

UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

# Diseño de un sistema de generación hibrido Solar-Diesel que permita disminuir el consumo de combustible en el municipio de Acandí- Choco

**Autor**

**Brian Norberto Diaz Ospitia**

**Tutor**

**MBA.Ing Flor de María Umaña Villamizar**

**Universidad Distrital Francisco José De Caldas**

**Especialización en Gestión de Proyectos de Ingeniería**

**Facultad de Ingeniería**

**Bogotá, Colombia**

**diciembre de 2021**

# Contenido

Índice de Ilustraciones ..... 6

Índice de tablas ..... 7

Resumen ..... 9

Palabras Clave ..... 9

Introducción ..... 10

1. CONTEXTO e identificación DEL PROYECTO ..... 13

1.1 Aspectos legales en Colombia ..... 19

2. ANÁLISIS DEL MERCADO ..... 22

2.1 Municipio de Acandí - Choco ..... 22

2.2 Ciclo de Vida del Producto. ..... 24

2.2.1 Diagnóstico Nacional ..... 24

2.2.2 Diagnóstico Internacional ..... 26

2.2.3 Ciclo vital del producto ..... 27

2.3 Análisis de demanda ..... 27

2.4 Análisis de Oferta ..... 29

2.4 Proyección de Demanda (prestación del servicio) ..... 30

2.5 Conclusiones ..... 30

3. PLANIFICACION DEL PROYECTO ..... 31

3.1 Política De Calidad ..... 32

3.2 Política Ambiental ..... 32

3.3 Política Seguridad Y Salud En El Trabajo ..... 32

3.4 OBJETIVOS ..... 33
3.4.1 Objetivo general ..... 33
3.4.2 Objetivos específicos ..... 33
3.5 PLANEACIÓN ESTRATÉGICA ..... 33
3.5.1 Matriz de evaluación de factores internos (MEFI) ..... 34
3.5.1 Matriz de evaluación de factores externos (MEFE) ..... 35
3.5.2 Matriz DOFA ..... 36
3.5.3 Matriz DOFA Cruzada ..... 37
4. INGENIERIA DEL PROYECTO ..... 38
4.1 Diseño del sistema ..... 38
4.1.1 Selección de tecnología ..... 38
4.1.2 Equipos a implementar sistema de generación Hibrido Solar-Diesel ..... 40
4.1.3 Criterios de Dimensionamiento Sistema fotovoltaico ..... 44
4.1.4 Dimensionamiento Sistema de gestión de demanda ..... 45
4.1.5 Dimensionamiento Sistema de inyección ..... 46
4.1.5.1 Calculo de numero de paneles ..... 47
4.1.6 Dimensionamiento Sistema de Acumulación (baterías) ..... 51
4.1.7. Tamaño y localización ..... 56
4.1.8. Diseño del proceso (Montaje del sistema hibrido) ..... 58
4.1.9 Diseño del proceso (operación y mantenimiento) ..... 60
4.1.9.1 Proceso de Operación ..... 60
4.1.9.1 Proceso de Mantenimiento ..... 61
4.1.9.2 Flujograma del proceso de operación y mantenimiento ..... 62
4.2 Análisis de impacto ambiental ..... 63

4.3 Análisis de riesgos ..... 72
5. ESTUDIO ADMINISTRATIVO ..... 72
5.1 Plan estratégico ..... 72
5.1.1 Misión ..... 72
5.1.2 Visión ..... 73
5.1.3 Organigrama y perfiles de cargo ..... 73
6. ESTUDIO ECONÓMICO - FINANCIERO ..... 76
6.1 Inversión Inicial - Presupuesto ..... 76
6.2 Analisis de costo de operación ..... 78
6.3 Ingresos ..... 80
6.3.1 Estimación de costos o “cargo” por generación a partir de combustible ..... 80
6.3.1.1 Estimación de costos o “cargo” por generación a partir de Energía Solar 80
6.3.1.2 Calculo estimado del precio del kWh en generación hibrida ..... 81
6.3.1.3 Estimación de Cargo generación Diesel Acandí-Choco ($\boldsymbol{GmD}$) ..... 83
6.3.1.4 Estimación de Cargo generación Energía solar Acandí-Choco ($\boldsymbol{GmSFV}$) 86
6.3.1.5 Estimación de Cargo generación Acumulación (baterías) Acandí-Choco ($\boldsymbol{GmA}$) 87
6.4 ESCENARIOS ..... 89
6.5 VPN y TIR ..... 89
6.5.1 Valor Presente Neto (VPN) ..... 89
6.5.2 Tasa Interna de Retorno (TIR) ..... 90
6.5.3 Relación Beneficio - Costo (B/C) ..... 91
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ..... 92
8. REFERENCIAS ..... 96

anexos ..... 98
ANEXO A. Demanda de Energia historico ..... 98
ANEXO B. proyección de Demanda de Energia ..... 102
ANEXO C. Resultados de simulación ..... 105
ANEXO D. Flujos ..... 109
Escenario A ..... 109
Escenario B ..... 110
Escenario C ..... 111
ANEXO E. Curva de carga Acandi diciembre 2020 ..... 112
ANEXO F. Matriz de riesgos ..... 113

# Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 Infraestructura de prestación de servicio Acandí choco Fuente: Informe mensual febrero de 2021 CNM. (Monitoreo, 2018) ..... 13
Ilustración 2 Demanda de energía eléctrica en Acandí-Choco Fuente: IPSE- Diagrama Propio ..... 17
Ilustración 3 Sol brilla para Unguia Fuente: (HGingenieriayconstrucciones) ..... 18
Ilustración 4 Global Renewable Power Capacity, 2007-2017 Fuente: (21, 2020) ..... 26
Ilustración 5 Ciclo de vida del producto energías renovables (solar)Fuente: Irena Propia 27
Ilustración 6 Análisis de Demanda de energía eléctrica en Acandí-Choco Fuente: Anexo 1. Análisis de demanda Tomado de (Monitoreo, 2018) ..... 28
Ilustración 7Análisis de Oferta de energía eléctrica en Acandí-Choco Fuente: Anexo 1. Análisis de demanda Tomado de (Monitoreo, 2018) ..... 29
Ilustración 8 Proyección de Demanda de energía eléctrica en Acandí-Choco a 2026 Fuente: Fuente: Anexo 1. Análisis de demanda Tomado de (Monitoreo, 2018) ..... 30
Ilustración 9 Panel solar JASOLAR 450 Wp (Jasolar, 2021) ..... 40
Ilustración 10 Conext CL 60 A Fuente: Schneider Electric-Solar Business ..... 41
Ilustración 11 XW 6848 NA Fuente: Schneider Electric-Solar Business ..... 41
Ilustración 12 MPPT 100 600 Fuente: Schneider Electric-Solar Business ..... 42
Ilustración 13BATERÍAS OPZS 3100 Ah – 24V (2-1610, 2021) ..... 43
Ilustración 14 Irradiancia Acandí Fuente: IDEAM ..... 50
Ilustración 15 Simulación del sistema de inyección Fuente: Propia- Pvsys ..... 50
Ilustración 16 Simulación del sistema de acumulación Fuente: Propia- Pvsyst ..... 54
Ilustración 17 Consumo de combustible según régimen de trabajo para planta de 1150kW Fuente: (ENERGY, 2008) ..... 55
Ilustración 18 Diagrama unifilar proyectado Fuente : propia ..... 56
Ilustración 19 Ubicación de central de generación ..... 57

Ilustración 20 Disposición de planta central de generación hibrida Fuente: IPSE- Propia 58
Ilustración 21 Ruta crítica Fuente propia-Project..... 60
Ilustración 22 Flujograma proceso de operación y mantenimiento Fuente: Propia..... 63
Ilustración 23 Organigrama general proyectado Fuente propia-Project..... 73

## Índice de tablas

Tabla 1 Consumo de energía en kWh para el mes de febrero de 2021 Acandí Choco Fuente: Informe mensual febrero de 2021 CNM. (Monitoreo, 2018) ..... 15
Tabla 2 consumo especifico de combustible Fuente: Presentación de ZNI CREG 2014. (CREG, 2014)..... 15
Tabla 3 Categorización de usuarios Acandí Mes de junio 2021 Fuente: (SUI, 2021)..... 23
Tabla 4 Capacidad total instalada de energías renovables Colombia Fuente: (IRENA, 2020). ..... 25
Tabla 5 Matriz MEFI..... 34
Tabla 6 Matriz MEFE ..... 35
Tabla 7 Matriz DOFA Fuente Propia ..... 36
Tabla 8 Matriz DOFA cruzada Fuente Propia ..... 37
Tabla 9 Matriz Análisis de alternativas Fuente Propia..... 39
Tabla 10 Análisis de consumo de combustible. Fuente propia..... 45
Tabla 11 curva promedio diaria y gestión de la energía. Fuente propia - (Monitoreo, 2018) ..... 45
Tabla 12 Capacidades y demanda por equipos Fuente propia ..... 46
Tabla 13 Calculo de potencia del generador de inyección Fuente propia..... 47
Tabla 14 Especificaciones Panel JASolar Fuente: (Jasolar, 2021)..... 48
Tabla 15 Especificaciones inversor de inyección Fuente: (schneider-electric, 2021)..... 48
Tabla 16 Especificaciones del arreglo a implementar Fuente: Propia ..... 49
Tabla 17 Calculo de potencia del generador con acumulación Fuente propia..... 51

Tabla 18 Especificaciones controlador Fuente: (Electric, 2021) ..... 52
Tabla 19 Especificaciones del arreglo a implementar (Acumulación) Fuente: Propia ..... 52
Tabla 20 Dimensionamiento de banco de baterías Fuente propia ..... 53
Tabla 21 Ahorro de combustible Fuente propia ..... 55
Tabla 22 Actividades en el proceso de ejecución Fuente propia ..... 59
Tabla 23 Modelo de importancia del impacto. (FERNANDEZ-VITORA, 1993) ..... 66
Tabla 24 Valores extremos de la importancia (FERNANDEZ-VITORA, 1993) ..... 67
Tabla 25 Funciones y requisitos Fuente propia-Project ..... 75
Tabla 26 Presupuesto Proyecto Fuente: IPSE -propia ..... 78
Tabla 27 Información básica de costos Fuente: IPSE -propia ..... 80
Tabla 28 Componentes de remuneración de costos de inversión y de administración operación y mantenimiento de sistemas híbridos Fuente: resolución CREG 139 de 201987
Tabla 29Componentes de remuneración de costos de inversión y de administración operación y mantenimiento de sistemas híbridos Fuente: resolución CREG 139 de 201988
Tabla 30 Escenarios a evaluar ..... 89
Tabla 31 Valor presente neto por Escenarios ..... 90
Tabla 32 TIR para cada escenario ..... 90
Tabla 33 Relación (B/C) ..... 91

