.

- **Protecciones por sobrecarga y cortocircuito.** La protección por sobrecarga para la protección de los conductores de los alimentadores será evaluada mediante los Artículos 230.90 (A) y 240.6 (A) del NEC 2014. El cálculo de la corriente de cortocircuito de valorará mediante el método de los KVA's Equivalentes. CIEMI (2016).

Art. 250: Puesta a tierra y unión

Tabla 250.66 Conductor de la puesta a tierra.

Tabla 250.66 Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna			
Calibre del mayor conductor no puesto a tierra de entrada de la acometida o área equivalente para conductores en paralelo* (AWG/kcmil)		Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra (AWG/kcmil)	
Cobre	Aluminio o aluminio revestido de cobre	Cobre	Aluminio o aluminio revestido de cobre ^b
2 o menor	1/0 o menor	8	6
1 o 1/0	2/0 o 3/0	6	4
2/0 o 3/0	4/0 o 250	4	2
Más de 3/0 hasta 350	Más de 250 hasta 500	2	1/0
Más de 350 hasta 600	Más de 500 hasta 900	1/0	3/0
Más de 600 hasta 1100	Más de 900 hasta 1750	2/0	4/0
Más de 1100	Más de 1750	3/0	250

- **Tabla 250.122:** Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos. Esta tabla establece el calibre mínimo del conductor de tierra para acometidas y equipos.

Tabla 250.122 Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, conducto, etc., sin exceder (Amperes)	Calibre (AWG o kcmil)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre*
15	14	12
20	12	10
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350
2000	250	400
2500	350	600
3000	400	600
4000	500	750
5000	700	1200
6000	800	1200

Art. 310: Conductores para cableado en general

- **Tabla 310.15(B)(2)(a):** Ajuste por temperatura ambiente.
Esta table establece los factores de corrección de temperatura ambiente basados en 30°C

Tabla 310.15(B)(2)(a) Factores de corrección de temperatura ambiente basada en 30°C (86°F)

Para temperaturas ambientes distintas a 30°C (86°F), multiplique las ampacidades permisibles especificadas en las tablas de ampacidad por el factor de corrección apropiado mostrado a continuación.

Temperatura ambiente (°C)	Temperatura nominal del conductor			Temperatura ambiente (°F)
	60°C	75°C	90°C	
10 o menos	1.29	1.20	1.15	50 o menos
11-15	1.22	1.15	1.12	51-59
16-20	1.15	1.11	1.08	60-68
21-25	1.08	1.05	1.04	69-77
26-30	1.00	1.00	1.00	78-86
31-35	0.91	0.94	0.96	87-95
36-40	0.82	0.88	0.91	96-104
41-45	0.71	0.82	0.87	105-113
46-50	0.58	0.75	0.82	114-122
51-55	0.41	0.67	0.76	123-131
56-60	—	0.58	0.71	132-140
61-65	—	0.47	0.65	141-149
66-70	—	0.33	0.58	150-158
71-75	—	—	0.50	159-167
76-80	—	—	0.41	168-176
81-85	—	—	0.29	177-185

- **Tabla 310.15(B)(16):** Ampacidad de Conductores Cobre THHN 75°C. Esta tabla establece las ampacidades permitidas según el calibre del conductor a diferentes temperaturas, 60°C/75°C/90°C.

Tabla 310.15(B)(16) (antes Tabla 310.16) Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de hasta e incluyendo 2000 volts y 60° C a 90° C (140° F a 194° F). No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable a tierra (enterrados directamente), basadas en una temperatura ambiente de 30° C (86° F)*.

Calibre AWG o kcmil	Temperatura nominal del conductor [Ver Tabla 310.104(A).]						Calibre AWG o kcmil
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	
	Tipos TW, UF		Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, ML, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	
COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE				
18**	—	—	14	—	—	—	—
16**	—	—	18	—	—	—	—
14**	15	20	25	—	—	—	—
12**	20	25	30	15	20	25	12**
10**	30	35	40	25	30	35	10**
8	40	50	55	35	40	45	8
6	55	65	75	40	50	55	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	115	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	145	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	250	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	195	230	260	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500
600	350	420	475	285	340	385	600
700	385	460	520	315	375	425	700
750	400	475	535	320	385	435	750
800	410	490	555	330	395	445	800
900	435	520	585	355	425	480	900
1000	455	545	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	525	625	705	435	520	585	1500
1750	545	650	735	455	545	615	1750
2000	555	665	750	470	560	630	2000

- **Tabla.** Cantidad de conductores por tubería

CANTIDAD DE CONDUCTORES ADMISIBLE EN TUBERIAS CONDUIT METALICA
CABLES TW Y THW

CALIBRE	DIAMETRO NOMINAL DE L TUBO										pulg mm
	1/2 13	3/4 19	1 25	1 1/4 32	1 1/2 38	2 51	2 1/2 64	3 76	3 1/2 89	4 102	
14	8	15	25	43	58	96	168	254	332	424	
12	6	11	19	33	45	74	129	195	255	326	
10	5	8	14	24	33	55	96	145	190	243	
8	2	5	8	13	18	30	53	81	105	135	
6	1	3	4	8	11	18	32	48	63	81	
4	1	1	3	6	8	13	24	36	47	60	
2	1	1	2	4	6	10	17	26	34	44	
1	1	1	1	3	4	7	12	18	24	31	
1/0		1	1	2	3	6	10	16	20	26	
2/0		1	1	1	3	5	9	13	17	22	
3/0		1	1	1	2	4	7	11	15	19	
4/0			1	1	1	3	6	9	12	16	
250			1	1	1	3	5	7	10	13	
300			1	1	1	2	4	6	8	11	
350				1	1	1	4	6	7	10	
400				1	1	1	3	5	7	9	
500				1	1	1	3	4	6	7	
600				1	1	1	2	3	4	6	
750					1	1	1	3	4	5	
800					1	1	1	3	3	5	
900						1	1	2	3	4	
1000						1	1	2	3	4	

Fuente: <https://www.asei-ingenieria.com/documents/conductorestuberia.pdf>

Art. 445: Generadores

Art. 690: Sistemas solares fotovoltaicos

- **Tabla 690.31(E).** Factores de corrección. Esta tabla establece los factores de corrección en la ampacidad de los conductores cuando la temperatura ambiente supera los 30°C.

Art. 705: Fuentes de generación de energía eléctrica interconectadas 705.1 Alcance. Este articulo trata de la instalación de una o más fuentes de generación de energía eléctrica que operan en paralelo con una o varias fuentes primarias de electricidad.

Anexo 6: Métodos Estocásticos

a. Regresión Simple:

Los modelos o métodos de regresión son una función matemática que intenta modelar probabilísticamente a una variable de estudio en relación con uno o más predictores de interés. En el método de regresión simple hay solo una variable independiente y dependiente, donde se puede emplear el conocimiento de la variable independiente para pronosticar la variable dependiente.

Tipos:

- **Mínimos cuadrados**
- **Regresión Lineal**
- **Regresión Exponencial**
- **Regresión Potencial**
- **Regresión Logarítmica**
- **Regresión Logística**
- **Regresión Gompertz**

b. Método de regresión lineal múltiple

Como antes se ha mencionado el pronóstico de la demanda de electricidad considera no solo valores observados de demanda de energía eléctrica durante un periodo de tiempo, sino también considera los factores que influyen en la variación de dicha demanda, es decir, temperatura, crecimiento demográfico, humedad entre otras, el método de regresión múltiple permite agregar con mucha facilidad la consideración de los factores ambientales

c. Método de series temporales

Dado que la demanda eléctrica varía de manera continua en el tiempo, se considera que es una serie de tiempo. Esto permite la aplicación de diferentes técnicas de series temporales y metodologías para la predicción de la demanda futura basadas en los datos históricos disponibles de demandas.

Este método requiere la menor información posible, dado que la única variable independiente es el tiempo, básicamente se pretende medir el consumo de energía eléctrica en el tiempo a

intervalos espaciados uniformemente. El objetivo de la identificación de la información histórica es determinar un patrón básico en el comportamiento del consumo de electricidad que permita la proyección futura de la demanda de energía eléctrica.

Para examinar a la serie de tiempo, se grafican sus valores, lo que permite realizar un análisis completo de las misma. Una vez graficados los datos, es posible detectar algunas irregularidades, e incluso valores atípicos, en caso de que estén presentes, dentro de los que se destaca la aparición de un nivel, cambios periódicos y efectos estacionales. Los cambios o discontinuidades dentro de la serie de tiempo pueden ser fundamentales para el análisis de los datos por intervalos. Dentro del estudio de las series de tiempo, es primordial analizar sus componentes y de ser necesario realizar transformaciones para eliminarlas o modificarlas. Con esto se obtienen series de tiempo estacionarias, siendo posible un análisis más preciso.

d. Distribución de probabilidad

El modelo de pronóstico de demanda de energía eléctrica basados en distribución de probabilidad se construye ajustando los datos de cada subperiodo a una función de distribución de probabilidad continua con la cual se puede calcular la probabilidad de que la variable aleatoria sea menor igual a un valor dado. La demanda de energía eléctrica es una variable aleatoria puesto que sus valores no pueden predecirse en forma exacta ya que dichos valores se ven influenciados por diversos factores, por lo cual, la ocurrencia de ciertos valores solo puede expresarse en términos de probabilidad.

Este método asume que los datos de la muestra son independientes entre sí, condición que debe verificarse antes de aplicar el procedimiento de ajuste a una distribución.

Si la muestra global de los datos se ajusta a una distribución de probabilidad se pierde la secuencia cronológica en que ocurren los valores de la variable aleatoria. Una alternativa para conservar la secuencia cronológica de los valores de la variable aleatoria bajo estudio es ajustar a una distribución de probabilidad a los datos de cada subperiodo.

e. Método de micro áreas

Este método propone que la zona de estudio sea dividida en varias zonas pequeñas llamadas micro áreas y esta división debe realizarse tomando en cuenta el sistema eléctrico existente.

Los métodos de proyección de demanda eléctrica con base en micro áreas tienen dos etapas

de análisis:

1. Uso de tierra
2. Tendencia (Demanda de energía eléctrica)

La información necesaria para la aplicación del método es:

- Datos históricos número de usuarios por cuadrícula (Residencial, Industrial y Comercial) Área ocupada por cada tipo de usuario
- Datos históricos de demanda de energía por cada tipo de usuario y factor de potencia. Localización de subestaciones (Capacidad instalada, Demanda actual)
- Área por ocupar o proyectos por construir (residencial, comercial e industrial), estimada en el plan de ordenamiento territorial.

f. Método redes neuronales artificiales (RNA)

Están inspiradas en las redes neuronales biológicas del cerebro humano, las cuales intentan interactuar con objetos del mundo real del mismo modo que lo hace el sistema biológico. Una red neuronal artificial es una estructura compuesta de un número de unidades interconectadas (neuronas artificiales). Cada unidad posee una característica de entrada/salida e implementa una computación local o función. La salida de cualquier unidad está determinada por su característica de entrada/salida, su interconexión con otras unidades, y (posiblemente) de sus entradas externas.

Las redes neuronales, permiten aproximar funciones no lineales, esto permite modelar fenómenos complejos donde las variables no están correlacionadas. Así con aplicaciones de RNA se han obtenido atractivos resultados en medicina, economía, comunicaciones y otras áreas del conocimiento, siendo una de sus características la eliminación de hipótesis de reducción de linealidad que ha dominado el análisis de diferentes problemas a lo largo del tiempo. Si bien, la hipótesis de simplificación permite desarrollar formulaciones de modelos matemáticos para explicar fenómenos de diversa naturaleza, no es posible desechar el modelo lineal básico, que se sustenta justamente en la linealidad de sus ecuaciones.

Anexo 7: Diseño Eléctrico

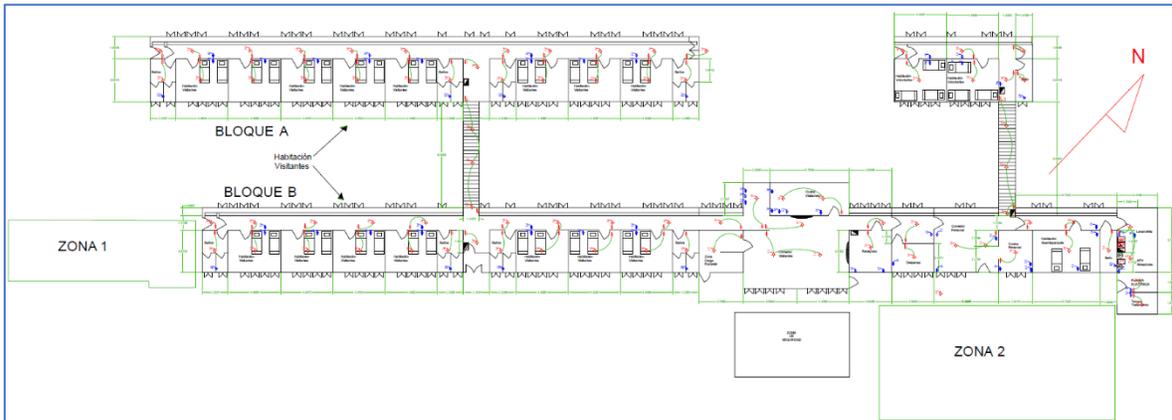


Figura A.7.1: Diagrama de Planta del Albergue de base Crestones en cerro Chirripó.

Tabla A.7.1: Distribución de los centros de carga del Albergue.

El tablero T-P distribuye la energía a los diferentes centros de carga, y se concentra la generación de la planta hidroeléctrica, planta Diésel, y las baterías.

TABLERO T-P CH24 (Cuarto eléctrico)											
No. Circ.	Cant.	Uso	V	W	p/Amp	Cond. AWG	Cond. Tierra AWG	Tub. pulg.	Carga (watts)		% DV
									Fase A	Fase B	
1	4	Luces lavandería y planta emergencia	120	12	1/15	2#12		1/2	48		0,0
2	1	Lavandería	120	1500	1/20	3#12	12	1/2		1500	1
3	2	Tomas generales taller	120	1500	1/20	3#12	12	1/2	1500		1,2
4	2	Tomas generales taller	120	1500	1/20	3#12	12	1/2		1500	1,3
5-7	1	Tablero T-D	240	7037	2/70	3#2	8	1 1/2	3606	3431	0,7
6-8	1	Tablero T-C	240	20818	2/100	3#1/0	6	2	9872	10945	1.3
9-11	1	Micro-central hidroeléctrica	240	9000	2/100	3#3/0	6	2 1/2			1,0
10-12	1	Planta Diésel	240	13000	2/100	3#3/0	4	2 1/2			0,2
13-15	1	Baterías	240	40000	2/100	3#3/0	2	2 1/2			0,5
14-16	1	Calentador solar baño guardaparques	240	3000	2/30	3#8	8	1	1500	1500	0,1
17-19	1	Tablero zona1 y zona2	120	7299	2/70	3#1/0	6	1 1/2	3481	3818	0,3

El tablero T-D distribuye la energía al tablero T-E y alimenta las carcass en la zona de Guardaparques.

TABLERO T-D CH-16 (Pasillo Guardaparques)											
No. Circ.	cant.	Uso	V	W	p/ Am p	Cond. AWG	Cond. Tierra AWG	Tub. pulg.	Carga (watts)		% DV
									Fase A	Fase B	
1	9	Luces	120	12	1/15	3#12		1/2	108		0,2
2	1	Tomas cocina guardaparque	120	1500	1/20	3#12	12	1/2		1500	1,4
4	8	Tomas (pasillos-cuerto guardaparques-alacena-comedor)	120	1500	1/20	3#12	12	1/2	1500		3,2
3-5	1	Tablero t-e	240	2450	2/50	3#2	8	1 1/2	1259	1192	0,3
6	1	Tomas cocina guardaparque	120	1500	1/20	3#12	12	1/2		1500	1,4
7	1	Tomas cocina guardaparque	120	1500	1/20	3#12	12	1/2	1500		1,4
10-12	1	SFV	240	7700	2/40	3#8	12	1			0,8
8	3	Luces escaleras voluntarios	120	12	1/15	4#12	12	1/2	36		0

Tablero alimentador de las Zonas 1 y 2, agregados nuevos (año 2019-2020) al albergue.

TABLERO T-Nuevo											
No. Circ.	cant .	Uso	V	W	p/ Am p	Cond. AWG	Cond. Tierra AWG	Tub. pulg.	Carga (watts)		% DV
									Fase A	Fase B	
1		Sensores de humo	120	600	1/15	3#2X12	2X12	3/4	600		1.5
2-4		Cocina	240	0	2/50	3#8	8	1	0	0	1.5
3		Tomas generales zona2	120	1260	1/20	3#12	12	1/2		1260	1.5
5		Tomas generales zona2	120	1680	1/20	3#12	12	1/2	1680		1.5
6		Extractor cocina	120	1400	1/20	3#12	12	1/2	1400		1.5
7		Tomas zona1	120	1800	1/20	3#10	10	3/4		1800	1.5
8		Tomas cocina	120	1500	1/20	3#12	12	1/2		1500	1.5
9		Iluminacion zona1	120	130	1/20	3#12	12	1/2	130		1.5
10		Refrigerador	120	1400	1/20	3#12	12	1/2	1400		1.5
11		Iluminacion zona2	120	350	1/20	3#12	12	1/2		350	1.5
12		Tomas baño zona2	120	1000	1/20	3#12	12	1/2		1000	1.5
13		iluminacion exterior	120	90	1/20	3#12	12	1/2	90		1.5
14		Tomas baño zona2	120	1000	1/20	3#12	12	1/2	1000		1.5
16		Tomas baño zona1	120	1000	1/20	3#10	10	3/4		1000	1.5

El tablero T-E alimenta las cargas en la zona de voluntarios.

TABLERO T-E CH-8 (VOLUNTARIOS)											
No. Circ.	cant .	Uso	V	W	p/Am p	Cond. AWG	Cond. Tierra AWG	Tub. pulg.	Carga (watts)		% DV
									Fase A	Fase B	
1	7	Luces (inteligentes)	120	12	1/15	3#12	12	1/2	84		0.2
3	5	Tomas (inteligentes)	120	180	1/20	3#12	12	1/2		1500	2.2
6-8	1	SFV	240	7700	2/40	3#8	12	1			0.8
2-4	1	Calentador solar baño voluntarios	120	1500	1/20	3#12	12	1/2	1500		0.3

El tablero T-C distribuye la energía a los tableros T-B y T-A, así como a las cargas en la recepción y zona de cocina de visitantes.

TABLERO T-C CH24 (Recepción)											
No. Circ.	cant .	Uso	V	W	p/Am p	Cond. AWG	Cond. Tierra AWG	Tub. pulg.	Carga (watts)		% DV
									Fase A	Fase B	
1	10	Luces (cocina-recepción-comedor-zona carga)	120	12	1/15	3#12	12	1/2	120		0,6
2	3	Tomas carga celulares	120	12	1/20	3#12	12	1/2		1500	3,3
3	2	Tomas recepción	120	180	1/20	3#12	12	1/2	1500		2,1
4	1	Tomas cocina	120	180	1/20	3#12	12	1/2		1500	1,2
5	1	Tomas cocina	120	180	1/20	3#12	12	1/2		1500	1,6
6	1	Tomas cocina	120	1500	1/20	3#12	12	1/2	1500		1,6
7	1	Tomas cocina	120	1500	1/20	3#12	12	1/2		1500	1,7
8	1	Tomas cocina	120	1500	1/20	3#12	12	1/2	1500		2,2
9-11	1	Tablero T-B	240	12946	2/70	3#1/0	6	2	6448	6498	1.8

El tablero T-B distribuye la energía al tablero T-A, y alimenta las cargas del Bloque B del albergue.