## RESUMEN

Las ZNI (Zonas No Interconectadas) representan el 51% del territorio nacional, el 5% de estas cuentan con un servicio de energía eléctrica proveniente de fuentes no convencionales y renovables de energía, el restante utilizan plantas de generación a partir de combustible fósil, el uso de estas soluciones energéticas en las zonas aisladas del país presenta una alta complejidad, toda vez que el servicio depende de condiciones ajenas como puede ser, disponibilidad del transporte, estado del clima , estado de vías de acceso fluvial, terrestre o aéreo, etc., reflejándose lo anterior en un elevado costo de generación de energía eléctrica y eventualmente una alta tarifa del servicio de energía por kW/h, adicionalmente presentan una generación de Co2 contaminante que contribuye al efecto invernadero del planeta, es así que dicho problema evidenciado es imperativo solucionarlo mediante un diseño de un sistema de generación de energía eléctrica hibrida (Solar-Diesel) para el caso particular de este proyecto en el Municipio de Acandí – Choco, permitiendo disminuir los costos de generación, tarifas y subsidios, como también mejorar la calidad de vida de los usuarios y de las condiciones medio ambientales de la zona con el uso de fuentes de energía renovables disminuyendo el uso de combustibles fósiles.

## PALABRAS CLAVE

Energía renovable, Sistema de generación Hibrido, ZNI (Zona No Interconectada), Combustible, Acandí

# INTRODUCCIÓN

Según el Artículo 1º de la Ley 855 de 2003, se define una ZNI como los municipios, corregimientos, localidades, y caseríos no interconectados al SIN – Sistema Interconectado Nacional y que según información del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) a corte de 2020, las ZNI representan el 51% del territorio nacional, con una capacidad del orden de los 280 MW, de los cuales solo el 5% provienen de fuentes no convencionales y renovables de energía (IPSE, 2021).

El 46% de las ZNI, utilizan plantas de generación diésel, sin embargo, el uso de estas soluciones presenta dificultades de transporte, que como consecuencia, generan elevados costos de combustible, operación y mantenimiento de la infraestructura instalada, ya que el acceso a las ZNI presenta una alta complejidad, toda vez que el mismo depende de condiciones del terreno, disponibilidad del transporte e inclusive del clima en el periodo, esto se refleja directamente en un elevado costo de generación de energía eléctrica y eventualmente un alta tarifa del servicio de energía por kW/h que tiene que pagar una persona en dichas zonas (sin tener en cuenta los subsidios del gobierno).

Por otro lado, la demanda de las ZNI va en aumento proporcional al desarrollo de la comunidad en aspectos sociales y económicos, aumentando gradualmente el consumo de combustible en aras de satisfacer la demanda variante del municipio, lo que presenta tres efectos principales:

1. Incremento del mantenimiento preventivo de las plantas, toda vez que entre más uso continuo se les dé a las mismas, los fabricantes indican que se deben realizar mantenimientos preventivos y correctivos con mayor frecuencia.
2. El incremento de la demanda de energía eléctrica del municipio será directamente proporcional al incremento en el uso de las plantas y a la cantidad de combustible a utilizar para la prestación del servicio de energía eléctrica, por lo tanto, el costo total

del combustible se incrementará al igual que los costos asociados al transporte de los volúmenes necesario del líquido hasta la ZNI de Acandí-Choco.

3. Bajo factor de confiabilidad en el sistema de generación de los municipios, siendo que no se presta el servicio de energía eléctrica la totalidad de las horas del día, esto por diferentes razones, como, por ejemplo, falta recursos, daños en las máquinas por exceso de uso, dificultad de transporte de combustible, entre otros.

El municipio de Acandí se encuentra en el extremo norte del departamento del Chocó, al noroccidental de Colombia, a orillas del mar Caribe y es una de las ZNI (Zonas No interconectadas) del país, tiene una extensión de 1551 km², conformado por 10 corregimientos, 24 veredas y 52 caseríos, que según el DANE en su proyección 2018 a 2020 establece un número de habitantes de 14.259.

En aras de generar una disminución en el consumo de combustible para la prestación del servicio de energía eléctrica en el municipio de Acandí Choco, técnicamente es posible implementar diferentes sistemas de generación que incluyan fuentes alternativas y así mismo presenten diferentes resultados en cuanto a la solución de la problemática visualizada, sin embargo para el presente proyecto se diseñara un sistema hibrido de generación (Solar-Diesel) que permita el uso de un sistema solar fotovoltaico de inyección a red en acople con las Plantas eléctricas, disminuyendo el uso de combustible y aumentando el índice de confiabilidad del sistema, lo que se vería reflejado directamente en un menor costo por kWh.

Por lo anterior, este documento se encuentra organizado en 7 capítulos cuyo contenido se describe a continuación:

En el capítulo 1 se presenta el contexto e identificación del proyecto, donde se indica el problema que se va a tratar con el proyecto de ingeniería, así como los aspectos legales y normativos en Colombia.

El capítulo 2 corresponde al análisis del mercado, en el cual se hace un diagnóstico de la población del municipio de Acandí-Choco y se analiza la prestación del servicio de energía eléctrica a partir del año 2014 a la fecha, estableciendo oferta y demanda del municipio, logrando proyectar la demanda potencial cuantitativa de la zona a 2026, adicionalmente se presenta un análisis de los sistemas solares a nivel internacional, nacional y regional para identificar las tendencias del mercado, así como el ciclo de vida del producto.

En el capítulo 3 está la planificación del proyecto, donde se plantea la política integral, los objetivos y la planeación estratégica para identificar los factores claves de éxito.

El capítulo 4 corresponde a la ingeniería del proyecto, el cual comprende: el diseño del sistema de generación hibrido conforme a las necesidades que se establecieron en el estudio de mercado, se dimensiona el sistema productivo con el fin de dar respuesta al plan de ventas pronosticado, y finalmente, se realiza el análisis de impacto ambiental.

En el capítulo 5 está el estudio administrativo, en el cual se realiza el diseño y dimensionamiento del sistema administrativo, empezando con el plan estratégico (misión, visión, organigrama, perfiles de cargo), para posteriormente establecer los recursos necesarios para el área administrativa.

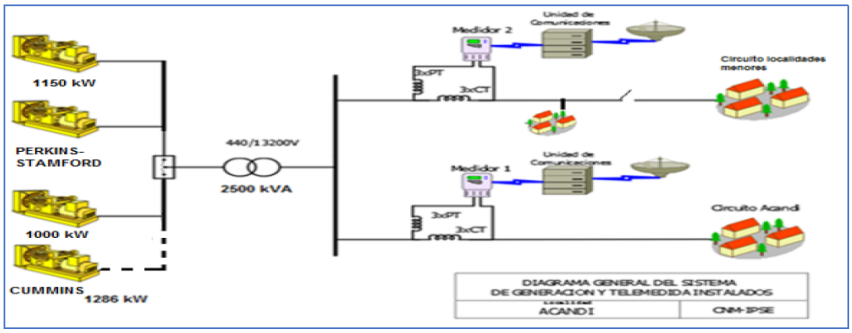
El capítulo 6 comprende el estudio económico – financiero del proyecto, en el cual se tiene en cuenta la inversión inicial, los costos asociados, proyección de ingresos, asimismo, se realiza el flujo de caja del proyecto y el análisis correspondiente de los 5 años proyectados a 2026.

Finalmente, en el capítulo 7 se indican las conclusiones y recomendaciones del Diseño de un sistema de generación hibrido Solar-Diesel que permita disminuir el consumo de combustible en el municipio de Acandí- Choco.

# 1. CONTEXTO E IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El municipio de Acandí se encuentra en el extremo norte del departamento del Chocó, al noroccidente de Colombia, a orillas del mar Caribe y es una de las ZNI (Zonas No interconectadas) del país, tiene una extensión de 1551 km², conformado por 10 corregimientos, 24 veredas y 52 caseríos, que según el DANE en su proyección 2018 a 2020 establece un número de habitantes de 14.259.

Actualmente la prestación del servicio de energía eléctrica en la ZNI- Acandí es de 24 horas para un total de usuarios de 3928 y está conformada por la siguiente infraestructura:




1 Fuente: http://www.dane.gov.co/Información derivada del Censo Nacional de Población y Vivienda (CNPV) 2018.'Retroproyecciones y Proyecciones de población a nivel municipal por área, sexo y edad simple. Periodo 1985- 2035.

| GRUPO ELECTRÓGENO | | | |
|---|---|---|---|
| ITEM | MARCA | CAPACIDAD | ESTADO |
| 1 | PERKINS-STAMFORD | 1150 kW | EN OPERACIÓN NUEVA |
| 2 | PERKINS-STAMFORD | 1150 kW | EN MANTENIMIENTO |
| 3 | PERKINS-STAMFORD | 1000 kW | EN OPERACIÓN NUEVA |
| TRANSFORMADORES | | | |
| ITEM | CAPACIDAD | | ESTADO |
| 1 | 1000 kVA | | DESCONECTADO |
| 1 | 2500 kVA | | EN OPERACIÓN |
| * Hay unidad Cummins de 1286 kW en Reserva | | | |

*Ilustración 1 Infraestructura de prestación de servicio Acandí choco Fuente: Informe mensual febrero de 2021 CNM. (Monitoreo, 2018)*