TABLERO T-B CH24 (Bloque B)											
No. Circ.	cant .	Uso	V	W	p/Am p	Cond. AWG	Cond. Tierra AWG	Tub. pulg.	Carga (watts)		% DV
									Fase A	Fase B	
1	10	Luces ala este (inteligentes)	120	12	1/15	3#12	12	1/2	120		0,4
2	11	Luces ala oeste (inteligentes)	120	12	1/15	3#12	12	1/2		132	0,5
3	6	Tomas ala oeste (inteligentes)	120	180	1/20	3#12	12	1/2	1500		3,3
4	5	Tomas ala este (inteligentes)	120	180	1/20	3#12	12	1/2		1500	2,8
5-7	1	Calentador solar ala oeste	240	1500	1/20	3#12	12	1/2		1500	1,6
6-8	1	Calentador solar ala este	240	1500	1/20	3#12	12	1/2	1500		1,6
9-11	1	Calentador solar ala oeste	240	1500	1/20	3#12	12	1/2	1500		2,9
10-12	1	Calentador solar ala este	240	1500	1/20	3#12	12	1/2		1500	2,8
13-15	1	SFV	240	7700	2/40	3#8	12	1			0,8
14-16	1	SFV	240	7700	2/40	3#8	12	1			0,8
17	3	Luces escaleras	120	12	1/15	4#12	12	1/2		36	0,1
18-20	1	Tablero T-A	240	6473	2/70	3#2	8	1 1/2	3228	3245	0,8

El tablero T-A alimenta las cargas del Bloque A del albergue.

TABLERO T-A CH24 (Bloque A)											
No. Circ.	cant	Uso	V	W	p/Am p	Cond. AWG	Cond. Tierra AWG	Tub. pulg.	Carga (watts)		% DV
									Fase A	Fase B	
1	11	Luces ala este (inteligentes)	120	12	1/15	3#12	12	1/2	132		0,3
2	13	Luces ala oeste (inteligentes)	120	12	1/15	3#12	12	1/2		156	0,5
3	7	Tomas ala oeste (inteligentes)	120	180	1/20	3#12	12	1/2	1500		2,9
4	5	Tomas ala este (inteligentes)	120	180	1/20	3#12	12	1/2		1500	2,8
5-7	1	Calentador solar ala este	240	1500	1/20	3#12	12	1/2	1500		1,6
6-8	1	Calentador solar ala este	240	1500	1/20	3#12	12	1/2		1500	2,6
9-11	1	SFV	240	7700	2/40	3#8	12	1			0,8
10-12	1	SFV	240	7700	2/40	3#8	12	1			0,8
13-15	1	Calentador solar ala oeste	240	1500	1/20	3#12	12	1/2	1500		1,6
14-16	1	Calentador solar ala oeste	240	1500	1/20	3#12	12	1/2		1500	2,7

Tabla A.7.2: Cantidad de materiales, costos y peso en kg.

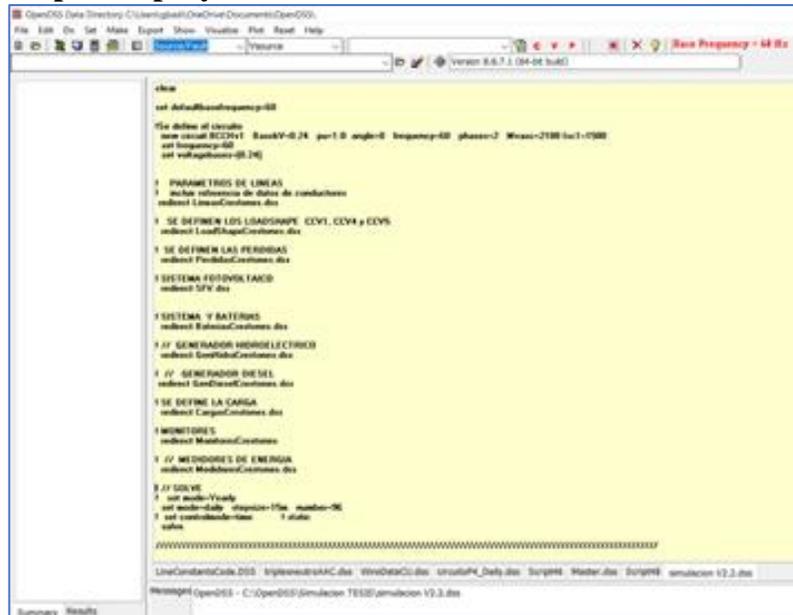
Lista Materiales			costo unitario	Total en \$	Peso kg
Breaker 1X15Amp	10	c/u	₡ 3975	\$ 64,0	0,04
Breaker 1x20Amp	28	c/u	₡ 3975	\$ 179,2	0,04
Breaker 2x30Amp	1	c/u	₡ 11850	\$ 19,1	0,3
Breaker 2x40Amp	6	c/u	₡ 12850	\$ 124,2	0,3
Breaker 2x50Amp	1	c/u	₡ 13595	\$ 21,9	0,3
Breaker 2x70Amp	4	c/u	₡ 14950	\$ 96,3	0,4
Breaker 2x100Amp	6	c/u	₡ 35500	\$ 343,0	0,4
Cantidad tubos 1/2	313	c/u	₡ 1980	\$ 998,0	0,75
Cantidad tubos 1	25	c/u	₡ 6950	\$ 279,8	1,47

Lista Materiales			costo unitario	Total en \$	Peso kg
Cantidad tubos 1 1/2	22	c/u	₡ 9095	\$ 322,2	2,25
Cantidad tubos 2	43	c/u	₡ 12950	\$ 903,7	3
Cable 12 neutro	1222	m	₡ 335	\$ 659,2	0,04
Cable 12 fase	959	m	₡ 335	\$ 517,6	0,04
Cable 12 tierra	589	m	₡ 335	\$ 317,9	0,04
Cable 8 neutro	2	m	₡ 1225	\$ 3,9	0,098
Cable 8 fase	124	m	₡ 1225	\$ 244,6	0,098
Cable 8 tierra	54	m	₡ 1225	\$ 106,5	0,098
Cable 6 tierra	77	m	₡ 2750	\$ 341,0	0,161
Cable 2 neutro	52	m	₡ 4375	\$ 366,3	0,363
Cable 2 fase	104	m	₡ 4375	\$ 732,7	0,363
Cable 2 tierra	69	m	₡ 4375	\$ 486,1	0,363
Cable 1/0	276	m	₡ 6950	\$ 3088,9	0,57
Cable 3/0	30	m	₡ 12000	\$ 579,7	0,871
Apagadores simples	19	c/u	₡ 1095	\$ 33,5	0,005
Apagadores inteligentes	52	c/u	₡ 23250	\$ 1946,9	0,01
Apagador 3way	4	c/u	₡ 1675	\$ 10,8	0,01
Tomas polarizados	26	c/u	₡ 1825	\$ 76,4	0,01
Tomas Inteligentes	28	c/u	₡ 21500	\$ 969,4	0,01
Cajas rectangulares	125	c/u	₡ 430	\$ 86,6	0,01
Cajas Octogonales	175	c/u	₡ 1089	\$ 306,9	0,01
Cantidad conectores 1/2	568	c/u	₡ 360	\$ 329,3	0,001
Cantidad conectores 1	2	c/u	₡ 835	\$ 2,7	0,002
Cantidad conectores 1 1/2	6	c/u	₡ 1300	\$ 12,6	0,01
Cantidad conectores 2	1	c/u	₡ 2000	\$ 3,2	0,02
Luminarias	81	c/u	₡ 6000	\$ 782,6	0,2
Conectores TSJ 1/2	101	c/u	₡ 240	\$ 39,0	0,01
TSJ 3x12 (m)	228	m	₡ 2125	\$ 778,5	0,15
Cantidad curvas 1/2	51	c/u	₡ 880	\$ 72,3	0,05
Cantidad curvas 1 1/2	8	c/u	₡ 3195	\$ 41,2	0,1
Cantidad curvas 2	5	c/u	₡ 4500	\$ 36,2	0,2
Cantidad uniones 1/2	276	c/u	₡ 220	\$ 97,8	0,005
Cantidad uniones 1	2	c/u	₡ 525	\$ 1,7	0,01
Cantidad uniones 1 1/2	14	c/u	₡ 900	\$ 20,3	0,02

Lista Materiales			costo unitario	Total en \$	Peso kg
Cantidad uniones 2	15	c/u	₡ 1300	\$ 32,1	0,04
Centro carga CH 16	1	c/u	₡ 92500	\$ 149,0	2
Centro carga CH 8	1	c/u	₡ 49500	\$ 79,7	2
Centro carga CH 24	4	c/u	₡ 150000	\$ 966,2	2

Anexo 8: Script Open DSS

A.8.1 Script principal del proyecto



```
clear
set defaultbasefrequency=60
new circuit.BCCHv2 BasekV=0.24 pu=1.0 angle=0 frequency=60 phases=2 Mvasc=2100
Isc1=1500
set frequency=60
set voltagebases=[0.24]
redirect LineasCrestones.dss
redirect LoadShapeCrestones.dss
redirect PerdidasCrestones.dss
redirect SFV.dss
redirect BateriasCrestones.dss
redirect GenHidroCrestones.dss
redirect GenDiéselCrestones.dss
redirect CargasCrestones.dss
set mode=daily stepsize=15m number=96
solve

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
LineasCrestones.DSS InpGenHidroAC.dss WndDataC.dss circuitPH_Data.dss SurpPH_Meter.dss SurpPH_simulation_V2.3.dss
PWinOPF OpenDSS - C:\OpenDSS\Simulation TESS\simulation V2.3.dss
```

clear

set defaultbasefrequency=60

new circuit.BCCHv2 BasekV=0.24 pu=1.0 angle=0 frequency=60 phases=2 Mvasc=2100
Isc1=1500

set frequency=60

set voltagebases=[0.24]

redirect LineasCrestones.dss

redirect LoadShapeCrestones.dss

redirect PerdidasCrestones.dss

redirect SFV.dss

redirect BateriasCrestones.dss

redirect GenHidroCrestones.dss

redirect GenDiéselCrestones.dss

redirect CargasCrestones.dss

set mode=daily stepsize=15m number=96

solve

A.8.2 Parámetros de líneas

redirect WireDataCU.dss

set EarthModel=Carson

ESPACIAMIENTO LINEAS

new LineSpacing.1F_CU1 nconds=3 nphases=1 units=m x=[0 0.02 0.04] h=[2.5 2.5 2.5]

new LineSpacing.1F_CU2 nconds=3 nphases=1 units=m x=[0 0.02 0.04] h=[0.1 0.1 0.1]

A.8.3 Geometrías de las líneas

new Linegeometry.1F_CU1_3/0 nconds=3 nphases=2 spacing=1F_CU1

wires=[CU_3/0_7STR CU_3/0_7STR CU_3/0_7STR] Reduce=Y

new Linegeometry.1F_CU2_3/0 nconds=3 nphases=2 spacing=1F_CU2

wires=[CU_3/0_7STR CU_3/0_7STR CU_3/0_7STR] Reduce=Y

new Linegeometry.1F_CU1_1/0 nconds=3 nphases=2 spacing=1F_CU1

wires=[CU_1/0_19STR CU_1/0_19STR CU_1/0_19STR] Reduce=Y

new Linegeometry.1F_CU1_2/0 nconds=3 nphases=2 spacing=1F_CU1

wires=[CU_2/0_7STR CU_2/0_7STR CU_2/0_7STR] Reduce=Y

new Linegeometry.1F_CU1_2 nconds=3 nphases=2 spacing=1F_CU1

wires=[CU_2_SLD CU_2_SLD CU_2_SLD] Reduce=Y

new Linegeometry.1F_CU1_8 nconds=3 nphases=2 spacing=1F_CU1

wires=[CU_8_SLD CU_8_SLD CU_8_SLD] Reduce=Y

A.8.4 Definición de las líneas del Circuito

New Line.linefuente Bus1=sourceBus.1.2 bus2=bustranf.1.2 geometry=1F_CU1_3/0

Length=5 units=m

New Line.linePT Bus1=busPT.1.2 bus2=bustranf.1.2 geometry=1F_CU2_3/0

Length=15 units=m

New Line.lineGH Bus1=busGH.1.2 bus2=bustranf.1.2 geometry=1F_CU1_3/0

Length=122 units=m ! conductor TGP No.4

New Line.lineBatt Bus1=busBatt.1.2 bus2=bustranf.1.2 geometry=1F_CU1_3/0

Length=15 units=m

New Line.lineTnuevo Bus1=bustranf.1.2 bus2=busTnuevo.1.2

geometry=1F_CU1_2 Length=20 units=m

New Line.lineTP Bus1=bustranf.1.2 bus2=busTP.1.2 geometry=1F_CU1_2

Length=2 units=m

New Line.lineSFVp Bus1=busSFVp.1.2 bus2=busTP.1.2 geometry=1F_CU1_8

Length=10 units=m

New Line.lineTD Bus1=busTP.1.2 bus2=busTD.1.2 geometry=1F_CU1_2

Length=16 units=m

New Line.lineSFVd Bus1=busSFVd.1.2 bus2=busTD.1.2 geometry=1F_CU1_8

Length=10 units=m

New Line.lineTE Bus1=busTD.1.2 bus2=busTE.1.2 geometry=1F_CU1_2

Length=16 units=m

New Line.lineSFVe Bus1=busSFVe.1.2 bus2=busTE.1.2 geometry=1F_CU1_8

Length=10 units=m

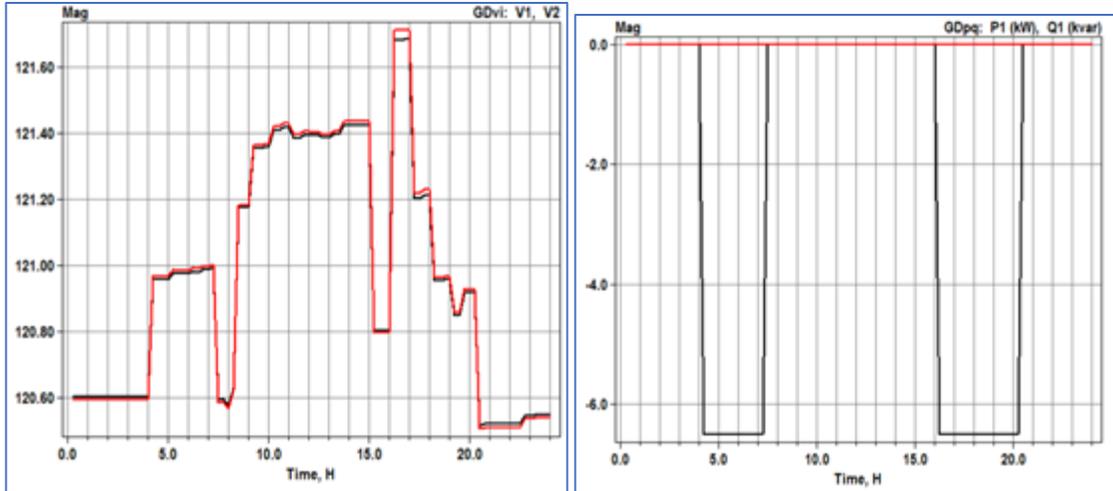
New Line.lineTC Bus1=bustranf.1.2 bus2=busTC.1.2 geometry=1F_CU1_3/0

Length=31 units=m

New Line.lineTB Length=38 units=m	Bus1=busTC.1.2	bus2=busTB.1.2	geometry=1F_CU1_3/0
New Line.lineSFVb1 Length=10 units=m	Bus1=busSFVb1.1.2	bus2=busTB.1.2	geometry=1F_CU1_8
New Line.lineSFVb2 Length=10 units=m	Bus1=busSFVb2.1.2	bus2=busTB.1.2	geometry=1F_CU1_8
New Line.lineTA Length=20 units=m	Bus1=busTB.1.2	bus2=busTA.1.2	geometry=1F_CU1_2
New Line.lineSFVa1 Length=10 units=m	Bus1=busSFVa1.1.2	bus2=busTA.1.2	geometry=1F_CU1_8
New Line.lineSFVa2 Length=10 units=m	Bus1=busSFVa2.1.2	bus2=busTA.1.2	geometry=1F_CU1_8

A.8.5 Definición de los conductores de cobre

New WireData.CU_14_SLD DIAM=0.0641	Rdc=2.626	Runits=kft	GMR=0.00208	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=20	
New WireData.CU_12_SLD DIAM=0.0808	Rdc=1.652	Runits=kft	GMR=0.00280	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=25	
New WireData.CU_10_SLD DIAM=0.1019	Rdc=1.039	Runits=kft	GMR=0.00310	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=30	
New WireData.CU_8_SLD DIAM=0.1285	Rdc=0.653	Runits=kft	GMR=0.00416	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=95	
New WireData.CU_6_SLD DIAM=0.1620	Rdc=0.411	Runits=kft	GMR=0.00526	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=125	
New WireData.CU_4_SLD DIAM=0.2043	Rdc=0.258	Runits=kft	GMR=0.00663	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=170	
New WireData.CU_2_SLD DIAM=0.2576	Rdc=0.163	Runits=kft	GMR=0.00836	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=225	
New WireData.CU_2_7STR DIAM=0.2920	Rdc=0.1660	Runits=kft	GMR=0.00883	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=230	
New WireData.CU_1/0_7STR DIAM=0.3680	Rdc=0.1042	Runits=kft	GMR=0.01113	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=310	
New WireData.CU_1/0_19STR DIAM=0.3730	Rdc=0.1040	Runits=kft	GMR=0.01178	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=310	
New WireData.CU_2/0_7STR DIAM=0.4140	Rdc=0.08267	Runits=kft	GMR=0.01252	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=355	
New WireData.CU_3/0_7STR DIAM=0.4640	Rdc=0.06556	Runits=kft	GMR=0.01404	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=410	
New WireData.CU_4/0_19STR DIAM=0.5280	Rdc=0.05199	Runits=kft	GMR=0.01668	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=480	
New WireData.CU_250_19STR DIAM=0.5740	Rdc=0.04400	Runits=kft	GMR=0.01813	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=530	
New WireData.CU_350_19STR DIAM=0.6790	Rdc=0.03143	Runits=kft	GMR=0.02140	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=650	
New WireData.CU_500_37STR DIAM=0.8140	Rdc=0.02200	Runits=kft	GMR=0.02605	GMRunits=ft
		Radunits=in	Normamps=810	



A.8.9 Modelado del sistema fotovoltaico

```
New Loadshape.loadshape_PV npts=96 minterval=15
```

```
mult=(file=profiles/PVprofilever.dss) useactual=no
```

```
new Tshape.Tshape_PVTemp npts=96 minterval=15 Temp = (8.84 8.84 8.84 8.84 8.24
8.24 8.24 8.24 8.93 8.93 8.93 8.93 8.26 8.26 8.26 8.26 7.48 7.48 7.48 7.48 8.16 8.16 8.16 8.16
8.46 8.46 8.46 8.46 9.74 9.74 9.74 9.74 12.5 12.5 12.5 12.5 16.12 16.12 16.12 16.12 17.7 17.7
17.7 17.7 17.93 17.93 17.93 17.93 18.55 18.55 18.55 18.55 16.6 16.6 16.6 16.6 15.91 15.91
15.91 15.91 16.48 16.48 16.48 16.48 15.5 15.5 15.5 15.5 11.54 11.54 11.54 11.54 9.34 9.34
9.34 9.34 8.59 8.59 8.59 8.59 8.88 8.88 8.88 8.88 9.03 9.03 9.03 9.03 9.74 9.74 9.74 9.74 8.58
8.58 8.58 8.58)
```

```
new XYCurve.Eff_1 npts=5 xarray=[0.1 0.2 0.4 0.8 1.0] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.96 0.97]
```

```
new XYCurve.PvsT npts=5 xarray=[0 25 50 75 100] yarray=[1.1 1.0 0.9 0.75 0.65]
```

```
New PVSystem.SFVd phases=1 bus1=BusSFVd.1.2 kV=0.24 KVA=7.7
~ irradiance=1 Pmpp=7.7 Temperature=25 PF=1 conn=wye
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Eff_1 P-TCurve=PvsT
~ model=1 Daily=loadshape_PV TDaily=Tshape_PVTemp
```

```
New PVSystem.SFVe phases=1 bus1=BusSFVe.1.2 kV=0.24 KVA=7.7
~ irradiance=1 Pmpp=7.7 Temperature=25 PF=1 conn=wye
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Eff_1 P-TCurve=PvsT
~ model=1 Daily=loadshape_PV TDaily=Tshape_PVTemp
```

```
New PVSystem.SFVb1 phases=1 bus1=BusSFVb1.1.2 kV=0.24 KVA=7.7
~ irradiance=1 Pmpp=7.7 Temperature=25 PF=1 conn=wye
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Eff_1 P-TCurve=PvsT
~ model=1 Daily=loadshape_PV TDaily=Tshape_PVTemp
```

```
New PVSystem.SFVb2 phases=1 bus1=BusSFVb2.1.2 kV=0.24 KVA=7.7
~ irradiance=1 Pmpp=7.7 Temperature=25 PF=1 conn=wye
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Eff_1 P-TCurve=PvsT
~ model=1 Daily=loadshape_PV TDaily=Tshape_PVTemp
```

```

New PVSsystem.SFVa1 phases=1 bus1=BusSFVa1.1.1.2 kV=0.24 KVA=7.7
~ irradiance=1 Pmpp=7.7 Temperature=25 PF=1 conn=weye
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Eff_1 P-TCurve=PvsT
~ model=1 Daily=loadshape_PV TDaily=Tshape_PVTemp

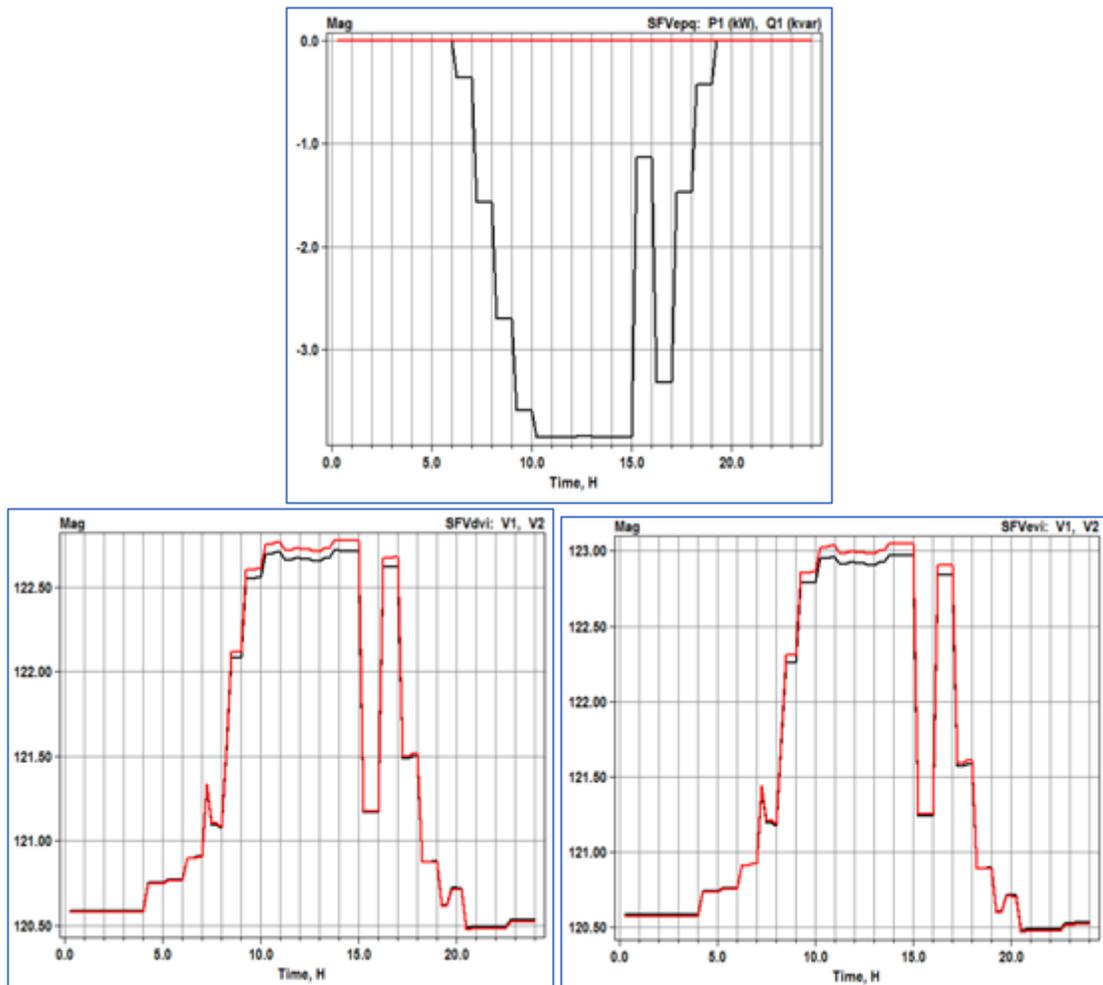
```

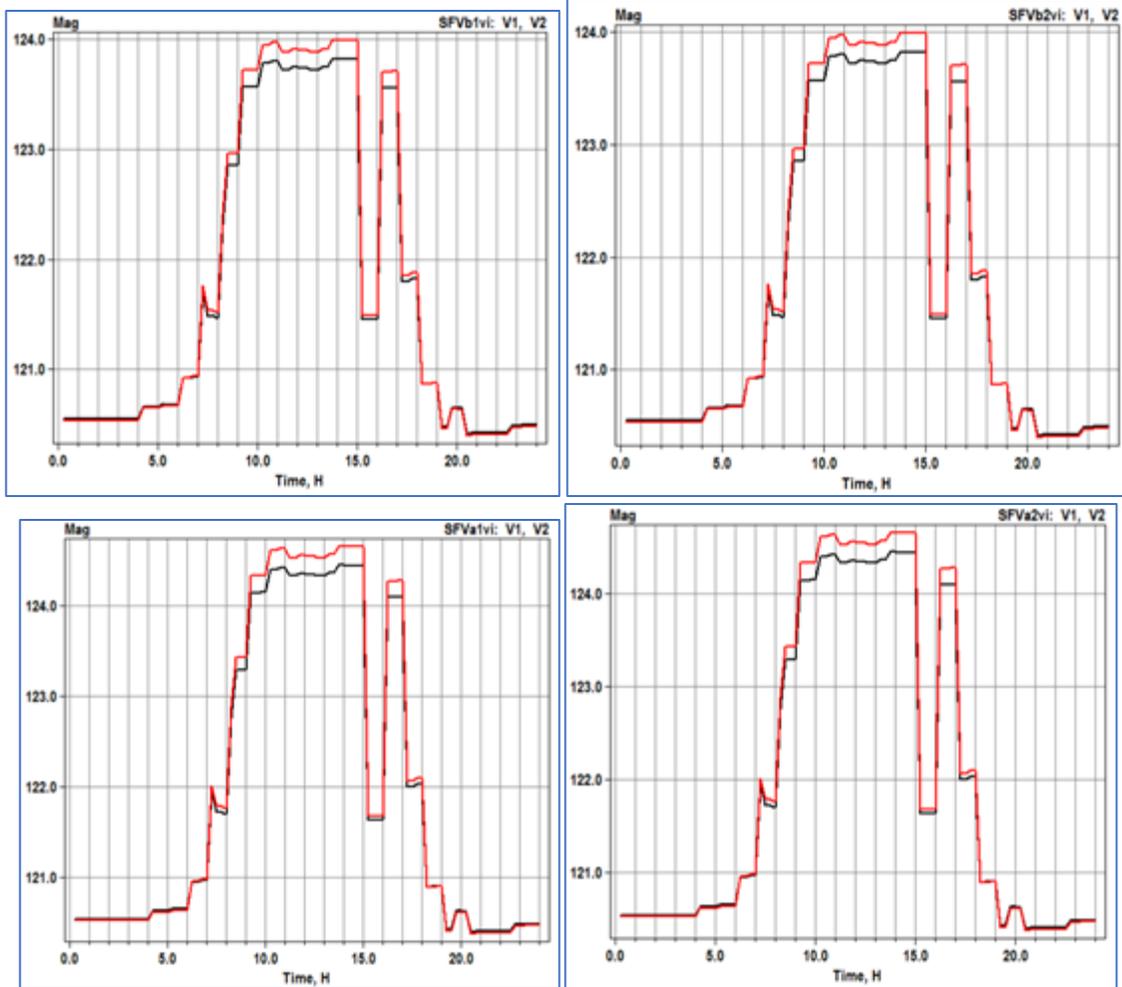
```

New PVSsystem.SFVa2 phases=1 bus1=BusSFVa2.1.1.2 kV=0.24 KVA=7.7
~ irradiance=1 Pmpp=7.7 Temperature=25 PF=1 conn=weye
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Eff_1 P-TCurve=PvsT
~ model=1 Daily=loadshape_PV TDaily=Tshape_PVTemp
set controlmode=time
set mode=daily number=96
solve

```

Gráfica A.8.3: Curvas de tensión, potencia P y Q en los de los generadores fotovoltaicos. Cada SFV es de 7.7 kW. Todas las curvas de potencia de los SFV son iguales.





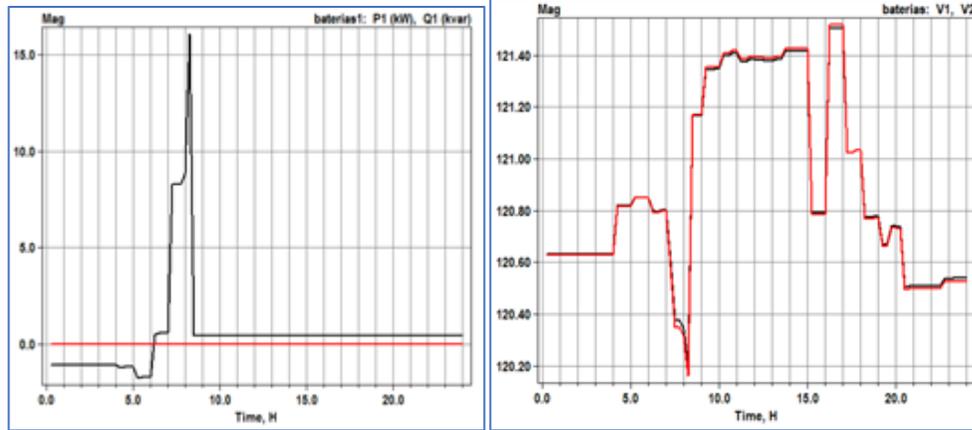
A.8.10 Modelado almacenamiento de energía (Banco de baterías)

```

New Loadshape.Batt npts=96  minterval=15  mult=(file=profiles\Storage_profile.dss)
useactual=no
New Storage.Battery Bus1=busBatt.1.2  phases=1  kV=0.24  pf=1.0  kWhrated=74
kWrated=74  kWhstored=74  daily=Batt  model=1  dispmode=follow  %reserve=10
%stored=10  state=discharged  DischargeTrigger=0.8  ChargeTrigger=0.6
set controlmode=time
set mode=daily  number=96
Solve

```

Gráfica A.8.4: Curvas de tensión, potencia carga/descarga de las baterías.



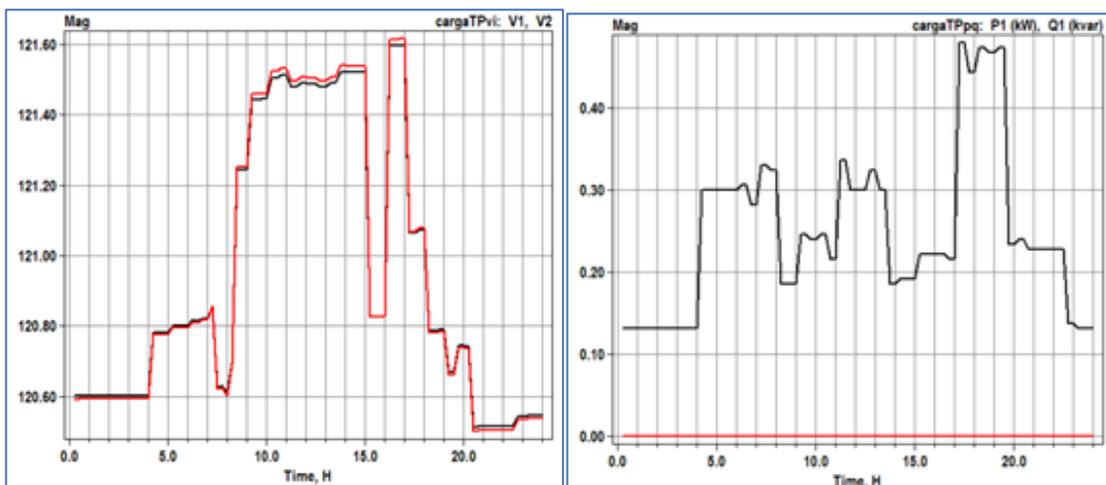
A.8.11 Modelado de curvas de carga: tensión y potencia en cada centro de carga