El servicio de energía eléctrica de esta zona se encuentra conformada en su totalidad por plantas eléctricas de consumo de combustible fósil (Diesel), el consumo de energía en kWh para el mes de febrero de 2021 se presenta a continuación:

| ACANDI (ACANDI - CHOCO) | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **FECHA** | **ENERGÍA ACTIVA (kWh)** | **ENERGÍA REACTIVA (kVARh)** | **ENERGIA APARENTE (kVAh)** | **FACTOR DE POTENCIA (p.u)** |
| Febrero 1, lunes | 17.785 | 7.369 | 19.250,94 | 0,92 |
| Febrero 2, martes | 16.505 | 6.802 | 17.851,68 | 0,92 |
| Febrero 3, miércoles | 20.423 | 8.273 | 22.035,11 | 0,93 |
| Febrero 4, jueves | 19.910 | 8.101 | 21.495,12 | 0,93 |
| Febrero 5, viernes | 20.054 | 7.999 | 21.590,44 | 0,93 |
| Febrero 6, sábado | 20.604 | 8.340 | 22.228,29 | 0,93 |
| Febrero 7, Domingo | 20.596 | 8.324 | 22.214,39 | 0,93 |
| Febrero 8, lunes | 20.523 | 8.318 | 22.077,41 | 0,93 |
| Febrero 9, martes | 19.243 | 7.637 | 20.703,02 | 0,93 |
| Febrero 10, miércoles | 18.856 | 7.460 | 20.278,20 | 0,93 |
| Febrero 11, jueves | 19.084 | 7.560 | 20.526,96 | 0,93 |
| Febrero 12, viernes | 19.330 | 7.820 | 20.851,98 | 0,93 |
| Febrero 13, sábado | 20.127 | 7.945 | 21.638,70 | 0,93 |
| Febrero 14, Domingo | 19.272 | 7.717 | 20.759,76 | 0,93 |
| Febrero 15, lunes | 20.122 | 7.983 | 21.647,46 | 0,93 |
| Febrero 16, martes | 19.955 | 7.815 | 21.430,96 | 0,93 |
| Febrero 17, miércoles | 19.788 | 7.838 | 21.284,05 | 0,93 |
| Febrero 18, jueves | 20.084 | 8.095 | 21.654,02 | 0,93 |
| Febrero 19, viernes | 19.051 | 7.553 | 20.493,21 | 0,93 |
| Febrero 20, sábado | 18.792 | 7.756 | 20.329,66 | 0,92 |
| Febrero 21, Domingo | 18.888 | 7.795 | 20.433,14 | 0,92 |
| Febrero 22, lunes | 18.411 | 7.390 | 19.838,74 | 0,93 |
| Febrero 23, martes | 16.481 | 6.494 | 17.713,83 | 0,93 |
| Febrero 24, miércoles | 18.607 | 7.293 | 19.985,20 | 0,93 |
| Febrero 25, jueves | 18.665 | 7.363 | 20.064,64 | 0,93 |
| Febrero 26, viernes | 19.269 | 7.566 | 20.701,76 | 0,93 |
| Febrero 27, sábado | 19.621 | 7.814 | 21.120,27 | 0,93 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Febrero 28, Domingo | 19.494 | 7.817 | 21.002,96 | 0,93 |
| TOTAL | 539.542 | 216.056 | 581.192,99 | 0,93 |

*Tabla 1 Consumo de energía en kWh para el mes de febrero de 2021 Acandí Choco Fuente: Informe mensual febrero de 2021 CNM. (Monitoreo, 2018)*

Así mismo, la infraestructura instalada en el municipio presenta un consumo de combustible especifico por cada kWh a generar (depende de cada planta), para el caso de las plantas iniciales se tiene el siguiente consumo:

| **Consumo específico de combustible por cada central:** | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Municipio - localidad** | | **Potencia instalada, kW** | **CECI, gal, /kWh** | **CELI, gal/kWh** |
| CM Acandí | | 1.250 | 0,0801 | 0,0005 |
| | | 1.250 | 0,0801 | 0,0005 |
| LM1 | Sta. Cruz de Chubandi | 60 | 0,0974 | 0,0005 |
| LM2 | Capurganá | 0 | 0 | 0 |

*Tabla 2 consumo especifico de combustible Fuente: Presentación de ZNI CREG 2014. (CREG, 2014)*

Consumos que junto con la demanda de energía eléctrica permiten la estimación del CU (Costo por unidad) del sistema de generación actual, el cual es el costo de generación de energía eléctrica del municipio, como se ve en el siguiente ejemplo para el año 2014.

$$Gm = I + A + OM + CC + CL + TM$$
$$= 50{,}73 + 50{,}73 + 209{,}60 + 17{,}78 + 639{,}35 + 25{,}00$$
$$= \mathbf{993{,}19}\ \$/\boldsymbol{kWh}$$

*Ecuación 1 Calculo CU para año 2014 Acandí Choco Fuente: Presentación de ZNI CREG 2014. (CREG, 2014)*

Si se realiza una comparación con el costo de kWh en Bogotá para un Estrato 2 el cual presenta un valor de $281.577, es evidente que el costo de la energía es mayor en aproximadamente un 250%, esto debido a como se mencionó anteriormente, costos de transporte, compra de combustible y mantenimiento de las plantas.

La estructura de prestación de servicio del municipio de Acandí tal y como se conoce actualmente lleva de más de 8 años sin ser modificada, siendo esta la única opción técnico financiera viable en su momento para la generación y prestación del servicio de energía eléctrica en esta ZNI, es por esto que nace la necesidad de vislumbrar y utilizar nuevas opciones de generación de energía que permitan disminuir el uso de combustibles fósiles, y así mismo hacer uso de los beneficios financieros que se han venido estableciendo desde el año 2014 con el marco presupuestado de la ley 1715 del 2014, la ley 1955 de 2019, resolución CREG 136 de 2019 entre otras, por el uso de fuentes de energía alternativas de carácter renovable.

Por otro lado, el crecimiento poblacional del municipio de Acandí que según las proyecciones del DANE desde el 2014 al 2020, ha evidenciado un crecimiento de 9.505 a 14.159 habitantes, aproximadamente un 50% más en los últimos 6 años, esto se debe a que el municipio ha presentado incrementos en la prestación del servicio de energía eléctrica lo que permite un desarrollo social y aumento en la calidad de vida de los mismos habitantes.

A raíz de lo anterior, la demanda de energía eléctrica se ha incrementado desde el 2014 al 2021 en un 118%, adicionalmente se puede evidenciar en la siguiente grafica que la capacidad instalada (kVA)(oferta) en el municipio suple en todo momento la potencia máxima de cada mes del año.

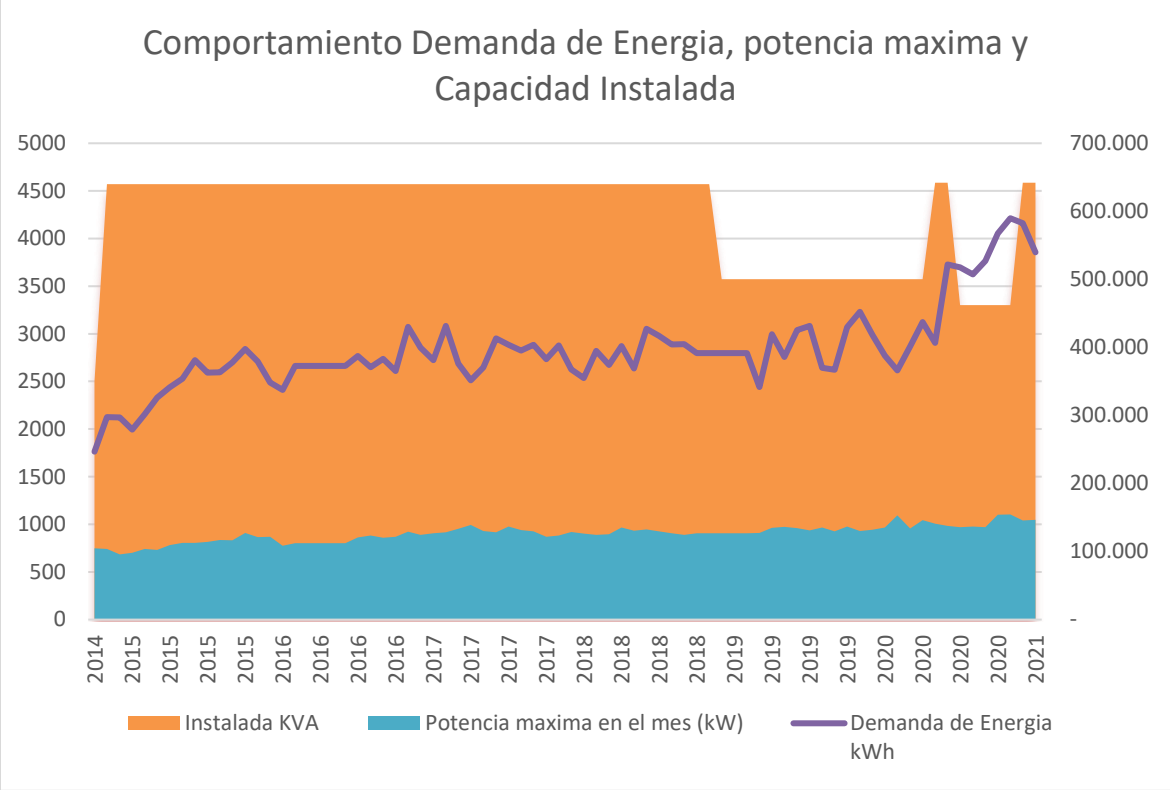



*Ilustración 2 Demanda de energía eléctrica en Acandí-Choco Fuente: IPSE- Diagrama Propio*

El aumento del consumo de combustible en aras de satisfacer la demanda del municipio, presenta, incrementos en mantenimientos de la infraestructura, incrementos del costo de generación de energía eléctrica relacionados con el transporte y compra de combustible y un bajo nivel de confiabilidad del sistema que genera fallas y razonamientos de energía en el municipio, afectando drásticamente la calidad del servicio en la ZNI de Acandí-Choco.

Por otro lado, es evidente que dentro del territorio colombiano exclusivamente en las Zonas No Interconectadas existe una prestación de servicio de energía eléctrica deficiente lo que implica un lento desarrollo tecnológico, problemas de orden público, baja calidad de vida de los habitantes y una baja o inclusive nula cultura de uso racional de la energía, esto se debe principalmente a una deficiente infraestructura instalada para la generación de energía

como también a la falta de administración de las pequeñas empresas de servicios públicos que se hacen cargo de la prestación del servicio de energía en dichas comunidades.

Aunado a la anterior, la prestación del servicio se basa en solo una forma de generación teniendo un índice de confiabilidad bajo, lo que implica ausencia del servicio por varias horas, adicionalmente la prestación del servicio en su mayoría es dado a partir de plantas eléctricas de combustión que finalmente generan una afectación a mediano y largo plazo del medio ambiente, por lo cual, en aras de dar confiabilidad a un sistema dado, incentivar el uso de fuentes renovables como forma directa al cuidado del medio ambiente e incentivar la inversión privada en las Zonas No Interconectadas, la empresa HG Ingeniería y Construcciones S.A.S. estructuró el proyecto llamado “Sol Brilla para Unguia” iniciativa considerada la más grande de la región, ya que beneficia a 10.000 habitantes del municipio de Unguía por medio de una solución de generación Hibrida (Solar y Diesel) con 2.592 paneles, los cuales generan el 30% de la energía y el 70% restante se genera a partir de plantas eléctricas en régimen continuo, solución que permite evitar la emisión de 379 toneladas de CO2, lo que se traduce a plantar 16.651 árboles al año.




*Ilustración 3 Sol brilla para Unguia Fuente: (HGingenieriayconstrucciones)*

El proyecto fue inaugurado el 18 de febrero de 2021 con el propósito de dar solución a la necesidad energética del municipio de Unguía y como un apoyo a la gestión del estado desde la inversión privada en vista de que la administración sobre la que recae la prestación del servicio de energía eléctrica actualmente no ha logrado garantizar un servicio de calidad y confiabilidad acorde a las necesidades de la comunidad.

Como una de las etapas principales del proyecto “Sol Brilla para Unguia” la empresa HG Ingeniería y Construcciones S.A.S estableció una etapa llamada Normalización de requisitos legales y regulatorios, toda vez que es el primer proyecto con inversión privada que atiende una ZNI del país, por lo cual se debía realizar la consulta y verificación del estado regulatorio actual, revisión detallada de las obligaciones de las empresas de servicios públicos (E.S.P.), la metodología de facturación, los beneficios, impuestos e incentivos aplicables.

## 1.1 Aspectos legales en Colombia

- La **CREG 091,** resolución colombiana que establece las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el Costo Unitario (CU) de prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas. Las CREG 161 y CREG 074, modifican la CREG 091 de 2007.
- La **CREG 136 de 2019,** resolución colombiana que establece las metodologías generales para remunerar las actividades de generación de sistemas de generación hibrido, la cual nació del caso particular del proyecto ejecutado en Unguía, donde la Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios de Unguía S.A. E.S.P. y la empresa privada Hg ingeniería aunaron esfuerzos y solicitaron ante el Ministerio de Minas y Energía, especialmente a la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), la aprobación de los costos de inversión y remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento del proyecto hibrido denominado “Sol Brilla para Unguía”, amparado en lo previsto en el artículo 126 de la ley 142 de 1994

y el literal d del articulo 22 y los artículos 24 y 25 de la Resolución CREG 091 de 2007.

- La **ley 1715 de 2014** tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración en el mercado eléctrico, fomentando la participación en las Zonas No Interconectadas ya que este tipo de fuentes de generación se acoplan a las condiciones de las zonas, mejorando el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético.

  Quienes realicen inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energía podrán acceder a los incentivos tributarios enunciados por la Ley 1715 de 2014 en su artículo 11, y artículo 14.

  1. Deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta:
     (Ley 1715 de 2014, artículo 11. Modificado por la Ley 1955 de 2019, artículo 174). *Como Fomento a la Investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la generación de energía eléctrica con FNCE y la gestión eficiente de la energía, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a deducir de su renta, en un período no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada. El valor a deducir por este concepto en ningún caso podrá ser superior al 50% de la Renta Líquida del contribuyente.*
  2. Depreciación acelerada:
     (Ley 1715 de 2014, artículo 14). *La depreciación acelerada será aplicable a las maquinaras, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación con FNCE, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para ese fin. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de veinte por ciento (20%) como tasa global anual.*

Así las cosas, es evidente que la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI debe ser enfocada en el cuidado del medio ambiente mediante el incentivo de uso de fuentes de energía renovable en el país, teniendo en cuenta que a la fecha existen bases normativas y legales que permiten la instalación y modificación de los sistemas de generación actuales como por ejemplo en el caso de estudio de este proyecto en el municipio de Acandí- Choco, si no se incrementará el uso de las FNCER (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable) con el fin de disminuir el consumo de combustible, tanto de las que ya cuentan con prestación del servicio de energía como para los nuevos proyectos, contando con un esquema de sostenibilidad acorde, se tendrían las siguientes consecuencias:

1. Se incrementarían las tarifas por KWh por los costos del combustible usado y la logística de su transporte a las ZNI.

2. Mayores tarifas se relacionan directamente con mayores subsidios para las ZNI, lo que impediría utilizar dichos recursos en la aplicación de nuevos proyectos.

3. Se podrían evidenciar daños ambientales severos a corto y largo plazo, toda vez que se verían incrementos en el uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, teniendo en cuenta que la demanda de energía eléctrica va en constante aumento debido a la sobrepoblación que actualmente se observa en todos los sectores del país.

4. Daños ambientales por la construcción de Embalses para centrales hidroeléctricas o uso de carbón para centrales Termoeléctricas incrementando los índices de generación de Co2.

5. Se retrasaría el desarrollo de comunidades aisladas.

6. No se daría cumplimiento a lo establecido en la ley de servicios públicos 142 y 143 de 1994, por cuanto no se presta un servicio de calidad.

Así las cosas, se pretende realizar un Diseño de un sistema de generación de energía eléctrica hibrida (Solar-Diesel) para el caso particular de este proyecto en el Municipio de Acandí – Choco, permitiendo disminuir los costos de generación, tarifas y subsidios, como también mejorar la calidad de vida de los usuarios y de las condiciones medio ambientales de la zona con el uso de fuentes de energía renovables disminuyendo el uso de combustibles fósiles.

# 2. ANÁLISIS DEL MERCADO

## 2.1 Municipio de Acandí - Choco

El municipio de Acandí se encuentra en el extremo norte del departamento del Chocó , al noroccidente de Colombia , a orillas del mar Caribe y es una de las ZNI (Zonas No interconectadas) del país, tiene una extensión de 1551 km², conformado por 10 corregimientos, 24 veredas y 52 caseríos, que según el DANE en su proyección 2018 a 2020 establece un número de habitantes de 14.259, actualmente se tienen registrados para la prestación del servicio de 24 horas un total de usuarios 3204 de tipo residencial.

Acandí se encuentra en la Zona fronteriza ubicado en el Darién chocoano, en límites con panamá, razón por la cual es muy rico en biodiversidad de fauna y flora, presenta gran diversidad de especies exóticas y riqueza hídrica, se constituye en un destino turístico importante sobre el Océano Atlántico, ya que este municipio cuenta con un importante fenómeno natural como es el desove de la tortuga Canaa en temporada de semana Santa, lo que atrae un sin número de turistas. Su temperatura promedio de 28°C.

El nombre de Acandí se deriva de la degeneración de la palabra indígena “Acantí”, que significa “Río de piedra”.

Las principales actividades económicas de Acandí son el turismo, la minería, la agricultura y la ganadería. Según el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, Acandí tiene un área total de 86900, pero otras fuentes difieren de estos valores; por ejemplo, el DANE, 1985, tiene como área municipal para Acandí 105800 ha.

Actualmente la prestación del servicio de energía eléctrica en la ZNI- Acandí es de 24 horas (aunque presenta interrupciones continuas) para un total de usuarios 3928, los cuales están categorizados por tipo y estrato así:

| NOMBRE LOCALIDAD | No. USUARIOS ESTRATO 1 | No. USUARIOS ESTRATO 2 | No. USUARIOS COMERCIALES | No. USUARIOS INDUSTRIALES | No. USUARIOS OFICIALES | TOTAL |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ACANDI-CABECERA MUNICIPAL | 2841 | 399 | 242 | 0 | 71 | 3553 |
| AGUAS BLANCA | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 |
| COMUNIDAD INDIGENA DE CHIDIMA | 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 27 |
| COMUNIDAD INDIGENA DE PESCADITO | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 |
| SAN FRANCISCO | 268 | 0 | 0 | 0 | 0 | 268 |
| SANTA CRUZ DE CHUGANDI | 39 | 0 | 0 | 0 | 0 | 39 |
| **TOTAL** | | | | | | **3928** |

*Tabla 3 Categorización de usuarios Acandí Mes de junio 2021 Fuente: (SUI, 2021)*

En el municipio de Acandí – Choco la prestación del servicio de Energía eléctrica se hace a través de la empresa EMSELCA S.A. E.S.P., la cual ha facilitado el servicio desde el año 2005, la empresa de servicios públicos cuenta con la infraestructura eléctrica total del municipio en cuanto a redes de media y baja tensión, transformadores, posteria, medidores de energía y plantas de generación que a febrero de 2021 tiene una capacidad instalada de 4.586 (kVA).

El proyecto a implementar permitirá la inclusión de un sistema solar fotovoltaico acoplado a plantas eléctricas, conformando un sistema de generación hibrido (solar- diésel) que permita la disminución de por lo menos el 30% de consumo de combustible en la zona, teniendo en cuenta que el servicio de energía es prestado a nivel residencial máximo a comercial y no se cuenta con industria de alto nivel, es de aclarar que la prestación del servicio se dará a toda la zona No interconectada (Acandí) mediante la infraestructura que existe actualmente a cargo de la empresa de servicio de energía y solo se reestructurará la forma de generación de energía en el municipio.

## 2.2 Ciclo de Vida del Producto.

Para el análisis del mercado y teniendo en cuenta que el proyecto a desarrollar requiere de la implementación de una solución enérgica mediante el uso de fuentes no convencionales especialmente de fuentes renovables como es el caso de la Energía solar se realizara un diagnóstico de los sistemas solares fotovoltaicos a nivel internacional y nacional para identificar las tendencias del mercado, así como el ciclo de vida del producto a usar.

### 2.2.1 Diagnóstico Nacional

Actualmente el gobierno colombiano tiene un alto interés en el desarrollo de proyectos que cuenten con sistemas de Generación de energía eléctrica basados en autosuficiencia y sostenibilidad en períodos amplios de tiempo; esto se cumple a través de las energías renovables y la diversificación de la matriz eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de las Zonas No Interconectadas (ZNI), por tal motivo, el aprovechamiento de las fuentes energía de carácter renovable como la solar, Eólica, Hídrica, Biomasa, entre otras se potencializaran en las ZNI, esto considerando que actualmente se está presentando un agotamiento continuo de las reservas de combustibles fósiles y que adicionalmente esto genera implicaciones medio ambientales relacionados con el calentamiento global y los altos costos de generación de la energía eléctrica en zonas aisladas.