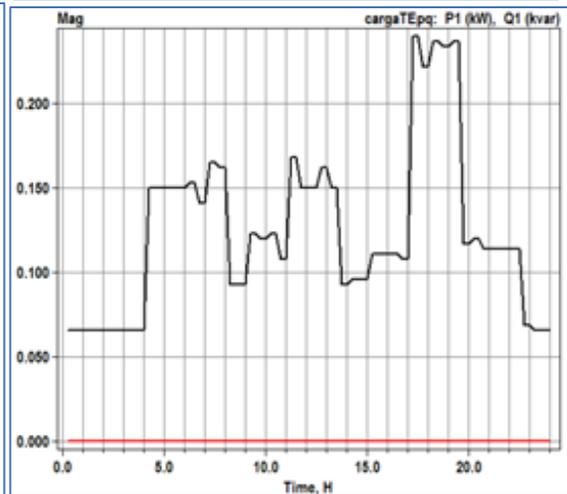
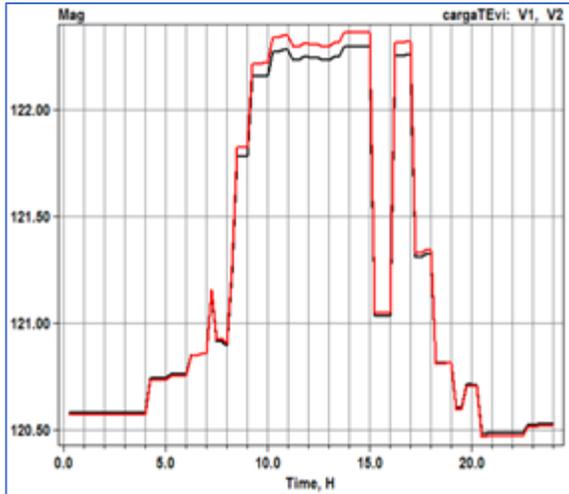
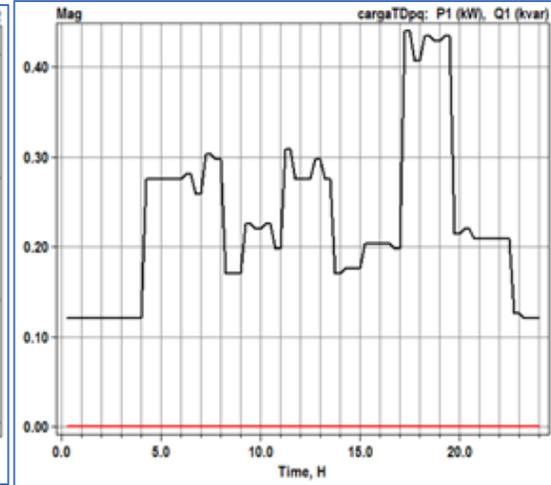
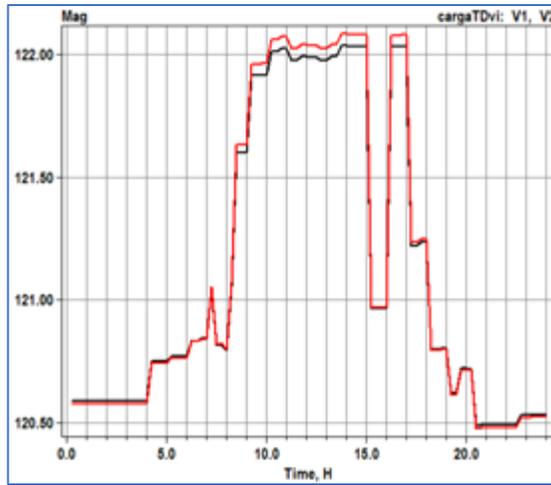
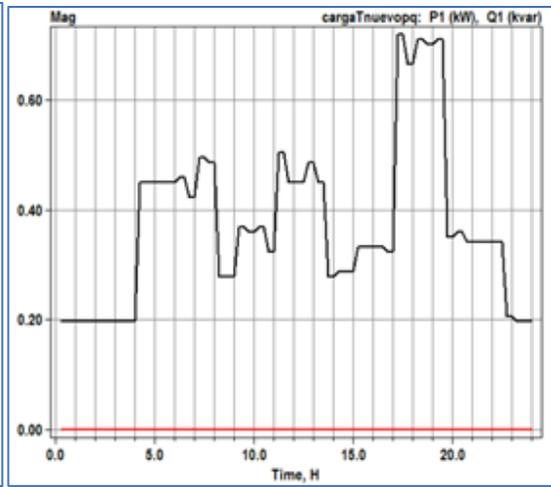
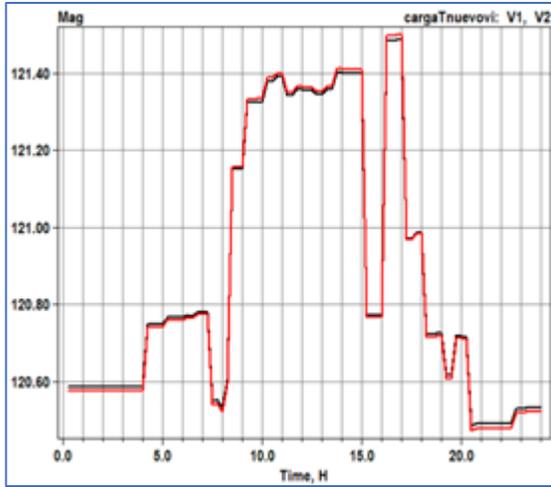
```

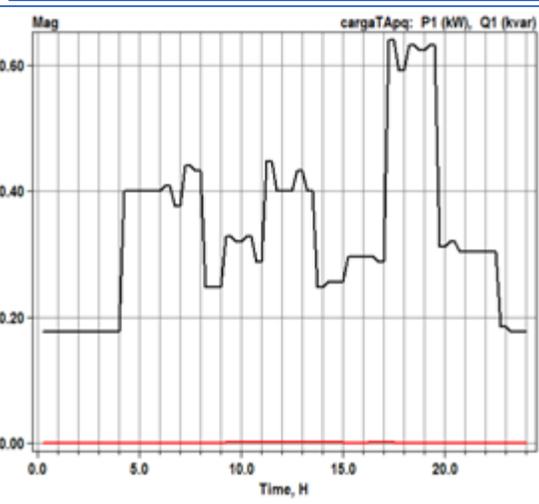
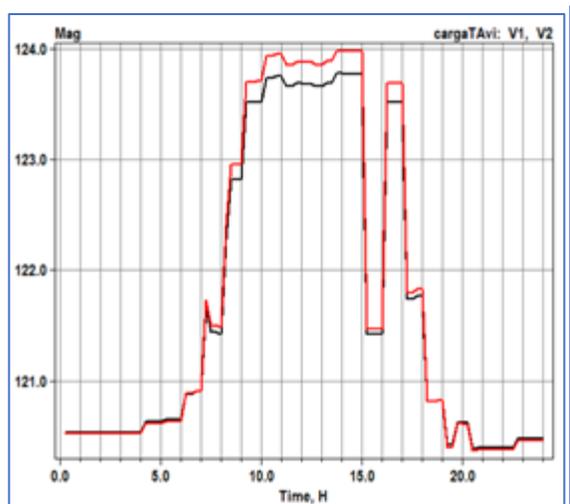
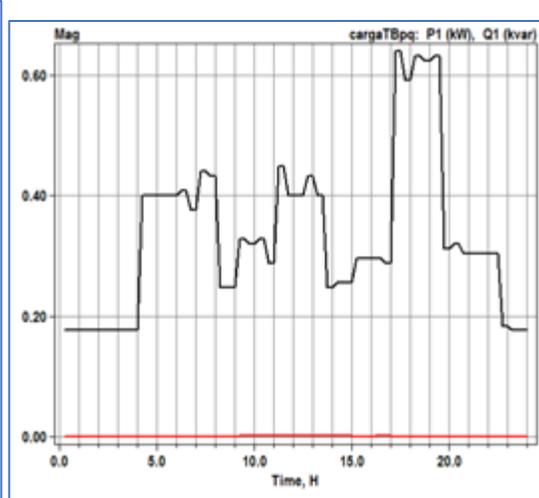
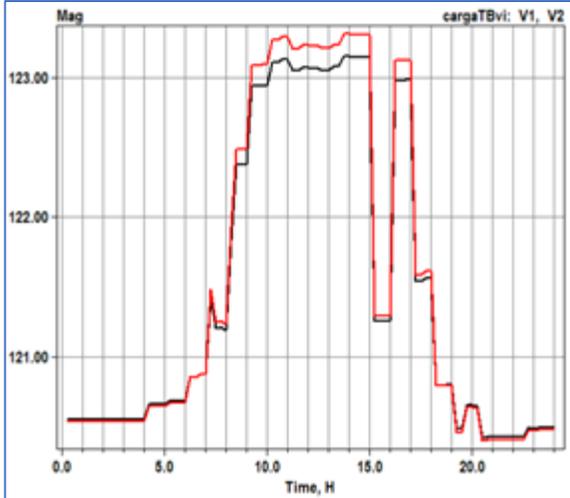
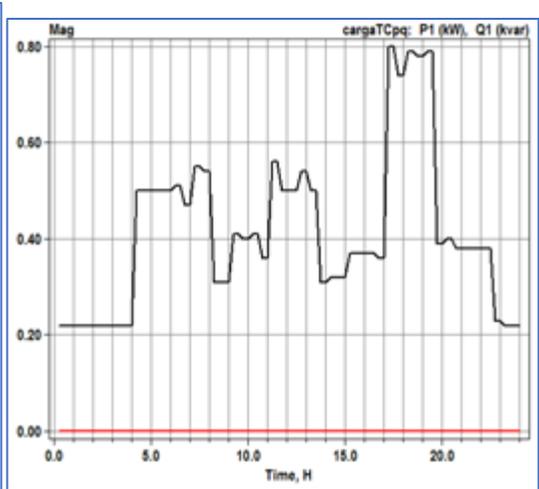
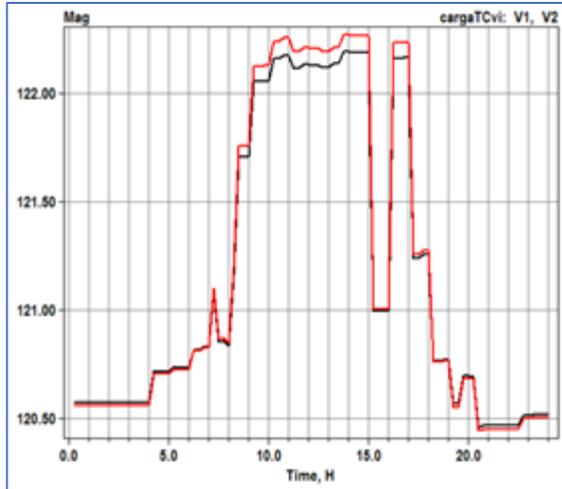
new load.CargaNuevo bus1=busNuevo.1.2 kV=0.24 model=1 conn=weye kW=0.18
pf=1.0 status=variable daily=loadshape_CCBC1 phases=1
new load.CargaTP bus1=busTP.1.2 kV=0.24 model=1 conn=weye kW=0.12
pf=1.0 status=variable daily=loadshape_CCBC1 phases=1
new load.CargaTD bus1=busTD.1.2 kV=0.24 model=1 conn=weye kW=0.11
pf=1.0 status=variable daily=loadshape_CCBC1 phases=1
new load.CargaTE bus1=busTE.1.2 kV=0.24 model=1 conn=weye kW=0.06
pf=1.0 status=variable daily=loadshape_CCBC1 phases=1
new load.CargaTC bus1=busTC.1.2 kV=0.24 model=1 conn=weye kW=0.20
pf=1.0 status=variable daily=loadshape_CCBC1 phases=1
new load.CargaTB bus1=busTB.1.2 kV=0.24 model=1 conn=weye kW=0.16
pf=1.0 status=variable daily=loadshape_CCBC1 phases=1
new load.CargaTA bus1=busTA.1.2 kV=0.24 model=1 conn=weye kW=0.16
pf=1.0 status=variable daily=loadshape_CCBC1 phases=1

```

Gráfica A.8.5: Curvas de carga (P-V) por centro de carga



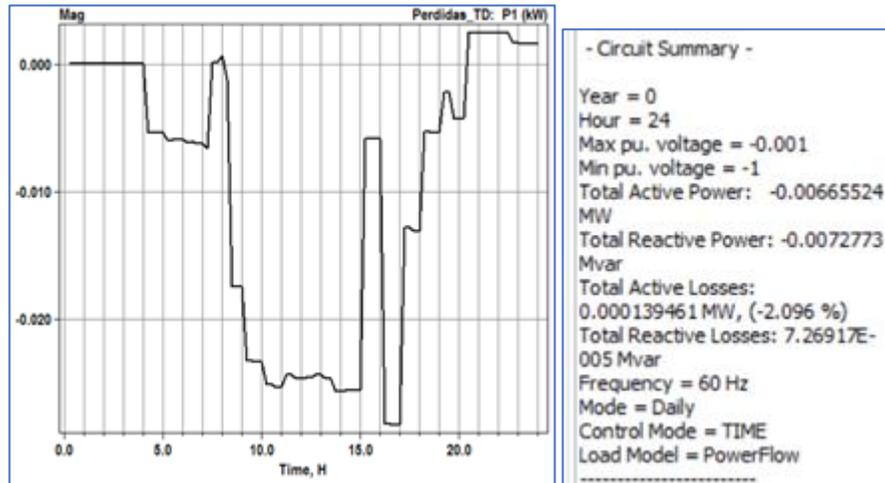




A.8.12 Determinación de las pérdidas eléctricas

```
New XYCurve.Losses npts=3 xarray=[0.9 1.1 1.001] yarray=[0.0 0.0 0.0]
New upfc.TEST_TD phases=1 refkV=0.24 pf=1.0 losscurve=Losses Vpqmax=24
mode=3 bus1=sourcebus bus2=busTD enabled=yes
New upfc.TEST_TC phases=1 refkV=0.24 pf=1.0 losscurve=Losses Vpqmax=24
mode=3 bus1=sourcebus bus2=busTC enabled=yes ! en bus TC
```

Gráfica A.8.6: Curvas de pérdidas en el sourceBus



A.8.13 Flujo de potencia

El comando para ver el flujo de potencia sería:

```
show power flow Element
```

Los resultados son:

BUS	Ph	kW	+j	kVAR	kVA	PF
vsource. source						
sourcebus	1	3	+j	3.3	4.5	0.6652
sourcebus	2	3	+j	3.3	4.5	0.6652
terminal t otal		6	+j	6.7	9.0	0.6652
sourcebus	0	0	+j	0.0	0.0	1.0000
sourcebus	0	0	+j	0.0	0.0	1.0000
terminal t otal		0	+j	0.0	0.0	1.0000

BUS	Ph	kW	+j	kVAR	kVA	PF
line. linesfvb2						
bussfvb2	1	0	+j	0.0	0.0	-0.9705
bussfvb2	2	0	+j	0.0	0.0	-0.0016
terminal t otal		0	+j	0.0	0.0	-0.8010
bustb	1	0	+j	-0.0	0.0	0.0000
bustb	2	0	+j	-0.0	0.0	-0.0000
terminal t otal		0	+j	-0.0	0.0	-0.0000

line. linefuente							line. lineta									
sourcebus	1	-3	+j	-3.3	4.5	0.6662	bustb	1	0.2	+j	-0.0	0.2	-1.0000			
sourcebus	2	-3	+j	-3.3	4.5	0.6652	bustb	2	0.2	+j	0.0	0.2	1.0000			
terminal t otal		-6	+j	6.7	9.0	0.6657	terminal t otal		0.4	+j	0.0	0.4	1.0000			
bustranf	1	3	+j	3.3	4.5	0.6663	busta	1	-0.2	+j	0.0	0.2	-1.0000			
bustranf	2	3	+j	3.3	4.5	0.6653	busta	2	-0.2	+j	-0.0	0.2	1.0000			
terminal t otal		6	+j	6.7	9.0	0.6658	terminal t otal		-0.4	+j	0.0	0.4	-1.0000			
line.linep t							line. linesfva1									
buspt	1	0	+j	0.0	0.0	0.4945	bussfva1	1	0	+j	-0.0	0.0	0.9949			
buspt	2	0	+j	0.0	0.0	0.9706	bussfva1	2	0	+j	0.0	0.0	0.9698			
terminal t otal		0	+j	0.0	0.0	0.9887	terminal t otal		0	+j	0.0	0.0	-0.8951			
bustranf	1	0	+j	0.0	0.0	0.0000	busta	1	0	+j	-0.0	0.0	0.0000			
bustranf	2	0	+j	0.0	0.0	0.0000	busta	2	0	+j	-0.0	0.0	-0.0000			
terminal t otal		0	+j	0.0	0.0	0.0000	terminal t otal		0	+j	-0.0	0.0	0.0000			
line.lineg h							line. linesfva2									
busgh	1	4.5	+j	3.4	5.6	0.7989	bussfva2	1	0	+j	-0.0	0.0	0.9949			
busgh	2	4.5	+j	3.4	5.6	0.8011	bussfva2	2	0	+j	0.0	0.0	0.9698			
terminal t otal		9	+j	6.7	11.3	0.8000	terminal t otal		0	+j	0.0	0.0	-0.8951			
bustranf	1	-4.4	+j	-3.3	5.6	0.7988	busta	1	0	+j	-0.0	0.0	0.0000			

bustransf	2	-4.4	+j	-3.3	5.6	0.7989	busta	2	0	+j	-0.0	0.0	-0.0000
terminal total		-8.9	+j	-6.7	11.1	0.7989	terminal total		0	+j	-0.0	0.0	0.0000
line.linebatt							upfc.test_td						
busbatt	1	-0.4	+j	-0.0	0.4	1.0000	sourcebus	1	0	+j	-0.0	0.0	-0.2010
busbatt	2	-0.4	+j	0.0	0.4	-1.0000	terminal total		0	+j	-0.0	0.0	-0.2010
terminal total		-0.7	+j	0.0	0.7	-1.0000	bustransf	1	0	+j	0.0	0.0	-0.2009
bustransf	1	0.4	+j	0.0	0.4	1.0000	terminal total		0	+j	0.0	0.0	-0.2009
bustransf	2	0.4	+j	-0.0	0.4	-1.0000	pvsystem.sfv						
terminal total		0.7	+j	0.0	0.7	1.0000	bussfv	1	0	+j	0.0	0.0	1.0000
line.linetnuevo							bussfv	2	0	+j	0.0	0.0	1.0000
bustransf	1	0.2	+j	0.0	0.2	1.0000	terminal total		0	+j	0.0	0.0	1.0000
bustransf	2	0.2	+j	-0.0	0.2	-1.0000	pvsystem.sfve						
terminal total		0.4	+j	0.0	0.4	1.0000	bussfve	1	0	+j	0.0	0.0	1.0000
bustnuevo	1	-0.2	+j	-0.0	0.2	1.0000	bussfve	2	0	+j	0.0	0.0	1.0000
bustnuevo	2	-0.2	+j	0.0	0.2	-1.0000	terminal total		0	+j	0.0	0.0	1.0000
terminal total		-0.4	+j	-0.0	0.4	1.0000	pvsystem.sfvb1						
line.linetsp							bussfvb1	1	0	+j	0.0	0.0	1.0000
bustransf	1	0.3	+j	0.0	0.3	1.0000	bussfvb1	2	0	+j	0.0	0.0	1.0000
bustransf	2	0.3	+j	-0.0	0.3	-1.0000	terminal total		0	+j	0.0	0.0	1.0000
terminal total		0.6	+j	0.0	0.6	1.0000	pvsystem.sfvb2						

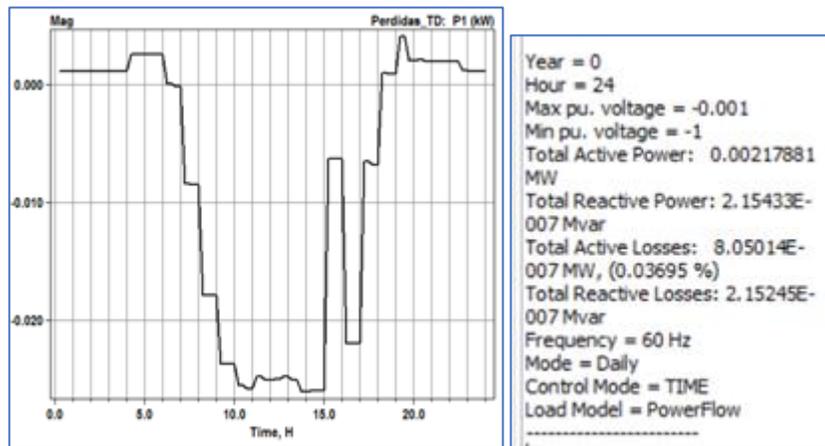
bustp	1	-0.3	+j	-0.0	0.3	1.0000	bussfvb2	1	0	+j	0.0	0.0	1.0000
bustp	2	-0.3	+j	0.0	0.3	1.0000	bussfvb2	2	0	+j	0.0	0.0	1.0000
terminal total		-0.6	+j	0.0	0.6	1.0000	terminal total		0	+j	0.0	0.0	1.0000
line.linetd							pvsystem.sfva1						
bustp	1	0.2	+j	0.0	0.2	1.0000	bussfva1	1	0	+j	0.0	0.0	1.0000
bustp	2	0.2	+j	0.0	0.2	1.0000	bussfva1	2	0	+j	0.0	0.0	1.0000
terminal total		0.4	+j	0.0	0.4	1.0000	terminal total		0	+j	0.0	0.0	1.0000
bustd	1	-0.2	+j	0.0	0.2	1.0000	pvsystem.sfva2						
bustd	2	-0.2	+j	0.0	0.2	1.0000	bussfva2	1	0	+j	0.0	0.0	1.0000
terminal total		-0.4	+j	0.0	0.4	1.0000	bussfva2	2	0	+j	0.0	0.0	1.0000
line.linesfvd							terminal total		0	+j	0.0	0.0	1.0000
bussfvd	1	0	+j	0.0	0.0	1.0000	storage.battery						
bussfvd	2	0	+j	0.0	0.0	0.9921	busbatt	1	0.4	+j	0.0	0.4	1.0000
terminal total		0	+j	0.0	0.0	0.9697	busbatt	2	0.4	+j	0.0	0.4	1.0000
bustd	1	0	+j	0.0	0.0	0.0000	terminal total		0.7	+j	0.0	0.7	1.0000
bustd	2	0	+j	0.0	0.0	0.0000	generator.genhidro						
terminal total		0	+j	0.0	0.0	0.0000	busgh	1	-4.5	+j	3.4	5.6	0.7989
line.linete							busgh	2	-4.5	+j	3.4	5.6	0.8011
bustd	1	0.1	+j	0.0	0.1	1.0000	terminal total		-9	+j	6.7	11.2	0.8000
bustd	2	0.1	+j	0.0	0.1	1.0000	generator.genDiésel						

terminal total		0.1	+j	- 0.0	0.1	- 1.0000	buspt	1	0	+j	0.0	0.0	1.0000
buste	1	-0.1	+j	- 0.0	0.1	1.0000	buspt	2	0	+j	0.0	0.0	1.0000
buste	2	-0.1	+j	0.0	0.1	- 1.0000	terminal total		0	+j	0.0	0.0	1.0000
terminal total		-0.1	+j	0.0	0.1	- 1.0000	load.cargatnuevo						
line.linestve							bustnuevo	1	0.2	+j	0.0	0.2	1.0000
bussfve	1	0	+j	0.0	0.0	0.9949	bustnuevo	2	0.2	+j	- 0.0	0.2	- 1.0000
bussfve	2	0	+j	0.0	0.0	0.8936	terminal total		0.4	+j	- 0.0	0.4	- 1.0000
terminal total		0	+j	0.0	0.0	0.9630	load.carga tp						
buste	1	0	+j	- 0.0	0.0	- 0.0000	bustp	1	0.1	+j	0.0	0.1	1.0000
buste	2	0	+j	- 0.0	0.0	0.0000	bustp	2	0.1	+j	- 0.0	0.1	- 1.0000
terminal total		0	+j	- 0.0	0.0	0.0000	terminal total		0.3	+j	- 0.0	0.3	- 1.0000
line.linetc							load.carga td						
bustranf	1	0.6	+j	0.0	0.6	1.0000	bustd	1	0.1	+j	0.0	0.1	1.0000
bustranf	2	0.6	+j	0.0	0.6	1.0000	bustd	2	0.1	+j	- 0.0	0.1	- 1.0000
terminal total		1.1	+j	0.0	1.1	1.0000	terminal total		0.2	+j	- 0.0	0.2	- 1.0000
bustc	1	-0.6	+j	- 0.0	0.6	1.0000	load.carga te						
bustc	2	-0.6	+j	- 0.0	0.6	1.0000	buste	1	0.1	+j	0.0	0.1	1.0000
terminal total		-1.1	+j	- 0.0	1.1	1.0000	buste	2	0.1	+j	- 0.0	0.1	- 1.0000
line.linetc b							terminal total		0.1	+j	- 0.0	0.1	- 1.0000
bustc	1	0.4	+j	0.0	0.4	1.0000	load.carga tc						

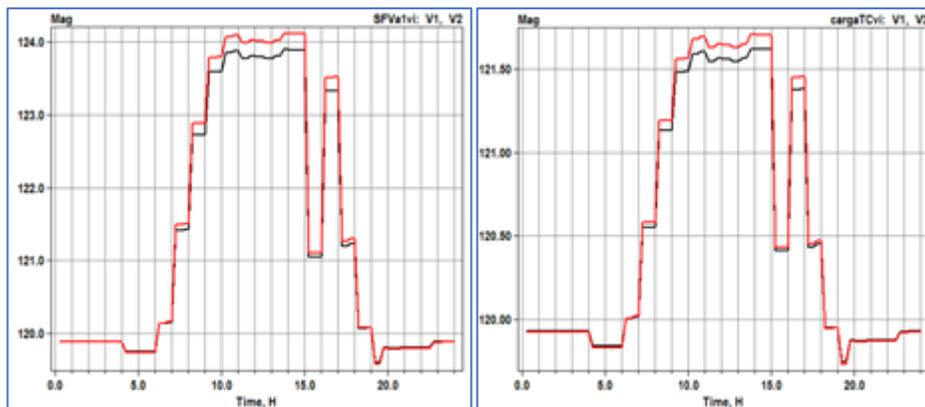
bustc	2	0.4	+j	0.0	0.4	1.0000	bustc	1	0.2	+j	0.0	0.2	1.0000
terminal total		0.7	+j	0.0	0.7	1.0000	bustc	2	0.2	+j	-0.0	0.2	-1.0000
bustb	1	-0.4	+j	0.0	0.4	-1.0000	terminal total		0.4	+j	-0.0	0.4	-1.0000
bustb	2	-0.4	+j	-0.0	0.4	1.0000	load.carga tb						
terminal total		-0.7	+j	0.0	0.7	-1.0000	bustb	1	0.2	+j	-0.0	0.2	-1.0000
line. linesfvb1							bustb	2	0.2	+j	0.0	0.2	1.0000
bussfvb1	1	0	+j	0.0	0.0	-0.9705	terminal total		0.4	+j	0.0	0.4	1.0000
bussfvb1	2	0	+j	0.0	0.0	-0.0016	load.carga ta						
terminal total		0	+j	0.0	0.0	-0.8010	busta	1	0.2	+j	-0.0	0.2	-1.0000
bustb	1	0	+j	-0.0	0.0	0.0000	busta	2	0.2	+j	0.0	0.2	1.0000
bustb	2	0	+j	-0.0	0.0	-0.0000	terminal total		0.4	+j	0.0	0.4	1.0000
terminal total		0	+j	-0.0	0.0	-0.0000	total circuit losses =		0.1	+j	0.1		

A.8.14 Simulación únicamente con recurso solar y la carga, curvas del SFV y las cargas

Pérdidas



Tensión máxima y mínima



Anexo 9: Topologías de una micro-red

En las siguientes figuras se muestran algunos esquemas, y como regla general, tanto el caso de BUS en CC, como el de BUS en CC con cargas en CC, suelen ser más usados en sistemas pequeños y con una cantidad de usuarios no demasiado amplia ni distante entre ellos. La última opción, la de BUS en CA, se usa más frecuentemente para abastecer a un mayor número de usuarios y con mayor dispersión geográfica, soportando mejor posibles ampliaciones y admitiendo nuevas incorporaciones de generación, incluso de forma distribuida entre los diferentes consumidores.

La primera configuración (Figura A.8.1), es el caso más básico, donde las fuentes de generación vierten su producción en una batería, que a través de un inversor CC/CA alimenta los diferentes consumos. El control del sistema es muy simple, tanto que en muchos casos se limita al arranque del grupo electrógeno cuando el nivel de carga en la batería es bajo o cuando se necesita un aporte energético puntual, pero nunca entra en contacto eléctrico directo con los consumos. Se trata de sistemas sencillos, pero bastante fiables y está diseñado fundamentalmente para pequeñas redes de distribución zonales y de consumos controlados.

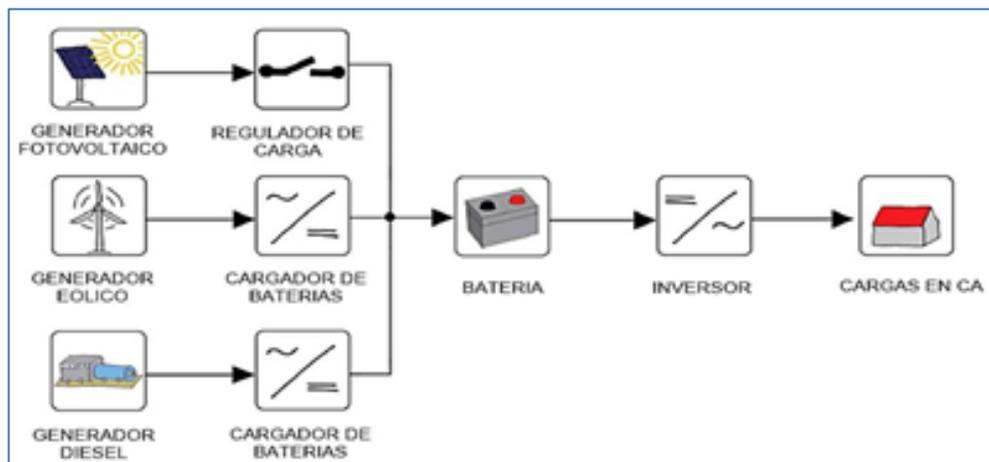


Figura A.9.1. Topología de una micro-red, BUS en CC. Fuente: Javier de Alaminos, 2014.

La configuración siguiente es igual que la anterior, Figura A.8.2, pero incorpora una salida directa en CC que podría alimentar algún tipo de carga de accionamiento directo cuando la batería está plenamente cargada (por ejemplo, sistemas de bombeo de agua) evitando de esta

forma perder esa energía disponible que no sería usada en el caso de no tener este tipo de alternativa. La función del grupo electrógeno en este caso sería la de reserva energética de emergencia (como en el caso anterior), con la posibilidad adicional de abastecer también directamente las cargas de CA, bien como seguridad ante la avería del inversor CC/CA, bien en paralelo con el inversor siempre y cuando se hubiera diseñado para trabajar de esta forma y tanto el inversor, como el sistema de control, tenga estas funciones implementadas.

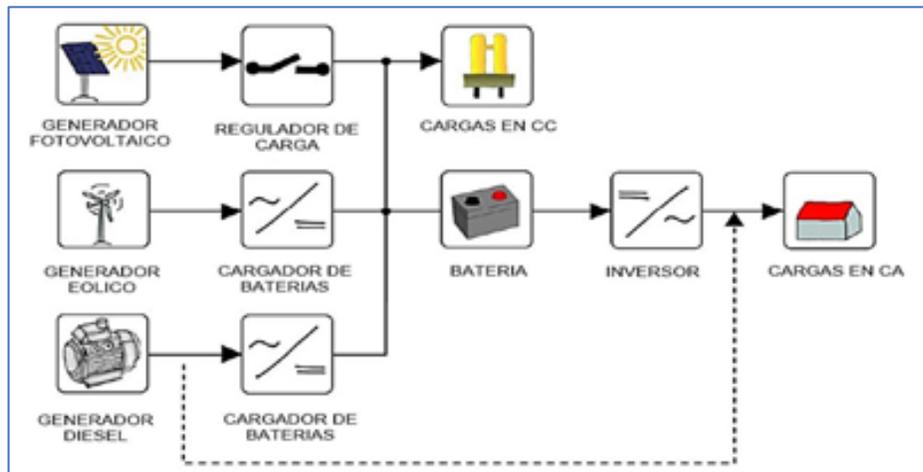


Figura A.9.2: Topología de una micro-red, BUS en CC con cargas en CA.

Fuente: Javier de Alaminos, 2014.

La última configuración es quizá la más compleja pero versátil de todas, Figura No.A.8.3, para su funcionamiento debe de existir un sistema de control más sofisticado que dictamine las maniobras necesarias para su perfecto funcionamiento, arrancando o parando el grupo electrógeno cuando sea necesario, pero siempre dando prioridad al funcionamiento de las otras fuentes energéticas o la descarga de las baterías para suplir puntas de consumo o situaciones temporales de falta de producción de las fuentes alternativas. Así mismo el resto de los equipos deben de estar preparados para este tipo de gestión y generalmente deberían usarse del mismo fabricante, con el fin de los sistemas de control y comunicación sean coincidentes para un buen trabajo en campo. Estos sistemas son más exigentes y delicados en su operación y mantenimiento, necesitando una mayor preparación del personal que los asista, punto importante a tener en cuenta para la sostenibilidad del proyecto.

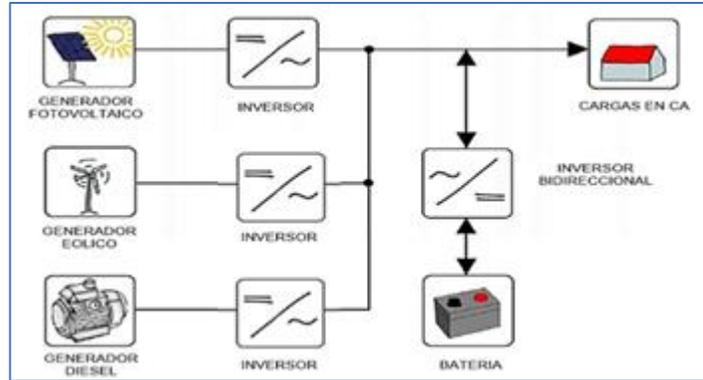


Figura A.9.3. Topología de una micro-red, BUS en CA. Fuente: Javier de Alaminos, 2014.

Anexo 10: Dimensionamiento del grupo electrógeno

		Page 1 of 8 06/27/2021
S45W29290 Hwy 59 Waukesha, WI 53189		
Resumen de la solución		
Información del contacto Proyecto : Generador Chintpó Diesel Nombre de la solución : Albergue Los Crestones - Copy 1 - Copy 1 Spec Ref# : Descripción : Abastecer la Demanda Energética del Albergue Base Los Crestones Contacto : Manuel Barboza Chacon Email : manrbacha@gmail.com		Preparado por Nombre : Manuel Antonio Barboza Chacó Empresa : ICE Teléfono : 88611163 Email : manrbacha@gmail.com
solutionSetupDetail solutionSetupDetail : Stationary		Unidades Unidades : Metric
Ambiente Temperatura ambiente : 75 F / 24 C Elevación : 10000 ft / 3048 m		Motor Aplicación : Prime Combustible : Diesel
Configuración eléctrica Fase : Single Phase Frecuencia (Hz) : 60 Hz Voltaje (nominal) : 120/240 (1 Phase Only) Voltaje (especifico) : 240 volts		report solutionSetupDetail : Latin America Solicitud : No Utility Power
Transitorios máximos permitidos Carga Máxima en régimen Nominal : 90 % Caída de Voltaje : 10.00 % Caída de Frecuencia : 3 hertz		Configuración del generador Sonido (deseado) : 60 dBA Depósito de combustible : Sub Base UL 142 Tiempo de ejecución (deseado) : No Requirement
Cargar configuración de secuencia Cíclico #1: 50 % After Largest Cíclico #2: 75 % After Largest		solutionSetupDetail Continuo : 10 % Momentáneo : 13 %

Generador y resumen de carga

Generador y alternador seleccionados				solutionSummary																		
Método de la familia de productos :	Manual			15 kW																		
Familia de productos :	Protector Diesel			15 kw, Diesel Genset - Sitio clasificado 0 kw																		
Método de dimensionamiento :	Manual			2.5 L motor con Standard (RD015) Alternador																		
Generador :	1 x 15 KW			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nivel de carga</th> <th colspan="2">Transientes</th> <th colspan="2">Armonía</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Corriente : 0 %</td> <td>Fdp (Hz): 2</td> <td>THVD Cont: 10.3 %</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>Pico : 31</td> <td>Vdp (%): 13.4</td> <td>THVD Pico : 10.3 %</td> <td colspan="2"></td> </tr> </tbody> </table>				Nivel de carga	Transientes		Armonía		Corriente : 0 %	Fdp (Hz): 2	THVD Cont: 10.3 %			Pico : 31	Vdp (%): 13.4	THVD Pico : 10.3 %		
Nivel de carga	Transientes		Armonía																			
Corriente : 0 %	Fdp (Hz): 2	THVD Cont: 10.3 %																				
Pico : 31	Vdp (%): 13.4	THVD Pico : 10.3 %																				
Cantidad :	1			<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Límites de solución</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Carga máxima : 90 %</td> <td>Fdp (Hz): 3</td> <td>THVD Cont: 10 %</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Vdp (%): 10</td> <td>THVD Pico : 13 %</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				Límites de solución				Carga máxima : 90 %	Fdp (Hz): 3	THVD Cont: 10 %			Vdp (%): 10	THVD Pico : 13 %				
Límites de solución																						
Carga máxima : 90 %	Fdp (Hz): 3	THVD Cont: 10 %																				
	Vdp (%): 10	THVD Pico : 13 %																				
Alternador :	RD015																					
Resumen de carga - Carga conectada de 5.98 kW																						
	Corriente	Transientes	Armonía																			
KW	5.98	KW (Pico) : 7.84	KVA: 3.00																			
KVA	7.77	KW (Pico) : 8.15	THID Cont: 43.1%																			
PF:	0.77	KVA (Pico) : 11.82	THID Pico : 43.1%																			
Lista de carga																						
Secuencia	Descripción	Comenzando		Corriente		Distorsión de corriente armónica			Límites													
		kW	kVA	kW	kVA	Pico	Cont.	kVA	Vdp	Fdp												
Grupo 1 (no concuerda)	Equipo de oficina - Telefonos 2 X 0.02 kW @ 0.80 PF Armonías: THID = 45.00%	0.03	0.03	0.03	0.03	45 %	45 %	0.1	20.00 %	10 Hertz												
Grupo 1 (no concuerda)	Equipo de oficina - Computadores 4 X 0.06 kW @ 0.80 PF Armonías: THID = 30.00%	0.07	0.08	0.26	0.33	30 %	30 %	0.3	20.00 %	10 Hertz												
Grupo 1 (no concuerda) Resumen	Todas las cargas activadas (inicio de secuencia) 0.3kW Todas las cargas activadas (inicio de secuencia) 0.3 kW Aplicación Peak	0.07	0.08	0.31	0.39	20.9 %	20.9 %	0.4	10 % 24 volts	5 % 3 hertz												
Paso 1 (concuerda)	Equipo de oficina - Routers 3 X 0.01 kW @ 0.80 PF Armonías: THID = 45.00%	0.01	0.01	0.03	0.04	45 %	45 %	0	20.00 %	10 Hertz												
Paso 1 (concuerda)	No línea - Radio de Comunicación 1 X 0.03 kW @ 0.97 PF Armonías: THID = 45.00%	0.03	0.03	0.03	0.03	45 %	45 %	0	20.00 %	5 Hertz												
Paso 1 (concuerda)	Diverso - Sensor de Humo 1 X 0.60 kW @ 1.00 PF Armonías: THID = 45.00%	0.6	0.6	0.6	0.6	45 %	45 %	0.6	35.00 %	15 Hertz												
Paso 1 (concuerda)	Equipo de oficina - Antena de Comunicación 1 X 1.50 kW @ 0.80 PF Armonías: THID = 45.00%	1.5	1.87	1.5	1.87	45 %	45 %	1.7	20.00 %	3 Hertz												
		0.01	0.01	0.01	0.01	45 %	45 %	0	20.00 %	10 Hertz												

Paso 1 (concuerda)	Equipo de oficina - Cámara de Seguridad 1 X 0.01 kW @ 0.80 PF Armonías: THID = 45.00%									
Paso 1 (concuerda)	Motor - Motor #1 6 X 0.25 KVA Code E (5 kVA/10) A través de la línea Par nominal al inicio corriendo en 50%	5.4	9	3.06	4.50	0 %	0 %	0	20.00 %	5 Hertz
Paso 1 (concuerda)	Iluminación - Iluminación de Emergencia 12 X 0.02 kW @ 0.97 PF Armonías: THID = 45.00%	0.24	0.25	0.24	0.25	45 %	45 %	0.2	20.00 %	10 Hertz
Paso 1 (concuerda)	UPS (PC) - Fuente de Poder 4 X 0.04 kW al Salida Cargado en 100% 25.00% Balance cargando Armonías: THID = 45.00%	0.05	0.05	0.2	0.2	45 %	45 %	0.2	20.00 %	2 Hertz
Paso 1 (concuerda) Resumen	Todas las cargas activadas (inicio de secuencia) 7.8kW Todas las cargas activadas (inicio de secuencia) 0.2 kW Aplicación Peak	7.84	11.82	5.67	7.30	46.7 %	46.7 %	2.7	10 % 24 volts	5 % 3 hertz

Análisis transitorio

Requerimientos transitorios del alternador más difíciles (Vdip)					Requerimientos transitorios del motor más difíciles (Fdip)				
Secuencia :	Paso 1 (concurrente)				Secuencia :	Paso 1 (concurrente)			
Carga :	Motor #1				Carga :	Motor #1			
Comenzando KVA:	11.62				Comenzando KVA:	7.84			
Tolerancia Vdip :	10.00 %				Tolerancia Fdip :	3			
Vdip esperado :	13.4 %				Fdip esperado :	1.96			

Alternador de análisis transitorio (Vdip)					Análisis transitorio del motor (Fdip)				
Secuencia	Vdip permitido	Vdip esperado	Inicio de secuencia KVA	Mayor carga transitoria	Secuencia	Fdip permitido	Fdip esperado	Inicio de secuencia kW	Mayor carga transitoria
Grupo 1 (no concurrente)	10.0 %	0.10 %	0.06	Computadoras	Grupo 1 (no concurrente)	3	0.02	0.07	Computadoras
Paso 1 (concurrente)	10.0 %	13.40 %	11.62	Motor #1	Paso 1 (concurrente)	3	1.96	7.84	Motor #1

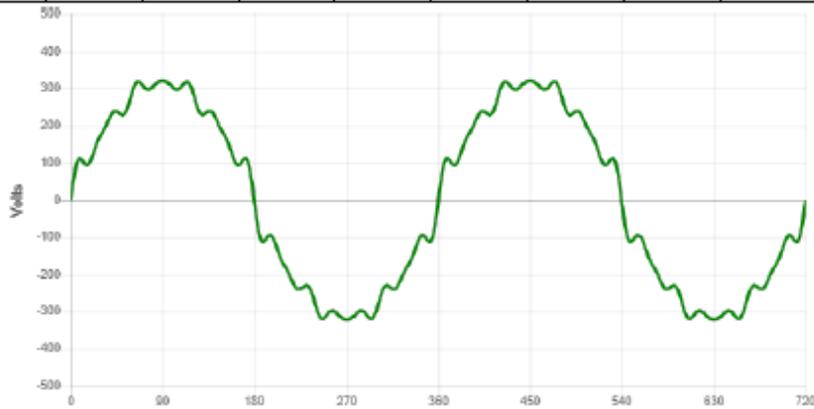
Nota: Los SAI que vuelven a la batería en transitorios del sistema no establecen un límite de inserción de frecuencia de secuencia porque pueden afectar el dimensionamiento. El algoritmo de dimensionamiento verifica que el motor puede aceptar el UPS dentro de su tolerancia de frecuencia.