En vista del auge de las energías renovables nace la ASOCIACION DE ENERGIAS RENOVABLES DE COLOMBIA - SER COLOMBIA la cual es una entidad privada sin ánimo de lucro, creada en marzo de 2016, que une a más de 70 compañías a nivel local y global, enfocadas en la implementación y desarrollo de proyectos que incluyan fuentes de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, su Director ejecutivo, Alejandro Lucio, indicó, "que el potencial que tiene Colombia en materia de energía de viento o de sol es de talla mundial", un claro ejemplo es el departamento de la Guajira, ya que cuenta con un promedio anual de brillo solar de siete a nueve horas por día, permitiendo utilizar eficientemente la energía del solar con módulos fotovoltaicos. (Colombia, 2021).

Así mismo, según IRENA (International Renewable Energy Agency), la Capacidad total instalada en Colombia en relación a las energías renovables se ha venido incrementando desde el 2010 al 2019 en un 30%, concluyendo que, el panorama nacional con este tipo de fuentes de generación eléctrica, se encuentra en una etapa de crecimiento en el ciclo de vida del mercado.

| CAP (MW) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Bolivia | 584 | 590 | 591 | 592 | 628 | 638 | 669 | 796 | 908 | 1,036 |
| Brasil | 89,559 | 92,913 | 96,113 | 99,828 | 106,439 | 112,62 | 121,324 | 128,276 | 136,156 | 141,933 |
| Chile | 6,158 | 6,697 | 7,055 | 7,677 | 8,328 | 8,451 | 9,298 | 10,288 | 10,855 | 11,488 |
| Colombia | 9,45 | 9,918 | 9,98 | 10,081 | 11,154 | 11,758 | 11,882 | 12,071 | 12,267 | 12,375 |
| Ecuador | 2,345 | 2,337 | 2,367 | 2,388 | 2,439 | 2,601 | 4,640 | 4,714 | 5,164 | 5,279 |
| Falklands malv | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Fr Guiana | 139 | 157 | 157 | 157 | 157 | 167 | 167 | 167 | 167 | 170 |
| Guyana | 43 | 43 | 43 | 46 | 46 | 47 | 47 | 47 | 48 | 48 |
| Paraguay | 8,810 | 8,810 | 8,810 | 8,849 | 8,849 | 8,849 | 8,849 | 8,849 | 8,849 | 8,822 |
| Peru | 3,516 | 3,539 | 3,698 | 3.841 | 4,098 | 4,701 | 5,730 | 5,825 | 6,252 | 6,64 |
| South Georgia | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Suriname | 180 | 180 | 181 | 181 | 186 | 188 | 188 | 188 | 189 | 189 |
| Uruguay | 1,815 | 1,826 | 1,835 | 2,013 | 2,437 | 2,884 | 3,263 | 3,722 | 3,728 | 3,772 |
| Venezuela | 14,626 | 14,626 | 14,656 | 14,954 | 14,955 | 15,214 | 16,597 | 16,597 | 16,596 | 16,598 |

*Tabla 4 Capacidad total instalada de energías renovables Colombia Fuente: (IRENA, 2020).*

### 2.2.2 Diagnóstico Internacional

La energía solar fotovoltaica fue líder en el mundo dentro de las diferentes formas de generación, ya que representó casi el 55% de la capacidad de energía renovable instalada recientemente.

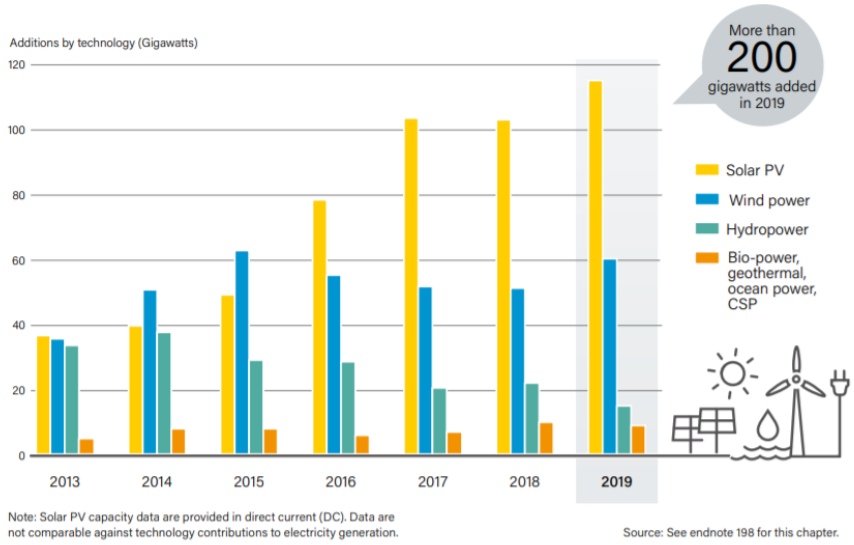



*Ilustración 4 Global Renewable Power Capacity, 2007-2017 Fuente: (21, 2020)*

Según IRENA (International Renewable Energy Agency), la capacidad total instalada de energías renovables en el mundo a corte de 2020 es de 2.536.853 MW, de los cuales por parte de Sur América son 221.130 MW lo que corresponde al 8.71% del total de energía renovable del mundo, porcentaje no tan representativo ya que si lo comparamos con Europa que tiene una capacidad de 573.266 MW y una extensión de terreno de 10.18 millones km2 se evidencia una aplicación mucho mayor comparado con la extensión de terreno de América del sur 19.2 millones km2, podemos inferir entonces que por cada 17 km2 en Europa se tiene instalado 1 MW de energía renovable y que por su parte América del sur instala 1MW cada 87 km2. (IRENA, 2020).

Es destacable de igual forma que el costo de competitividad de la generación de energía renovable versus los costos promedio globales de energía de fuentes convencionales como son las de hidroeléctricas, se han estancado en los últimos años, es decir han alcanzado un grado de madurez en su ciclo de vida en el mercado y por el otro lado las energías renovables hasta la fecha se encuentran en una etapa de madurez y crecimiento apoyados en los grandes movimientos enfocados al cuidado y mantenimiento del medio ambiente.

### 2.2.3 Ciclo vital del producto

De acuerdo a lo evidenciado en los diagnósticos, se puede concluir que en el sector nacional e internacional el producto se encuentra en una etapa de crecimiento, en comparación de las energías convencionales a partir del uso de 100% de combustible fósil.

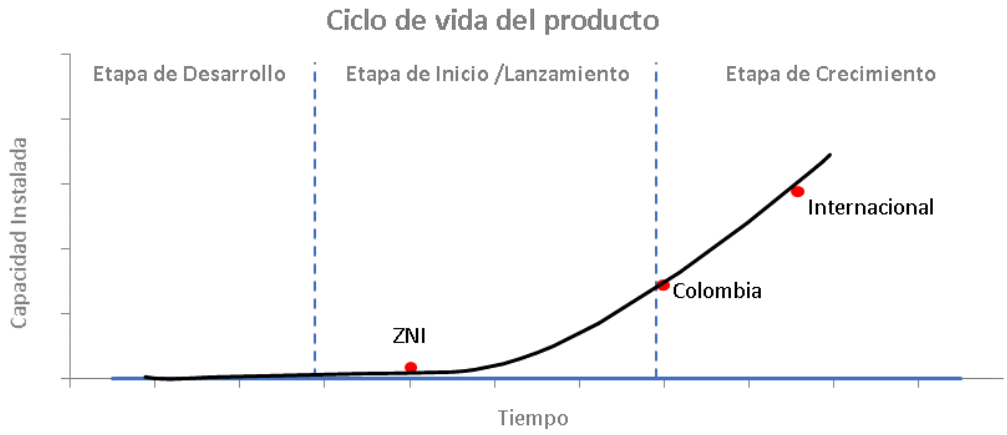



*Ilustración 5 Ciclo de vida del producto energías renovables (solar)Fuente: Irena Propia*

## 2.3 Análisis de demanda

En Acandí – Choco como Zona no interconectada la prestación del servicio de Energía eléctrica se hace a través de la empresa EMSELCA S.A. ESP la cual ha prestado desde el año 2005, el servicio de energía eléctrica en el municipio.

El crecimiento poblacional del municipio de Acandí que según las proyecciones del DANE desde el 2014 al 2020, se ha evidenciado un crecimiento de 9.505 a 14.159 habitantes, aproximadamente un 50% más en los últimos 6 años, esto se debe a que el municipio ha presentado incrementos en la prestación del servicio de energía eléctrica lo que permite un desarrollo social y aumento en la calidad de vida de los mismos habitantes.

A raíz de lo anterior, la demanda de energía eléctrica se ha incrementado desde el 2014 al 2021 en un 118%, como se puede evidenciar en la siguiente gráfica, donde presentaran aspectos técnicos como:

- Potencia Máxima (kW): Consumo máximo que se evidencia en un día específico del mes
- Demanda de Energía (kWh): Consumo de energía eléctrica por unidad de tiempo (hora).