Análisis Armónico

Perfil Armónico :	Total de la aplicación (ejecutándose)	Secuencia	(Total)
Carga no lineal KVA:	3.2	THD: 43.1 %	THD: 36.7 %
Base KVA (no lineal):	3.00	Secuencia (s) seleccionada (s) carga del alternador armónico:	20 %

Perfiles de tensión y corrientes armónicos seleccionados

Perfil	3rd	5th	7th	9th	11th	13th	15th	17th	19th
Corriente	25.6 %	12.5 %	10 %	2.5 %	9.3 %	11.5 %	0 %	7.6 %	7.2 %
Volaje	4.4 %	2.6 %	2.9 %	0.9 %	4.2 %	6.2 %	0 %	2.7 %	7.2 %

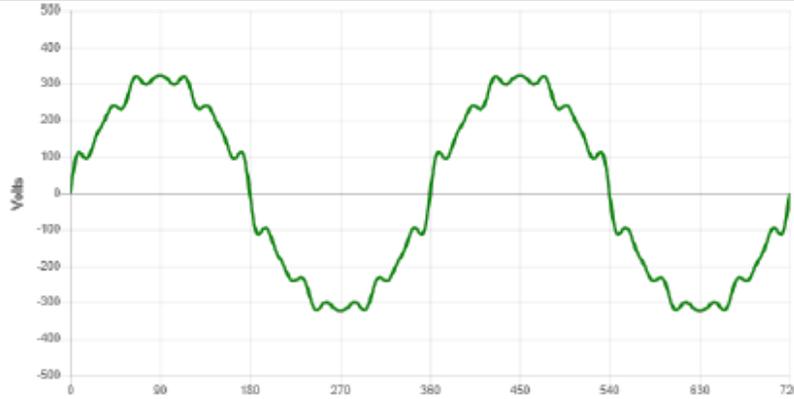


Análisis Armónico

Perfil Armónico :	Total de la aplicación (pico)	Secuencia	(Total)
Carga no lineal KVA:	3.1	THD: 43.1 %	THVD: 38.7 %
Base KVA (no lineal):	3.00	Secuencia (s) seleccionada (s) carga del alternador armónico:	20 %

Perfiles de tensión y corriente armónicos seleccionados

Perfil	3rd	5th	7th	9th	11th	13th	15th	17th	19th
Corriente	35.6 %	12.5 %	10 %	2.5 %	8.3 %	11.5 %	0 %	7.6 %	7.2 %
Voltaje	4.4 %	2.6 %	2.9 %	0.9 %	4.2 %	6.2 %	0 %	2.7 %	7.2 %



Tubería de escape

Resumen del generador	
Método de dimensionamiento :	Auto Select
Tamaño de la tubería :	50.800 mm
Familia de productos :	Protector Diesel
Generador :	15 kW
Flujo Exhaust total (ft3 / Min):	2.8
Máxima contrapresión: (pulgadas de agua) :	3.39

Entradas	
Duración de la carrera (ft):	1
Número de codos estándar :	0
Número de codos largos (radius > 1.5 dia):	0
Número de 45 codos :	0

Solución	
Caida de presión (pulgadas de agua) :	0

*Cálculos de caída de presión de tubería solamente. Verificar que la instalación se realice según los requisitos del código

Anexo 11: SGE - Matlab Scripts

```
% Sistema de gestión de la energía para micro-red aislada
% modelada en HOMER Pro con controlador Matlab Link
% Autor: José Javier Solís Alfaro, basado en documentación de ayuda de HOMER Pro
% @2021
function[myErr, custom_variables] = MatlabStartSimulation(simulation_parameters)
myErr.error_description = "",
myErr.severity_code = "",
% Inicializar variables de simulación definidas por el usuario, las cuales se pueden usar a
% través de la simulación para decisiones de despacho o para generar errores al final de la
% simulación
custom_variables.total_energy_test = 0,
custom_variables.gen1_CO = 0,
end
function[simulation_state,custom_variables] =
MatlabDispatch(simulation_parameters,simulation_state,custom_variables)
% TIEMPO
Int = simulation_parameters.timestep_size_in_seconds/60, %Paso de tiempo en minutos
Nint = simulation_parameters.number_of_timesteps
% Número de pasos de tiempo a simular
% ESCENARIOS
% Escenario sin hidro y sin batería, disponibilidad de generadores
% DG(1): FV DG(2): Hidro DG(3): Batería Dg(4): Arranque Diésel DG(5): Diésel
if simulation_parameters.has_pv == true, DG(1)=1;else DG(1)=0;end
if simulation_state.custom_components(1).power_available > 0, DG(2)=1;else DG(2)=0;end
if simulation_parameters.has_battery == true, DG(3)=1; else DG(3)=0;end
if simulation_parameters.has_generator == true, DG(4)=1;DG(5)=1;else
DG(4)=0;DG(5)=0;end
% CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO
DE ENERGÍA
% Planta Solar FV
if DG(1) == 1, Pfv = simulation_parameters.pvs(1).rated_capacity,
% potencia pico planta solar FV en kWp
```

```

else Pfv = 0, simulation_state.pvs(1).power_available = 0,
end
% Planta Hidroeléctrica
if DG(2) == 1, Phidro = simulation_parameters.custom_components(1).capacity,
% potencia máxima de la micro-hidro en kW
else Phidro = 0,
end
% Banco de Baterías
if DG(3) == 1
    Enbat = simulation_parameters.batteries(1).nominal_capacity;
% capacidad nominal de batería Li-ion en Ah
    Vbat = simulation_parameters.batteries(1).nominal_voltage;
% tensión DC nominal de batería
    if simulation_parameters.batteries(1).has_dedicated_converter == true
        Prbat = simulation_parameters.batteries(1).dedicated_converter.rectifier_capacity;
% potencia nominal del rectificador de la batería en kW
        Pibat = simulation_parameters.batteries(1).dedicated_converter.inverter_capacity;
% potencia nominal del inversor de la batería en kW
    end
    SoCabs = simulation_state.batteries(1).state_of_charge_kwh;
% SoC actual en kWh
    SoCminAbs = simulation_parameters.batteries(1).battery_bank_minimum_absolute_soc;
% SoC mínimo en kWh
    SoCmaxAbs = simulation_parameters.batteries(1).battery_bank_maximum_absolute_soc;
% SoC máximo en kWh
    SoCi = 1; % SoC inicial 100%
    SoCmin = simulation_parameters.batteries(1).minimum_state_of_charge;
% SoC mínimo en%
    Cbat = simulation_parameters.batteries(1).cost.replacement;
% costo de reemplazo del banco de baterías en $
    Vubat = 15; % vida útil del banco de baterías en años
end
Ahbat = 167, % capacidad nominal de baterías en Ah

```

```

Mccbat = 167, % Corriente de carga máxima en A
Mdcbat = 500, % Corriente de carga máxima en A
SoCi = 1, % SoC inicial 100%
SoCmin = simulation_parameters.batteries(1).minimum_state_of_charge,
% SoC mínimo en %
Cbat = simulation_parameters.batteries(1).cost.replacement,
% costo de reemplazo del banco de baterías en $
Vubat = 15, % vida útil del banco de baterías en años
else
    Enbat = 0;
    Vbat = 0;
    Pibat = 0;
    SoCabs = 0;
    SoCminAbs = 0;
    SoCmaxAbs = 0;
    SoCi = 0;
    SoCmin = 0;
    Cbat = 1e6;
    Vubat = 0;
end
% Planta Diésel
if DG(5) == 1
    Pdiesel = simulation_state.generators(1).power_available;
% potencia disponible de la planta diésel en kW
    Cdiesel = simulation_parameters.generators(1).fuel.cost; % precio del diesel en $
else Pdiesel = 0; Cdiesel = inf; simulation_state.generators(1).power_available = 0;
end
% PRONÓSTICOS DE CARGA Y GENERACIÓN
Pcarga = simulation_state.ac_bus.load_requested;

if DG(1) == 1
    Gfv = simulation_state.pvs(1).power_available;
% Pronóstico de generación FV en kW

```

```

else Gfv = 0;
end

if DG(2) == 1
Ghidro = simulation_state.custom_components(1).power_available;
%Pronóstico de generación Hidro en kW
else Ghidro = 0;
end
% COSTOS PARA DESPACHO ECONÓMICO
% Costo operativo Planta FV
if DG(1) == 1
    if DG(1) == 1
        Com_FVa = simulation_parameters.pvs(1).cost.operation_and_maintenance;
% Costo de operación y mantenimiento de planta FV anual
        C1 = Com_FVa*Int/(365*24*60);
% Costo de operación y mantenimiento de planta FV en un intervalo.
    else C1 = 1e6;
    end
% Costo operativo Planta Hidro
    if DG(2) == 1
Com_Ha = simulation_parameters.custom_components.cost.operation_and_maintenance,
% Costo de operación y mantenimiento de planta Hidro anual
        C2 = Com_Ha*Int/(365*24*60),
    else C2 = 1e6,
    end
% Costo operativo Banco de Baterías
    if DG(3) == 1
        C3 = simulation_parameters.batteries(1).wear_cost,
% Costo estimado por kWh para decisiones de despacho económico
    else C3 = 1e6,
    end
% Costos operativos Planta Diésel
    if DG(5) == 1

```

```

% Vector de potencias, Pdiesel: potencia máxima planta diésel
P1v = Pdiesel*[0.25 .5 .75 1];
% Consumo de Combustible 1/4 1/2 3/4 Full Load
Con1_galh = [0.3 0.6 0.8 1.1]; % consumo en galones por hora planta 13kW nominales
Con1_lith = Con1_galh*3.785412; % consumo en litros por hora
% Costo operativo por kW durante un intervalo
C1_T = Con1_lith/Pdiesel/60*Int*Cdiesel; % Costo combustible por kW en $/intervalo
C4 = C1_T(1);          % Costo de arranque
C5 = C1_T(4);          % Costo por kW
else
    C4 = 1e6;
    C5 = 1e6;
end
% Vector de costos de generación
CG = [C1,C2,C3,C4,C5],
% PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN
% MÉTODO: PROGRAMACIÓN LINEAL ENTERO MIXTO (MILP)
% FUNCIÓN OBJETIVO
% min C = C1(x1) + C2(x2) + C3(x3) + C4(x4) + C5(X5)
% VARIABLES
% x1: despacho de potencia Planta FV, en kW
% x2: despacho de potencia Planta Hidro, en kW
% x3: despacho de potencia Banco Baterías, en kW
% x4: señal binaria de arranque Planta Diésel
% x5: despacho de potencia Planta Diésel, en kW
% COSTOS OPERATIVOS
% C1: costo por kW durante un intervalo - Planta Fotovoltaica
% C2: costo por kW durante un intervalo - Planta Hidroeléctrica
% C3: costo por kW durante un intervalo - Banco de Baterías
% C4: costo de arranque durante un intervalo - Planta Diésel
% C5: costo por kW durante un intervalo - Planta Diésel
% Coeficientes de la función objetivo en forma vectorial
f = CG, % costos por kW de cada generador, por intervalo de 15min

```

```

% Variables enteras, índice en vector de coeficientes
intcon = 4,
% RESTRICCIONES
% x1,x2,x3,x4,x5 >=0      positivas
% x1 <= Gfv              generación FV
% x2 <= Ghidro           generación hidro
% x3 <= Pibat            potencia nominal banco de baterías
% x4 binaria (0-1)      arranque de planta Diésel
% x5 <= PDiésel         potencia nominal planta Diésel
% x1+x2+x3+x5 = Pcarga  balance de potencia
% Restricciones de desigualdad en forma matricial
A = [1 0 0 0 0,0 1 0 0 0,0 0 1 0 0,0 0 0 0 1],
% Restricciones de igualdad en forma matricial
Aeq = [1 1 1 1 1],
b = [Gfv,Ghidro,Pibat,PDiésel],
beq = Pcarga, % carga en kW
% Límites inferior y superior
if SoCabs < SoCminAbs    %Si SoC actual menor que el mínimo
    DG(3) = 0;
end
lb = zeros(5,1), % límites inferiores
%ub = [Inf,Inf,Inf,1,Inf], % límites superiores
if DG(1)==1, ub(1)=Inf, end
if DG(1)==0, ub(1)=0, end
if DG(2)==1, ub(2)=Inf, end
if DG(2)==0, ub(2)=0, end
if DG(3)==1, ub(3)=Inf, end
if DG(3)==0, ub(3)=0, end
if DG(4)==1, ub(4)=0, end
if DG(4)==0, ub(4)=0, end
if DG(5)==1, ub(5)=Inf, end
if DG(5)==0, ub(5)=0, end
Den = SoCmaxAbs-SoCabs; %Déficit de energía inicial kWh

```

```

Prn = Den*60/Int;          %Potencia de recarga requerida
Prec = min(Prn,Prbat);    %Potencia de recarga
Arec = 1.0;               %Factor de ajuste de recarga
% RECARGA DE LA BATERÍA
CGR = Gfv+Ghidro;        % Capacidad generación renovable
EGR = CGR - Pcarga;      % Excedente generación renovable
if SoCabs < SoCmaxAbs    % Si SoC actual menor que el máximo
    % Recarga con hidro y energía solar
    if EGR > 0
        ub = [Inf;Inf;0;0;0]; % límites superiores
        b(3)=0;
        if Prec <= EGR
            beq = Pcarga+Prec;
        else
            beq = Pcarga+EGR;
        end
    end
end
end
% DESPACHO ÓPTIMO
options = optimoptions('intlinprog','Display','off'),
[x,fval] = intlinprog(f,intcon,A,b,Aeq,beq,lb,ub,options),
% NIVEL DE ENERGÍA MÍNIMO DE LA BATERÍA PARA DESPACHO
% Si el nivel de energía de la batería con el despacho es menor al 20%
% entonces inhabilita la descarga de la batería y vuelve a calcular el despacho

if DG(3) == 1
    E = SoCabs-x(3)*Int/60;    % Nivel de energía de la batería después del despacho
    if E/SoCmaxAbs <= 0.2
        b(3)=0;
        [x,fval] = intlinprog(f,intcon,A,b,Aeq,beq,lb,ub,options);
    end
end
if DG(1) == 1

```

```

simulation_state.pvs(1).power_setpoint = x(1),           %setpoint planta FV
else simulation_state.pvs(1).power_setpoint = 0,
end
if DG(2) == 1
simulation_state.custom_components(1).power_setpoint = x(2),
%setpoint planta Hidro
else
simulation_state.custom_components(1).power_setpoint = 0,
simulation_state.custom_components(1).power_available = 0,
end % potencia máxima de la micro-hidro en kW
% Descarga del banco de baterías
if SoCabs > SoCminAbs
simulation_state.batteries(1).power_setpoint = -x(3),
simulation_state.batteries(1).dedicated_converter.inverter_power_output = x(3),
simulation_state.batteries(1).dedicated_converter.inverter_power_input = ...
simulation_state.batteries(1).power_setpoint,
else
simulation_state.batteries(1).power_setpoint = 0,
simulation_state.batteries(1).max_discharge_power = 0,
simulation_state.batteries(1).dedicated_converter.inverter_power_output = 0,
simulation_state.batteries(1).dedicated_converter.inverter_power_input = 0,
end
% Indicación de recarga de la batería como flujo de potencia negativo
if sum(x) > Pcarga & simulation_state.batteries(1).state_of_charge_kwh <
simulation_parameters.batteries(1).battery_bank_maximum_absolute_soc
Pdrecarga = sum(x)-Pcarga,
simulation_state.batteries(1).power_setpoint = Pdrecarga,
%setpoint (+) recarga de la batería
simulation_state.batteries(1).dedicated_converter.rectifier_power_output = Pdrecarga,
%setpoint entrada rectificador Batería DC
simulation_state.batteries(1).dedicated_converter.rectifier_power_input=Pdrecarga,
%setpoint entrada rectificador Batería DC
else

```

```

simulation_state.batteries(1).dedicated_converter.rectifier_power_output = 0,      %setpoint
entrada rectificador Batería DC

simulation_state.batteries(1).dedicated_converter.rectifier_power_input = 0,      %setpoint
entrada rectificador Batería DC

if DG(5) == 1
    simulation_state.generators(1).power_setpoint = x(5);
%setpoint planta Diesel
else
simulation_state.generators(1).power_available
=0;simulation_state.generators(1).power_setpoint = 0;
end

% Step 4: Serve the load
% sum of all production on the AC bus

load_supplied_ac = simulation_state.generators(1).power_setpoint +...
simulation_state.pvs(1).power_available...
+ simulation_state.custom_components(1).power_available -...
simulation_state.batteries(1).power_setpoint;

simulation_state.ac_bus.load_served =
min(load_supplied_ac,simulation_state.ac_bus.load_requested);
simulation_state.primary_loads(1).load_served = simulation_state.ac_bus.load_served;

% Step 5: Set the excess electricity, unmet load, capacity served, and capacity shortage
% sum of the operating capacity of all components on the AC bus
operating_capacity_ac = simulation_state.generators(1).power_available...
+ simulation_state.pvs(1).power_available +...
simulation_state.custom_components(1).power_available...
+ simulation_state.batteries(1).max_discharge_power;

% Serve operating capacity requested
simulation_state.ac_bus.operating_capacity_served = operating_capacity_ac

% Set capacity shortage
simulation_state.ac_bus.capacity_shortage =...
max(simulation_state.ac_bus.operating_capacity_requested...
- operating_capacity_ac, 0);

% Set unmet load
simulation_state.ac_bus.unmet_load = max(simulation_state.ac_bus.load_requested -...
sum(x), 0);

```

```
% Set excess electricity
simulation_state.ac_bus.excess_electricity = max(load_supplied_ac -...
simulation_state.ac_bus.load_requested, 0);
end
function[myErrs] = MatlabEndSimulation(simulation_parameters,custom_variables)
myErrs.simulation_errors = {},
myErrs.simulation_warnings = {},
end
```

Anexo 12: Consideraciones para el diseño de la planta fotovoltaica, Albergue Base Crestones.

Condiciones de sitio

Ubicación: 9.46, -83.51

Altitud: 3492 msnm

Después de valorar los sitios disponibles, cercanos al albergue, para ubicar la planta solar se consideró el techo de la viaja infraestructura como el área que presenta condiciones de menor inversión, mayor seguridad para los equipos y el menor impacto ambiental y paisajístico.

Adicionalmente se consideró y valoró para su instalación en un área de terreno aledaña al albergue, sin embargo, este terreno durante la época lluviosa presenta frecuentes anegaciones que lo vuelven no apto para su ubicación o bien requeriría de una gran inversión para drenarlo y adecuarlo al uso. La capacidad total para instalar módulos con dimensiones de 1 m x 2 m, guardando una pasarela para efecto de mantenimiento es de 222 unidades.

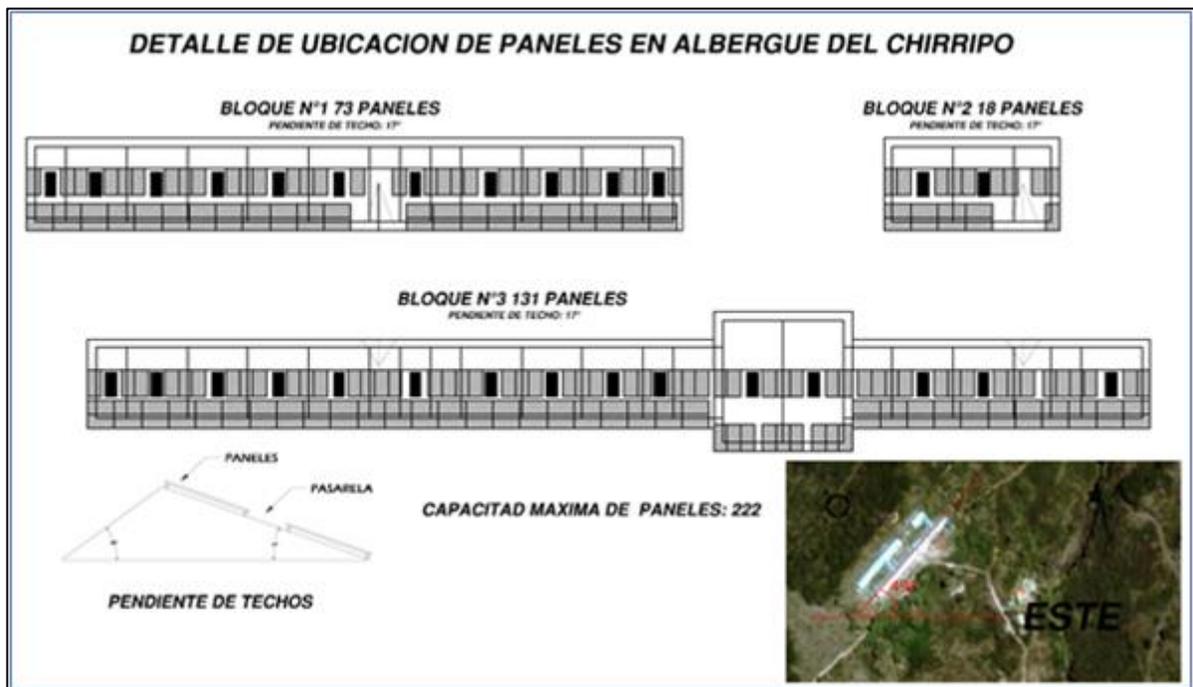


Figura A.12.1: Capacidad total en techo para instalar módulos fotovoltaicos de 1 x 2 m. El edificio tiene dos aguas, el lado frontal tiene un azimut de -49° y una inclinación de 17° y presenta una superficie mayor y apta para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

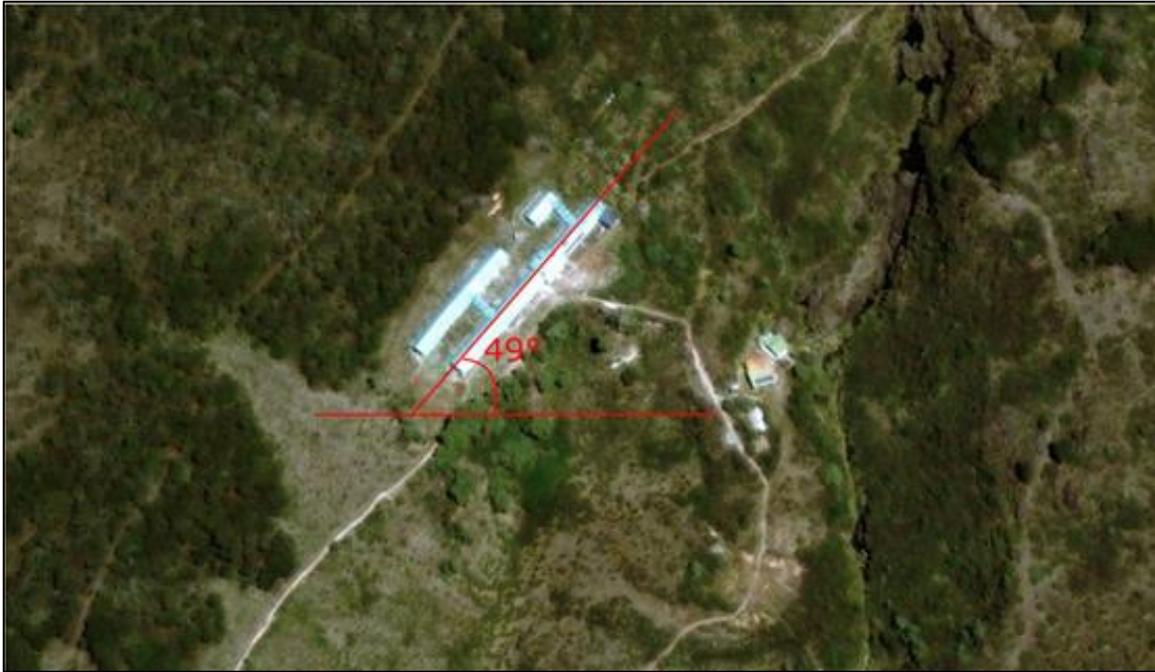


Figura A.12.2: Alineación de la fachada del edificio con respecto al Azimut.

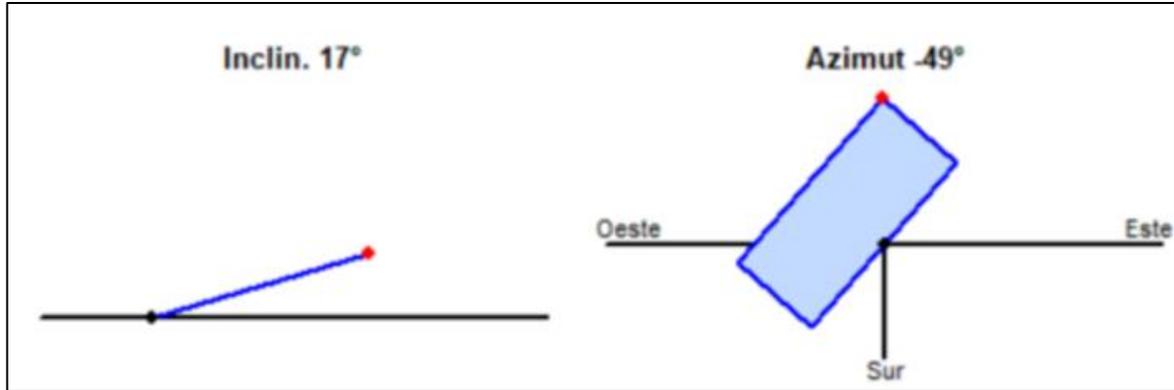


Figura A.12.3: Planta solar sobre techo de edificio, inclinación de 17° con Azimut -49°

El techo además tiene la condición de contar con láminas transparentes que permiten la iluminación de las habitaciones con luz solar, estas deben mantenerse, pero su área deberá ser considerada por el impacto en la disminución de área total disponible para ubicar los módulos, Estos se soportarán en estructuras que permitirán una adecuada aireación, estas estructuras a su vez estarán sujetas a las cerchas del techo y permitirán que el aire circule con facilidad entre el techo y el módulo.

Las pérdidas por la inclinación y el azimut con respecto al óptimo durante el periodo comprendido entre los meses de abril a septiembre son de -2% y de -3.8% durante el periodo de octubre a marzo.

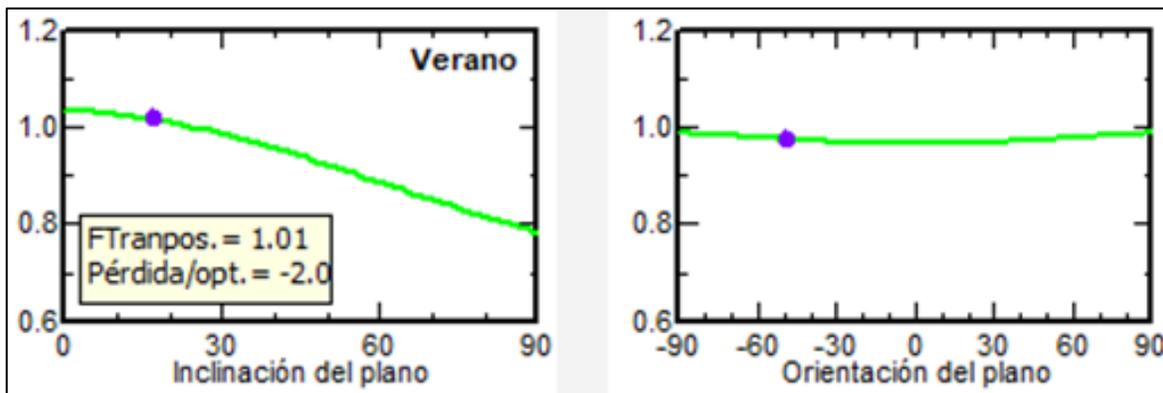


Figura A.12.4: Pérdidas con respecto al óptimo (verano: abril - septiembre = -2.0 %)

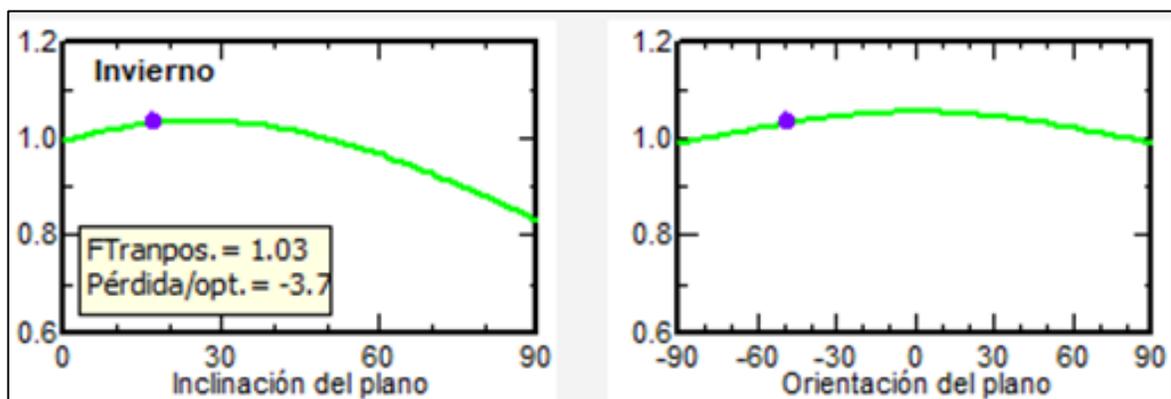


Figura A.12.5: Pérdidas con respecto al óptimo (Invierno: octubre – marzo = -3.8 %)

Pérdidas por sombras lejanas, el albergue se encuentra ubicado en un pequeño valle, con la colina donde se ubica el cerro Crestones al Este y una colina con bosque al Oeste. Ambas colinas tienen el efecto de reducir la disponibilidad de horas de sol equivalente sobre la planta solar y su impacto varía de acuerdo con la posición relativa del sol durante su recorrido anual.



Figura A.12.6: Posición de mayor criticidad de sombras lejanas sobre el techo del albergue

Utilizando un identificador de sombras de la marca SolarPathfinder se determinó el impacto real que tienen ambas colinas, y para efectos de diseño se hizo la valoración con la peor ubicación, esquina Sur-Oeste del pabellón superior izquierdo de las instalaciones.

Recorrido solar y sombras lejanas en el punto de interés



Figura A.12.7: Lectura de sombras lejanas en el punto más crítico (SolarPathfinder)

Tabla A.12.1: valores leídos de forma aproximada de la medición de sombras

Mes	Amanecer	Tarde
Diciembre	07:45	15:30
Enero	07:30	15:45
Febrero	07:30	15:45
Marzo	07:30	15:45
Abril	06:45	16:00
Mayo	06:30	15:30
Junio	06:10	15:30
Julio	06:15	15:30
Agosto	06:40	15:45
Septiembre	06:45	16:40
Octubre	07:35	15:45
Noviembre	07:40	15:30

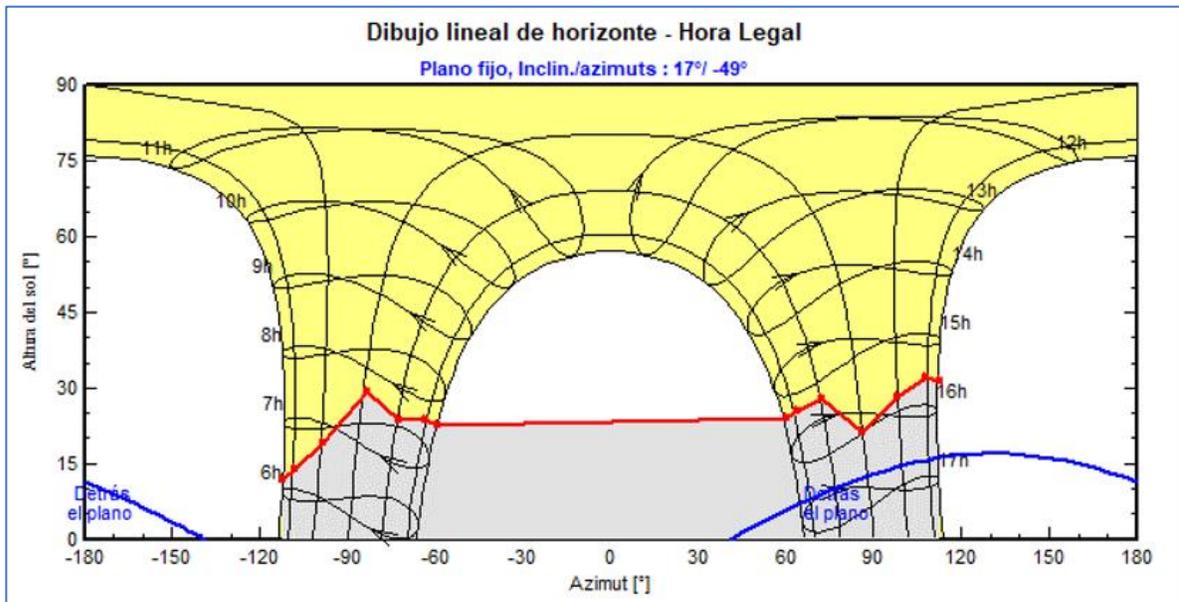


Figura A.12.8: Representación gráfica de las sombras en Pvsyst 7.2.

Los datos se trasladan de forma aproximada a un diagrama circular que representa el recorrido solar durante el año. Para ello se utilizó la versión de prueba del software Pvsyst 7.2 y se

obtuvo el porcentaje de reducción anual de la irradiación global horizontal, horas de sol equivalente provocada por las sobras lejanas al incidir sobre los módulos fotovoltaicos.

Anexo 13: Hojas con datos técnicos de los componentes considerados en el diseño de la planta fotovoltaica

YINGLI SOLAR

YGE 72 CELL SERIES 2



19.6%
CELL EFFICIENCY

12 YEAR
PRODUCT WARRANTY

0 - 5W
POWER TOLERANCE

25 Years Linear Warranty



■ Yingli's Linear Performance Warranty
■ Industry Standard Warranty

YINGLISOLAR.COM



IMPROVED POWER

NEVER SETTLE FOR LESS

Independently tested for proven product quality and long-term reliability. Millions of PV systems installed worldwide demonstrate Yingli's industry leadership.



Higher Durability

The multi-busbar design can decrease the risk of the cell micro-cracks and fingers broken.



High Power Density

High conversion efficiency and more power output per square meter, by lower series resistance and improved light harvesting.



PID Resistant

Tested in accordance to the standard IEC 62804, our PV modules have demonstrated resistance against PID (Potential Induced Degradation), which translates to security for your investment.



Advanced Glass

Our high-transmission glass features a unique anti-reflective coating that directs more light on the solar cells, resulting in a higher energy yield.

Yingli Green Energy

Yingli Green Energy Holding Company Limited, known as "Yingli Solar," is one of the world's leading solar panel manufacturers with the mission to provide affordable green energy for all. Yingli Solar makes solar power possible for communities everywhere by using our global manufacturing and logistics expertise to address unique local challenges.

YGE 72 CELL SERIES 2

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)			Y120P-246 (220-900W)						Y120P-246 1000V (220-900W)		
Module type											
Power output	P_{max}	W	220	225	230	235	240	245	250		
Power output tolerance	P_{max}	W	0/+3								
Module efficiency	η_m	%	16.6	16.7	16.8	16.9	17.0	17.1	17.2		
Voltage at P_{max}	V_{mp}	V	36.5	36.90	37.30	37.70	38.10	38.50	38.90		
Current at P_{max}	I_{mp}	A	6.06	6.12	6.18	6.24	6.30	6.36	6.42		
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	45.20	45.40	45.60	45.80	46.00	46.20	46.40		
Short-circuit current	I_{sc}	A	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31		

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to IEC 60904-2.
Average relative efficiency reduction of 0.3% at 2000h/h² according to IEC 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)			Y120P-246 (220-900W)						Y120P-246 1000V (220-900W)		
Power output	P_{nom}	W	216.0	220.7	225.4	230.1	234.8	239.5	244.2		
Voltage at P_{nom}	V_{mp}	V	36.6	36.9	37.2	37.5	37.8	38.1	38.4		
Current at P_{nom}	I_{mp}	A	5.92	6.06	6.18	6.30	6.42	6.54	6.66		
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	45.2	45.2	45.2	45.2	45.2	45.2	45.2		
Short-circuit current	I_{sc}	A	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27		

NOCT: open circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 25°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	45 ± 2
Temperature coefficient of P_{max}	γ	1/°C	-0.30
Temperature coefficient of V_{oc}	β_{Voc}	1/°C	-0.30
Temperature coefficient of I_{sc}	β_{Isc}	1/°C	0.05

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{DC} /1000V _{DC}
Max. series fuse rating*	20A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (p.g., snow)	5000Pa
Max. static load, back (p.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

*DO NOT connect solar to combiner box with fuses or other device in parallel connection.

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / number of busbars)	72 / monocrystalline silicon / 12 or 6
Frame (material)	anodized aluminum alloy
Junction box (protection degree)	> IP67
Cable (length / cross-sectional area)	1000mm / 4mm ²

* Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.

* The data do not refer to a single module but they account part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, CE, ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, BS 04-5AS
18001:2007, SA 8000



© Yingli Green Energy Holding Co., Ltd.