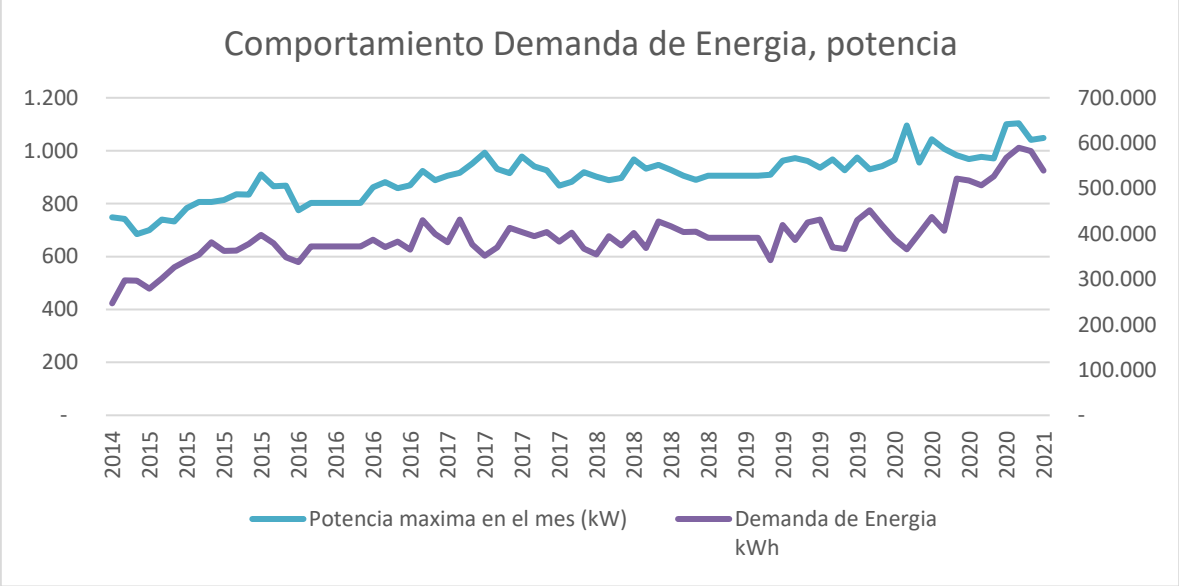



*Ilustración 6 Análisis de Demanda de energía eléctrica en Acandí-Choco Fuente: Anexo 1. Análisis de demanda Tomado de (Monitoreo, 2018)*

La anterior grafica se obtiene a partir de la consolidación de la información suministrada por el IPSE (IPSE, 2021) con el centro nacional de Monitoreo (Monitoreo C.-C. N., 2018) en sus informes mensuales de seguimiento a las ZNI, a partir de noviembre de 2014 hasta el mes de febrero de 2021 (Anexo).

## 2.4 Análisis de Oferta

Por otro lado, en el análisis de la información obtenida del Centro Nacional de Monitoreo en cuanto a la "Oferta" (la capacidad instalada) para la prestación del servicio de energía eléctrica, se logró evidenciar que la potencia instalada (kVA) que se define como la capacidad en kilo voltio amperios de las plantas instaladas que permiten suministrar y suplir la demanda de energía del municipio, en todo momento fue superior a la potencia máxima presentada a los largo de los años, supliendo en todo momento la demanda de energía del municipio, como se observa en la siguiente grafica.

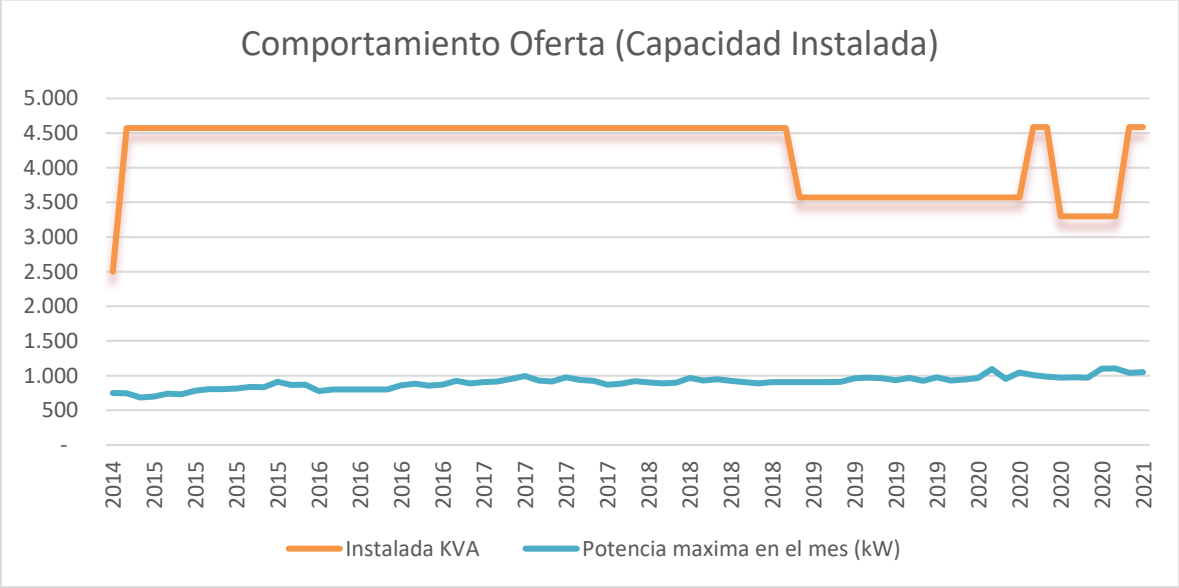



*Ilustración 7Análisis de Oferta de energía eléctrica en Acandí-Choco Fuente: Anexo 1. Análisis de demanda Tomado de (Monitoreo, 2018)*

## 2.4 Proyección de Demanda (prestación del servicio)

Por otro lado, en el ejercicio de proyección de la demanda y la potencia máxima del municipio, teniendo en cuenta el crecimiento poblacional de acuerdo a la información consignada mensualmente en los informes de monitoreo del CNM del IPSE, para el año 2026 se tendría en el siguiente comportamiento:

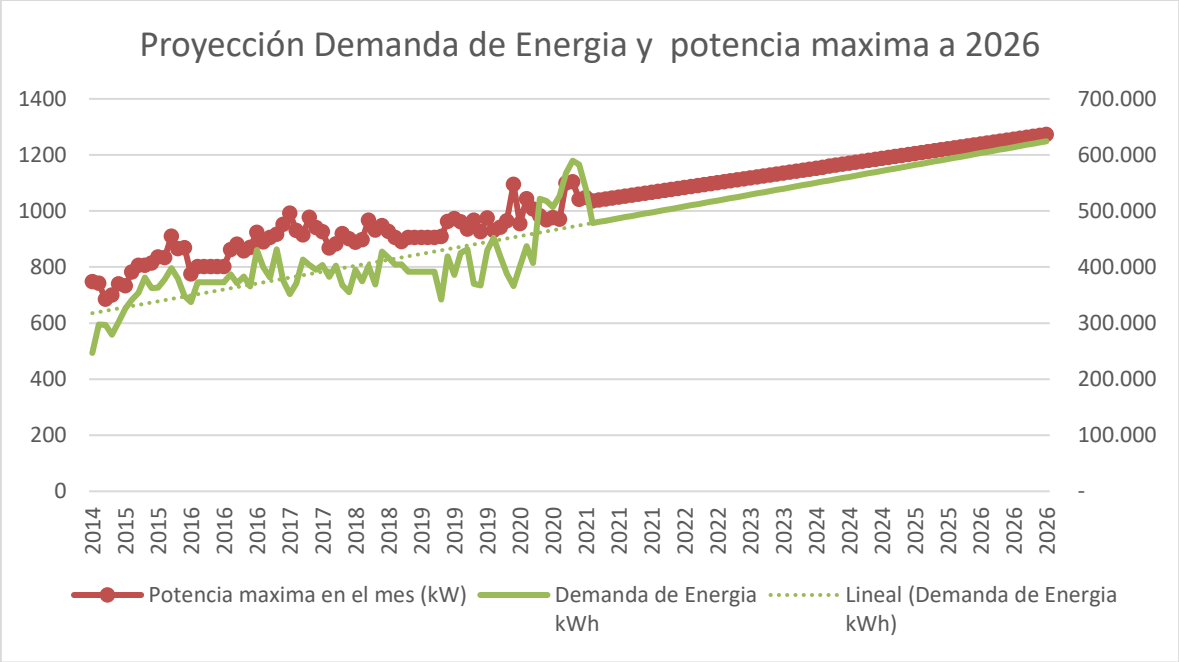



*Ilustración 8 Proyección de Demanda de energía eléctrica en Acandí-Choco a 2026 Fuente: Fuente: Anexo 1. Análisis de demanda Tomado de (Monitoreo, 2018)*

## 2.5 Conclusiones

Para el año 2026 se vería un aumento en la demanda de aproximadamente un 15% y para la potencia máxima seria del 21%, por lo cual, con dicha información, además de suplir en su totalidad la demanda de energía, el diseño del sistema de generación hibrido solar-Diesel deberá mejorar las siguientes características del sistema de prestación actual: el costo y

calidad de energía, disminución del uso de combustibles fósiles y confiabilidad del sistema. Por lo tanto, para el desarrollo del diseño es necesario definir las variables que son precisas para un adecuado funcionamiento que satisfagan las necesidades del mercado que se identificaron anteriormente. Estas variables son:

- **Ahorro por Disminución de combustible fósil:** Cantidad monetaria utilizada para la compra y uso de combustible fósil que disminuye en relación a la prestación actual del servicio de energía, esto se ve reflejado en el Costo Unitario de kWh Generado.

- **Costo Unitario (CU):** Costo económico de prestación del servicio de energía eléctrica al usuario regulado en Colombia, expresado en pesos por kilovatio hora ($/kWh).

- **Calidad de energía:** Características de Niveles de Tensión, Frecuencia y Forma de Onda sinusoidal, que permiten evaluar y mantener los niveles adecuados de la energía durante las etapas de generación, transmisión, distribución y su utilización en sistemas eléctricos de corriente alterna AC.

- **Confiabilidad:** La confiabilidad es la capacidad de un elemento para realizar una función requerida, bajo las condiciones operativas de un entorno dado y por un período de tiempo establecido. (Ministerio de Minas y Energia, 2013)

- **Capacidad instalada:** Potencia nominal del sistema de generación.

- **Tiempo de vida útil:** Duración estimada de la operatividad del sistema

# 3. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

La planificación del proyecto se refiere a la definición de los lineamientos estratégicos para la gestión del proyecto. Se plantea la política integral del proyecto, los objetivos y su

respectiva planificación y las acciones para abordar los riesgos integrales del proyecto en su proceso de ejecución.

## 3.1 Política De Calidad

Prestar servicios de generación de energía eléctrica de manera eficiente, segura, comprometida con el cuidado del medio ambiente, a través de la implementación de un sistema hibrido Solar-Diesel, buenas prácticas administrativas, de operación y de mantenimiento, garantizando la disponibilidad y confiabilidad del servicio de energía, instaurando satisfacción de todas las partes interesadas en el proyecto.

## 3.2 Política Ambiental

El proyecto de diseño de prestación de servicio de energía eléctrica mediante un sistema de generación hibrida, está comprometido con la protección y prevención de medio del ambiente mediante el sistema de gestión ambiental en control de emisiones de Co2 por generación a partir de paneles solares fotovoltaicos, para lo cual estamos comprometidos con el cumplimiento de los requisitos legales ambientales en cuanto al manejo de desechos tecnológicos y ocupación de espacio para la implementación del sistema solar fotovoltaico y otros requisitos establecido por el proyecto.

## 3.3 Política Seguridad Y Salud En El Trabajo

La política de seguridad y salud en el trabajo deberá establecer el debido control y manejo de riesgos físicos y de seguridad orientados a equipos de carácter eléctrico bajo las normas de seguridad establecidas en las normas Técnicas Retie y NTC2050, con el fin de mitigar el riesgo eléctrico y permitir el cumpliendo de la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones integras de seguridad del operador y el usuario, promoviendo una cultura que apoye el sistema de gestión en seguridad y salud en el trabajo mediante participación activa en congresos de tecnología, exposiciones, capacitaciones en seguridad eléctrica,

cumpliendo a cabalidad con los EPP : Elementos de protección de personal, matrix IPVR , planes de emergencias y de evacuación y Reporte de accidentes en el trabajo.

## 3.4 Objetivos

### 3.4.1 Objetivo general

Diseñar un sistema de generación de energía eléctrica hibrida (solar - diésel) que permita disminuir el consumo de combustible fósil en el municipio de Acandí- Choco.

### 3.4.2 Objetivos específicos

1. Caracterizar la oferta y la demanda eléctrica del municipio de Acandí - Choco y proyectarla a 5 años.
2. Determinar requisitos técnicos y ambientales del sistema de generación de energía eléctrica hibrido (Diesel y Solar) que permita la disminución del uso de combustible de por lo menos el 30% del consumo actual del municipio.
3. Evaluar financieramente el diseño del sistema hibrido de generación de energía eléctrica en el municipio de Acandí que permita la sostenibilidad del proyecto durante 5 años, bajo el marco de la Resolución CREG 136-2019.

## 3.5 Planeación estratégica

Para identificar los factores claves de éxito del diseño del sistema de generación hibrido, se realiza la planeación estratégica del proyecto evaluando las variables controlables y no controlables tanto internas como externas del mismo, mediante el uso de las matrices MEFI (Matriz de evaluación de factores internos) y MEFE (Matriz de evaluación de factores externos).

### 3.5.1 Matriz de evaluación de factores internos (MEFI)

A continuación, se presenta la matriz MEFI donde se distinguen los factores internos como fortalezas o debilidades que pueden afectar el proyecto del sistema hibrido de manera positiva o negativa.

| MATRIZ DE EVALUACIÓN DE FACTORES INTERNOS MEFI | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Ítem** | **Factores internos claves** | **Ponderación %** | **Puntaje** | **Calificación Ponderación** |
| **FORTALEZAS** | | | | |
| 1 | Disminución de uso de combustibles fósiles por la generación de energía eléctrica mediante sistema hibrido | 30% | 4 | 1,20 |
| 2 | Menores emisiones de $CO_2$ | 10% | 3 | 0,30 |
| 3 | Menores costos en mantenimiento preventivo y correctivo del Sistema de generación | 10% | 3 | 0,30 |
| 4 | Recuperación de la inversión hecha en menos tiempo de lo estimado | 9% | 3 | 0,27 |
| 5 | Mayor confiabilidad del sistema | 5% | 3 | 0,15 |
| **Subtotal** | | **64%** | | **2,22** |
| **DEBILIDADES** | | | | |
| 1 | Limitaciones en la generación de energía debido a las malas condiciones climáticas | 20% | 1 | 0,20 |
| 2 | Limitaciones presupuestales para la implementación del sistema hibrido | 10% | 2 | 0,20 |
| 3 | Diseños eléctricos y civiles no adecuados para atender la demanda pronosticada | 1% | 2 | 0,02 |
| 4 | Falta de sincronismo del sistema solar fotovoltaico y las plantas. | 5% | 2 | 0,10 |
| **Subtotal** | | **36%** | | **0,52** |
| **TOTAL** | | **100%** | | **2,74** |

*Tabla 5 Matriz MEFI*

De acuerdo al análisis realizado, se evidencia que las fuerzas internas son favorables en el proyecto, toda vez que el ponderado de las fortalezas es superior a las debilidades, y el factor total evidencia que el proyecto es fuerte en su factor interno.

### 3.5.1 Matriz de evaluación de factores externos (MEFE)

De igual forma, se elabora la Matriz MEFE de factores externos que pueden ser abordados como oportunidades o amenazas afectando directamente el proyecto, cabe destacar que las variables usadas se encuentran por fuera del control directo del ejecutor del proyecto, así:

| MATRIZ DE EVALUACIÓN DE FACTORES EXTERNOS MEFE | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Ítem** | **Factores internos claves** | **Ponderación %** | **Puntaje** | **Calificación Ponderación** |
| **OPORTUNIDADES** | | | | |
| 1 | Beneficios tributarios conforme a la dispuesto en la Ley 1715 de 2014 | 15% | 4 | 0,60 |
| 2 | Crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el municipio de Acandí-Choco | 15% | 3 | 0,45 |
| 3 | Remuneración por generación con el uso de sistemas de generación hibrido (Solar-Diesel), según lo dispuesto en la Resolución CREG 136 de 2019 | 5% | 3 | 0,15 |
| 4 | Aumento en los costos de combustibles fósiles | 20% | 4 | 0,80 |
| 5 | Equipos tecnológicos más eficientes y a menores costos. | 5% | 3 | 0,15 |
| 6 | Alta variedad de proveedores Nacionales o internacionales | 5% | 3 | 0,15 |
| **Subtotal** | | **65%** | | **2,30** |
| **AMENAZAS** | | | | |
| 1 | Modificación de la Resolución CREG 076 de 2016 | 5% | 2 | 0,10 |
| 2 | Problemas de orden publico | 10% | 2 | 0,20 |
| 4 | Fenómenos naturales | 5% | 2 | 0,10 |
| 5 | Condiciones climáticas desfavorables para la generación de energía eléctrica a partir de los paneles solares | 10% | 1 | 0,10 |
| 6 | Imposibilidad de pago de los usuarios | 5% | 2 | 0,10 |
| **Subtotal** | | **35%** | | **0,60** |
| **TOTAL** | | **100%** | | **2,90** |

*Tabla 6 Matriz MEFE*

En el caso de los factores externos, se evidencia son favorables en el proyecto, toda vez que el ponderado de las fortalezas es superior a las debilidades, y el factor total evidencia que el proyecto es fuerte en su factor interno.

### 3.5.2 Matriz DOFA

A continuación, se muestra la matriz DOFA a partir de las Debilidades, Oportunidades, Fortalezas y Amenazas determinadas en las matrices MEFI y MEFE, así:

| **MATRIZ DOFA** | | | |
|---|---|---|---|
| **DEBILIDADES** | | **OPORTUNIDADES** | |
| D1 | Diseños eléctricos y civiles no adecuados para atender la demanda pronosticada | O1 | Beneficios tributarios conforme a la dispuesto en la Ley 1715 de 2014 |
| | | O2 | Crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el municipio de Acandi-Choco |
| D2 | Limitaciones presupuestales para la implementación del sistema hibrido | O3 | Remuneración por generación con el uso de sistemas de generación hibrido (Solar-Diesel), según lo dispuesto en la Resolución CREG 136 de 2019 |
| | | O4 | Aumento en los costos de combustibles fósiles |
| D3 | Limitaciones en la generación de energía debido a las malas condiciones climáticas | O5 | Equipos tecnológicos más eficientes y a menores costos. |
| D4 | Falta de sincronismo del sistema solar fotovoltaico y las plantas. | O6 | Alta variedad de proveedores Nacionales o internacionales |
| **FORTALEZAS** | | **AMENAZAS** | |
| F1 | Recuperación de la inversión hecha en menos tiempo de lo estimado | A1 | Modificación de la Resolución CREG 136 de 2019 |
| F2 | Disminución de uso de combustibles fósiles por la generación de energía eléctrica mediante sistema hibrido | A2 | Problemas de orden publico |
| F3 | Menores emisiones de $CO_2$ | A3 | Fenómenos naturales |
| F4 | Mayor confiabilidad del sistema | A4 | Condiciones climáticas desfavorables para la generación de energía eléctrica a partir de los paneles solares |
| F5 | Menores costos en mantenimiento preventivo y correctivo del Sistema de generación | A5 | Imposibilidad de pago de los usuarios |

*Tabla 7 Matriz DOFA Fuente Propia*

### 3.5.3 Matriz DOFA Cruzada

Finalmente, se establecen las estrategias derivadas a partir del cruce de Debilidades, Oportunidades, Fortalezas y Amenazas, siendo:

- FO: Fortalezas – Oportunidades = Estrategias ofensivas
- FA: Fortalezas – Amenazas = Estrategias de reorientación
- DO: Debilidades – Oportunidades = Estrategias defensivas
- DA: Debilidades – Amenazas = Estrategias de supervivencia

| (FO) | Estrategias ofensivas | (FA) | Estrategias de reorientación |
|---|---|---|---|
| F1, O2, O3 | Implementar un sistema solar fotovoltaico con el objeto de obtener una remuneración por ahorros de combustibles debido al cambio del tipo de generación, según lo dispuesto en la resolución CREG 136 de 2019 | F1, F2, F4, A1, A2, A3, A4, A5 | Buscar alternativas de negociación que no afecten el equilibrio económico y el modelo financiero del proyecto |
| D2, F1, O3 | Hacer los trámites necesarios para obtener los beneficios tributarios establecidos en la ley 1715 de 2014 | | |
| F3, F4,F5 O5, O6 | Búsqueda de proveedores con equipos eficientes que garanticen menores costos de implementación y mantenimiento | A2 A3 A4 | Elaborar planes de acción para garantizar la operación de la planta frente a las contingencias provocadas por la naturaleza |
| F3, F2 | Hacer seguimiento a las emisiones de $CO_2$ en la planta de generación, así como los niveles de radiación solar | | |
| **DO** | **Estrategias defensivas** | **DA** | **Estrategias de supervivencia** |
| D1, D3, O1, O2, O3 | Búsqueda de proveedores con equipos eficientes | A3 A4 A2 | Ejecutar planes de acción para garantizar la correcta operación de la planta solar, frente a las contingencias provocadas por la naturaleza |
| D2, O4, O3, O1 | Buscar alternativas de financiación para la implementación del sistema solar fotovoltaico | D2, A1, A5 | Buscar métodos de negociación que contribuyan a la implementación del proyecto |
| D3, D4 | Diseñar un sistema hibrido que cumpla con los requerimientos técnicos para suplir la demanda | D3, D4 A4 | Contar con asesoramiento técnico y personal idóneo para el diseño del sistema solar fotovoltaico |

*Tabla 8 Matriz DOFA cruzada Fuente Propia*

# 4. INGENIERIA DEL PROYECTO

En el presente capitulo se presentará el diseño del sistema de generación hibrido conforme a las necesidades que se establecieron en el estudio de mercado, asimismo, se indica el diseño del proceso, donde se da una explicación de cada etapa incluyendo las variables del mismo. Posteriormente, se dimensiona el sistema, con el fin de suplir la demanda de energía y finalmente se realiza el análisis de impacto ambiental.