DS_YGE72CELL SERIES 2_346_3lines_JU_EN_20200109_V04

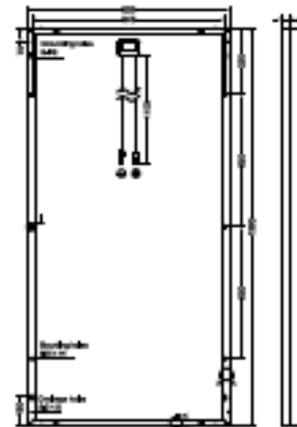
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	660mm / 992mm / 35mm
Weight	23kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	30
Number of pallets per 40' container	24
Packaging box dimensions (L / W / H)	2000mm / 1000mm / 1150mm
Box weight	704kg

Unit: mm



Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.



Yingli Green Energy Holding Co., Ltd.

service@yingli.com

Tel: +86-312-2188055

YINGLISOLAR.COM



SUNNY BOY
3.0-US / 3.8-US / 5.0-US / 6.0-US / 7.0-US / 7.7-US



581.0119-US-41 / 803.8119-US-41 / 1033.0119-US-41 / 1364.0119-US-41 / 1864.0119-US-41
 2472.0119-US-41 / 3297.0119-US-41 / 4603.0119-US-41 / 6003.0119-US-41 / 8103.8119-US-41
 1035.0119-US-41 / 1366.0119-US-41 / 1872.0119-US-41 / 2472.0119-US-41

Value-Added Improvements	Reduced Labor	Optimized Power Production	Trouble-Free Service
<ul style="list-style-type: none"> • SunSpec certified technology for cost-effective module-level shutdown • Advanced AFCI compliant to UL 1699B for arc fault protection 	<ul style="list-style-type: none"> • New Installation Assistant with direct access via smartphone minimizes time in the field • Advanced communication interface with fewer components creates 50% faster setup and commissioning 	<ul style="list-style-type: none"> • ShadeFix, SMA's proprietary shade management solution, produces more power than alternatives • Reduced component count provides maximum system reliability 	<ul style="list-style-type: none"> • SMA Service Mobile App provides simplified, expedited field service • Equipped with SMA Smart Connected, a proactive service solution that is integrated into Sunny Portal

SUNNY BOY 3.0-US / 3.8-US / 5.0-US / 6.0-US / 7.0-US / 7.7-US

Power with a purpose

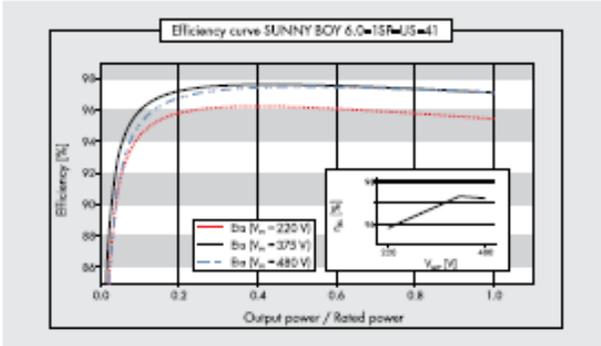
The residential PV market is changing rapidly. Your bottom line matters more than ever—so we've designed a superior residential solution to help you decrease costs at every stage of your business operations. The Sunny Boy 3.0-US/3.8-US/5.0-US/6.0-US/7.0-US/7.7-US join the SMA lineup of field-proven solar technology backed by the world's #1 service team. This improved residential solution features ShadeFix, SMA's proprietary technology that optimizes system performance. ShadeFix also provides superior power production with a reduced component count versus competitors, which provides maximum reliability. No other optimized solution generates more power or is as easy as systems featuring SMA ShadeFix and SunSpec certified devices. Finally, SMA Smart Connected will automatically detect errors and initiate the repair and replacement process so that installers can reduce service calls and save time and money.

www.SMA-America.com

Technical data	Sunny Boy 3.0-US		Sunny Boy 3.8-US		Sunny Boy 5.0-US	
	208 V	240 V	208 V	240 V	208 V	240 V
Input (DC)	4800 Wp		6144 Wp		8000 Wp	
Max. PV power	4800 Wp		6144 Wp		8000 Wp	
Max. DC voltage	600 V		600 V		600 V	
Rated MPPT voltage range	155 - 480 V		195 - 480 V		220 - 480 V	
MPPT operating voltage range	100 - 550 V		100 - 550 V		100 - 550 V	
Min. DC voltage / start voltage	100 V / 125 V		100 V / 125 V		100 V / 125 V	
Max. operating input current per MPPT	10 A		10 A		10 A	
Max. short circuit current per MPPT	18 A		18 A		18 A	
Number of MPPT tracker / string per MPPT tracker	2 / 1		2 / 1		3 / 1	
Output (AC)	3000 W		3330 W		5000 W	
AC nominal power	3000 W	3000 W	3330 W	3840 W	5000 W	5000 W
Max. AC apparent power	3000 VA	3000 VA	3330 VA	3840 VA	5000 VA	5000 VA
Nominal voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V
AC grid frequency	60 Hz / 50 Hz					
Max. output current	14.5 A	12.5 A	16.0 A	16.0 A	24.0 A	21.0 A
Power factor (cos φ) / harmonics	1 / < 4 %					
Output phases / line connections	1 / 2					
Efficiency	97.2 %		97.3 %		97.3 %	
Max. efficiency	97.2 %	97.6 %	97.3 %	97.6 %	97.3 %	97.6 %
CEC efficiency	96.0 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %	97.0 %
Protection devices	● / ●					
DC disconnect device / DC reverse polarity protection	● / ●					
Ground fault monitoring / Grid monitoring	●					
AC short circuit protection	●					
Allpole sensitive residual current monitoring unit (RCMU)	●					
Arc fault circuit interrupter (AFCI)	●					
Protection class / overvoltage category	1 / IV					
General data	535 x 730 x 198 [21.1 x 28.5 x 7.8]					
Dimensions (W / H / D) in mm [in]	535 x 730 x 198 [21.1 x 28.5 x 7.8]					
Packaging dimensions (W / H / D) in mm [in]	600 x 800 x 300 [23.6 x 31.5 x 11.8]					
Weight / packaging weight	26 kg [57 lb] / 30 kg [66 lb]					
Temperature range: operating / non-operating	-25°C ...+60°C / -40°C ...+60°C					
Environmental protection rating	NEMA 3R					
Noise emission (typical)	39 dB(A)					
Internal power consumption at night	< 5 W					
Topology / cooling concept	transformerless / convection					
Features	2					
Ethernet ports	2					
Secure Power Supply	●*					
Display (2 x 16 characters)	●					
2.4 GHz WLAN / External WLAN antenna	●/○					
ShadeFix technology for string level optimization	●					
Cellular (4G / 3G) / Reverse Grade Meter	○/○**					
Warranty: 10 / 15 / 20 years ***	●/○/○					
Certificates and approvals	UL 1741, UL 1741 SA incl. CA Rule 21 RSD, UL 1998, UL 1699B Ed. 1, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA V22.2 107.1-1, HECO Rule 14H, PV Rapid Shutdown System Equipment					
● Standard features ○ Optional features – Not available						
NOTE: US inverters ship with gray lids. Data at nominal conditions. * Not compatible with SunSpec shutdown devices. **Standard in SBX-1TRUS-41						
Type designation	SB3.0-1SRUS-41 / SB3.0-1TRUS-41		SB3.8-1SRUS-41 / SB3.8-1TRUS-41		SB5.0-1SRUS-41 / SB5.0-1TRUS-41	

 External WLAN antenna EXTANTUS-40	 SunSpec Certified Rapid Shutdown Receivers	 Reverse Grade Meter 12 RGM020TRUS-10	 Cellular Modem 12 CELLMOD12-US-10
--	--	--	--

*** Listed warranty terms are applicable in SMA-designated primary support countries, including the U.S., Canada, and Mexico. Reduced terms or restrictions may apply in other Americas regions and territories including the Pacific and Caribbean.



Technical data	Sunny Boy 6.0-US		Sunny Boy 7.0-US		Sunny Boy 7.7-US	
	208 V	240 V	208 V	240 V	208 V	240 V
Input (DC)						
Max. PV power	9600 Wp		11200 Wp		12320 Wp	
Max. DC Voltage			600 V			
Rated MPPT Voltage range	220 - 480 V		245 - 480 V		270 - 480 V	
MPPT operating voltage range			100 - 550 V			
Min. DC voltage / start voltage			100 V / 125 V			
Max. operating input current per MPPT			10 A			
Max. short circuit current per MPPT			18 A			
Number of MPPT tracker / string per MPPT tracker			3 / 1			
Output (AC)						
AC nominal power	5200 W	6000 W	6660 W	7000 W	6660 W	7680 W
Max. AC apparent power	5200 VA	6000 VA	6660 VA	7000 VA	6660 VA	7680 VA
Nominal voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V
AC grid frequency	60 Hz / 50 Hz					
Max. output current	25.0 A	25.0 A	32.0 A	29.2 A	32.0 A	32.0 A
Power factor (cos φ) / harmonics	1 / < 4 %					
Output phases / line connections	1 / 2					
Efficiency						
Max. efficiency	97.3 %	97.7 %	97.3 %	97.9 %	97.3 %	97.5 %
CEC efficiency	96.5 %	97.0 %	96.5 %	97.0 %	96.5 %	97.0 %
Protection devices						
DC disconnect device / DC reverse polarity protection			● / ●			
Ground fault monitoring / Grid monitoring			●			
AC short circuit protection			●			
Allpole sensitive residual current monitoring unit (RCMU)			●			
Arc fault circuit interrupter (AFCI)			●			
Protection class / overvoltage category			1 / IV			
General data						
Dimensions (W / H / D) in mm [in]			535 x 730 x 198 [21.1 x 28.5 x 7.8]			
Packaging Dimensions (W / H / D) in mm [in]			600 x 800 x 300 [23.6 x 31.5 x 11.8]			
Weight / packaging weight			26 kg [57 lb] / 30 kg [66 lb]			
Temperature range: operating / non-operating			-25°C ... +60°C / -40°C ... +60°C			
Environmental protection rating			NEMA 3R			
Noise emission (typical)	39 dB(A)				45 dB(A)	
Internal power consumption at night			< 5 W			
Topology / cooling concept	transformerless / convection				transformerless / fan	
Features						
Ethernet ports			2			
Secure Power Supply			●*			
Display (2 x 16 characters)			●			
2.4 GHz WLAN / External WLAN antenna			●/○			
ShadeFix technology for string level optimization			●			
Cellular (4G / 3G) / Reverse Grade Meter			○/○**			
Warranty: 10 / 15 / 20 years ***			●/○/○			
Certificates and approvals	UL 1741, UL 1741 SA incl. CA Rule 21 RSD, UL 1998, UL 16998 Ed. 1, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA V22.2 107.1-1, HECO Rule 14H, PV Rapid Shutdown System Equipment					
● Standard features ○ Optional features – Not available						
NOTE: US inverters ship with gray lids. Data at nominal conditions * Not compatible with SunSpec shutdown devices **Standard in SBX-ITP-US-41						
Type designation	SB6.0-1SP-US-41 / SB6.0-1TR-US-41		SB7.0-1SP-US-41 / SB7.0-1TR-US-41		SB7.7-1SP-US-41 / SB7.7-1TR-US-41	

POWER+ SOLUTION

The SMA Power+ Solution combines legendary SMA inverter performance and SunSpec certified shutdown devices in one cost-effective, comprehensive package. In addition, SMA ShadeFix technology optimizes power production and provides greater reliability than alternatives.

This rapid shutdown solution fulfills UL 1741, NEC 2014, and NEC 2017 requirements and is certified to the power line-based SunSpec Rapid Shutdown communication signal over DC wires, making it the most simple and cost-effective rapid shutdown solution on the market.

Visit www.SMA-America.com for more information.



Anexo 14: Análisis de pérdidas consideradas en el modelo y diseño de la planta fotovoltaica

- Porcentaje de pérdida por sobras lejanas

Se obtuvo un valor del 12 % a través de una medición de sobras lejanas en sitio, utilizando el instrumento SolarPathfinder y analizando los valores leídos haciendo y un traslado de puntos al software PVsyst 7.2, no se consideraron sombras cercanas ya que se propone colocar los paneles sobre soportes que se colocaran anclados a las cerchas del techo, se mantendrá el ángulo del mismo, de tal forma que entre los módulos no se producirán sombras, además no existen objetos cercanos que produzcan sobras sobre el área destinada a la colocación de los módulos fotovoltaicos.

- Porcentaje de pérdida por azimut e inclinación

Para la ubicación geográfica del sitio del albergue se realizó un análisis de las pérdidas relacionadas con la inclinación del techo y el azimut de la orientación del mismo, con ayuda de PVsyst 7.2 se estiman estas pérdidas en un valor anual del 3%

- Porcentaje de pérdidas en el cableado CC

Se calculó el valor máximo de las pérdidas debidas al efecto de joule utilizando los conductores estándar que recomiendan los fabricantes para realizar la conexión de los módulos con los inversores y en ninguna condición de trabajo superaron el 2%. Esto principalmente a la corta longitud de los conductores y al nivel de tensión empleado en la cadena de módulos.

- Porcentaje de pérdidas en el inversor

Analizando las curvas de eficiencia del fabricante del inversor para la tensión de diseño en AC se observa que la eficiencia del equipo a potencia nominal de salida es apenas superior al 95%, se considera un porcentaje del 5%

- Porcentaje de pérdidas en el cableado CA

Se diseñaron los conductores de alimentación de las barras de distribución secundarias considerando las ampacidades y pérdidas, bajo el caso hipotético de trasegar toda la energía generada en los módulos hasta la barra principal que merite la conexión del inversor que alimenta el almacenamiento. Los conductores se dimensionaron para que las pérdidas no

superen el 3%

- Porcentaje acumulado de pérdidas

El porcentaje total estimado de las pérdidas para la planta fotovoltaica bajo condiciones nominales alcanzó el 25 % del potencial de producción.

Considerando que la potencia pico de la planta se estableció en 54270 watts pico, se calcula una pérdida total del potencial de producción de potencia aprovechable de 13568 watts para una potencia aprovechable máximo de 40702 W en el sistema CA.

Tabla A.14.1: Resumen de los valores de pérdidas consideradas en la planta fotovoltaica

Pérdidas consideradas en el sistema		
Porcentaje de pérdida por sobra lejanas	12	%
Porcentaje de pérdida por azimut e inclinación	3	%
Porcentaje de pérdidas en el cableado CC	2	%
Porcentaje de pérdidas en el cableado CA	3	%
Porcentaje de pérdidas en el inversor	5	%
Porcentaje acumulado de pérdidas	25	%
Potencia total de la planta en CC	54270	Wp
Pérdida total equivalente	13568	WP
Potencia real aprovechable CA	40702	W

Anexo 15: Costos de mantenimiento, costos de traslados de combustible.

		INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION PROCESO COMERCIAL	v12									
		N Oferta: <input type="text"/>										
FECHA: 12/7/2021	Presupuesto: <input type="text"/>	Expediente N° <input type="text"/>										
Nombre Cliente: Área de Conservación Pacífico- La Amistad. Parque Nacional Chirripó Dirección cliente: <input type="text"/> Teléfono fijo: <input type="text"/> Teléfono Celular: <input type="text"/> Cédula cliente: <input type="text"/> Nombre del contacto: <input type="text"/> Deudor SAP: <input type="text"/> Correo Electrónico: <input type="text"/> Aviso SD SAP: <input type="text"/> Nombre encargado de pago: <input type="text"/> Material SAP: <input type="text"/> Correo electrónico factura electrónica: <input type="text"/> Tipo Cliente: <input type="text"/>												
Región: <input type="text"/>	Sub Región: <input type="text"/>	Caso de Obras (si aplica) <input type="text"/>										
Área Responsable de la Ejecución: <input type="text"/>		Ejecutivo (si aplica) <input type="text"/>										
Lugar de ejecución de los trabajos: <input type="text"/>												
Servicio: <input type="text"/>												
Detalle de la actividad: <input type="text"/>												
Código de material SAP: <input type="text"/>												
Plazo de ejecución en días: <input type="text"/>												
DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO												
Mantenimiento a Instalaciones de Base Crestones, Cerro Chirripó												
INGRESOS												
Ítem	Rubros	Porcentaje	Subtotal:									
1	Administrativo	2%	₡ 33 080,23									
2	Financiero	1%	₡ 16 540,12									
3	Imprevistos	5%	₡ 82 700,59									
4	Utilidad	30%	₡ 498 203,51									
TOTAL DE INGRESO			₡ 628 524,45									
REPORTE FINAL DEL PRESUPUESTO			PARTICIPANTES:									
Ítem	Rubros	Subtotal:										
1	Mano de Obra	₡ 983 278,94	Estudio de campo: <input type="text"/>									
2	Materiales	₡ 662 387,88	Estudio de oficina: <input type="text"/>									
3	Transporte	₡ 8 344,01	Revisado: <input type="text"/>									
4	Costos de Viáticos	₡ -	Autorizado: <input type="text"/>									
5	Alquiler Equipo Especial	₡ -	Coordinador de oferta: <input type="text"/>									
6	Alquiler Transformador 1° mes	₡ -	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th style="width: 30%;">Alquiler Mensual</th> <th style="width: 70%;">Meses</th> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">₡ -</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <th>Mensualidad</th> <th>Anualidad</th> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">₡ -</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </table>		Alquiler Mensual	Meses	₡ -	-	Mensualidad	Anualidad	₡ -	-
Alquiler Mensual	Meses											
₡ -	-											
Mensualidad	Anualidad											
₡ -	-											
7	Servicios de Terceros	₡ -										
8	Otros adicionales	₡ -										
Costo Directo		₡ 1 654 011,71										
Costo Indirecto		₡ 132 320,94										
Utilidad		₡ 498 203,51										
SUB TOTAL		₡ 2 282 566,37	I.V.A.									
IVA 13%		₡ 296 733,63	13%									
TOTAL PRESUPUESTO		₡ 2 579 300,00	Total IVA	₡ -								

Tabla para el cálculo del costo de traslado de combustible, eventualmente se puede aplicar para el traslado de otro tipo de materiales con un peso menor a 50 kilogramos.

Parámetros		
Precio de combustible diesel	587,00	¢/L
Densidad del diesel	0,85	kg/L
Peso de pichinga	1,3	kg
Precio acarreo San Gerardo - BC	1400	¢/kg
Tipo de cambio	620	¢/\$

Cálculos de costos	
Cantidad garrafas	10
Volumen en litros	180
Masa en kilogramos	166
Precio de combustible	¢105 660,00
Valor del acarreo San Isidro - San Gerardo	¢15 000,00
Valor del acarreo San Gerardo - Base Crestones	¢232 400,00
Regreso de recipientes vacíos	¢18 200,00
Total	¢371 260,00
Precio final en ¢ / L	¢2 062,56
Precio final en \$ / L	\$3,33

Para el traslado de materiales con una masa superior a los 50 kg y menor a 100 kg, eventualmente se pueden realizar utilizando el relevo de caballos (2) durante el trayecto, esto genera un costo de traslado por kilogramo por un monto de 1800 colones.

Para masas superiores a 100 kg el traslado se debera realizar mediante helicoptero, el cual tiene una capacidad maxima de 1000 kilogramos y un costo total de 4,092,000 colones por viaje.