## 4.1 Diseño del sistema

### 4.1.1 Selección de tecnología

Para generar una disminución en el consumo de combustible para la prestación del servicio de energía eléctrica en el municipio de Acandí Choco, técnicamente es posible implementar diferentes sistemas de generación que incluyan fuentes alternativas y así mismo presenten diferentes resultados en cuanto a la solución de la problemática visualizada, por lo cual a continuación se presentan las siguientes alternativas evaluadas bajo los siguientes criterios:

- CRITERIO 1: Solución de bajo coste de inversión
- CRITERIO 2: Solución que permita una disminución de Uso de combustible fósil
- CRITERIO 3: Mínimo afecta miento al medio ambiente
- CRITERIO 4: Índice de confiabilidad en la prestación del servicio
- CRITERIO 5: Solución atractiva para inversiones privadas (tasa de retorno apropiada)

| | Alternativa | Beneficios | Desventajas |
|---|---|---|---|
| 1 | Sistemas de generación híbrida (solar-Diesel) | ● Altos índices de confiabilidad por el uso de dos fuentes de energía.<br>● Inversión inicial mediana<br>● Disminución de consumo de combustible de acuerdo al diseño final de la solución solar | Consumo de combustible |
| 2 | Sistemas de generación Solar Fotovoltaico | ● Disminución total de uso de combustible fósil<br>● Generación de energía 100% renovable | ● Alta inversión inicial<br>● Tasa de retorno a tiempos considerablemente altos<br>● Uso de una gran Área exclusiva para la instalación de la infraestructura.<br>● Uso de grandes bancos de baterías. |
| 3 | Sistemas de generación Eólico | ● Disminución total de uso de combustible fósil<br>● Generación de energía 100% renovable | ● Alta inversión inicial<br>● Tasa de retorno a tiempos considerablemente altos<br>● Uso de una gran Área exclusiva para la instalación de la infraestructura.<br>● Análisis detallado de corrientes de aire en la zona |
| 4 | Sistemas de generación Hidráulica | ● Disminución total de uso de combustible fósil<br>● Generación de energía 100% renovable (depende del tamaño de la central de generación) | ● Es necesario tener un caudal adecuado.<br>● Se debe realizar en algunos casos embalses de agua, afectando medio ambiente. |
| 5 | Sistemas de generación biomasa | ● Disminución total de uso de combustible fósil<br>● Generación de energía 100% renovable<br>● Uso de materia orgánica en el proceso de generación de energía eléctrica | ● Inversión considerable<br>Gran Cantidad de procesos de transformación de la materia que implican instalaciones adecuadas.<br>● el uso de combustibles de biomasa puede llegar emitir contaminantes atmosféricos. La biomasa tiene carbono y su combustión libera CO2. |

*Tabla 9 Matriz Análisis de alternativas Fuente Propia*

Una vez evaluadas las posibles soluciones de acuerdo a los criterios establecidos, para el presente proyecto se pretende diseñar un sistema híbrido de generación (Solar-Diesel) que permita el uso de un sistema solar fotovoltaico de inyección a red, satisfaciendo la demanda de energía eléctrica del Municipio en acople con las Plantas eléctricas en funcionamiento, con el fin de reducir el uso de las mismas, disminuyendo el uso de combustible y

aumentando el índice de confiabilidad del sistema, lo que se vería reflejado directamente en el costo por kWh.

### 4.1.2 Equipos a implementar sistema de generación Hibrido Solar-Diesel

Un sistema hibrido (solar -Diesel) de Generación de energía eléctrica, como su nombre lo indica permite el trabajo acoplado de plantas eléctricas de combustión y un parque solar fotovoltaico por lo cual a continuación se identificarán los equipos a implementar para cada solución:

**Parque solar fotovoltaico:**

La solución solar fotovoltaica que hace parte del sistema hibrido de generación que se pretende diseñar cuenta con los siguientes equipos:

- **PANELES SOLARES:** El diseño se plantea con el uso de paneles de Marca JASOLAR de 450 Wp por su alta calidad, precios competitivo y garantía sobre producción energética a 25 años.

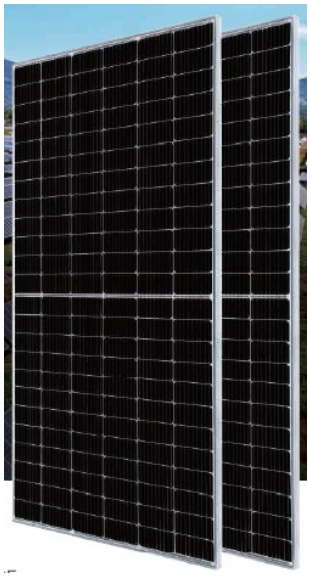


*Ilustración 9 Panel solar JASOLAR 450 Wp (Jasolar, 2021)*

- **INVERSORES DE POTENCIA:** Se utilizarán los inversores Conext CL 60 A, dichos equipos realizan la inyección directa de la energía captada y la inyectan a la red para complementar la demanda energética, los productos son de la empresa Schneider Electric-Solar Business, con amplio respaldo en servicio y Garantía.



*Ilustración 10 Conext CL 60 A Fuente: Schneider Electric-Solar Business*

- **INVERSOR/CARGADOR XW 6848 NA**: Este equipo permite dos fases de flujo de energía, una fase nocturna de descarga de las baterías y una fase de inyección directa cuando las baterías se encuentran totalmente cargadas y el sol sigue suministrando energía.



*Ilustración 11 XW 6848 NA Fuente: Schneider Electric-Solar Business*

- **CONTROLADORES MPPT 100 600**: Equipo indispensable para el control y regulación del flujo de entrada y salida de la energía solar que va a ser almacenada en batería, la tensión a utilizar será de 48 voltios.



*Ilustración 12 MPPT 100 600 Fuente: Schneider Electric-Solar Business*

- **BANCO DE BATERÍAS OPZS 3100 Ah – 24V**: El sistema se instalará a 48 voltios para mayor eficiencia utilizando baterías de 24 Voltios en serie. Este equipo es el encargado de almacenar la energía generada a partir de los paneles solares para ser utilizada y entregada al sistema de distribución en horas de ausencia del sol, vida útil de 8 años.



*Ilustración 13BATERÍAS OPZS 3100 Ah – 24V (2-1610, 2021)*

- TABLEROS Y PROTECCIONES: Dentro del diseño a realizar se plantea utilizar 4 tableros en baja tensión, los cuales serán:

  - ✓ Tablero de baterías (TB): En este tablero se alojarán los barrajes, protecciones y seccionadores para garantizar la protección y maniobra del nivel DC (corriente directa) del sistema.
  - ✓ Tablero de Inversores (TI): En este tablero se integrarán los barrajes de baterías con los barrajes para los inversores a instalar, junto con las respectivas protecciones de los equipos.
  - ✓ Tablero de Parque solar (TPS): En este tablero se integrarán las salidas de los inversores tanto del sistema de acumulación como el del sistema de inyección a red.
  - ✓ Tablero de sincronismo (TZ): En este tablero se integrarán todos los sistemas con las plantas eléctricas teniendo en cuenta el sistema de sincronismo permitiendo la maniobra y protección de manera centralizada.

**Grupo electrógeno (Plantas Eléctricas):**

Para el grupo electrógeno se pretende utilizar 3 plantas generadoras de 1150 KW, dos en régimen continuo y uno en prime al 75% esto con el fin de dar el respaldo necesario al parque solar fotovoltaico, en cuanto a suplir la demanda de energía del municipio.

**Equipos adicionales:**

Teniendo en cuenta que los niveles de tensión de operación de varios de los equipos electrónicos del parque solar fotovoltaico no son paralelos, es decir varían entre ellos, es necesario implementar transformadores de tensión tanto para la fase de inversión DC/AC, como para el momento de conexión del sistema de generación hibrida a la infraestructura

de distribución de energía de Acandí que se deberá hacer a un nivel II de tensión a 13.2 kV.

- ✓ Transformador 300 kVA 220V a 440V
- ✓ Transformador 3 MVA 440V a 13.2 kV

### 4.1.3 Criterios de Dimensionamiento Sistema fotovoltaico

Una vez definida la topología, es necesario dimensionar el sistema solar fotovoltaico que dará respuesta a la demanda teniendo en cuenta los siguientes criterios de diseño:

1. Suplir en todo momento la Demanda de energía del municipio: para efectos del dimensionamiento se utilizará la demanda máxima evidenciada en el 2020 la cual se presentó en el mes de diciembre alcanzando el valor de 589.832 kWh, proyectada al año 2026 se tiene un aumento de aproximadamente el 15% (Anexo 1) es decir que para el mes de diciembre del año 2026 se espera una demanda máxima de 678.306,8 kWh.
2. Potencia máxima mensual del municipio: para efectos del dimensionamiento se utilizará la potencia Máxima presentada en el año 2020 para el mes de diciembre con un valor de 1103,7 kW, proyectada al año 2026 se tiene un aumento de aproximadamente el 21% (Anexo 1) es decir que para el mes de diciembre del año 2026 se espera una potencia máxima de 1335.477 kW.
3. Disminución del consumo de combustible de por lo menos el 30%: el consumo especifico de combustible (CECi) para plantas entre 1000 y 2000 kW es de 0.0825 gal /kWh, teniendo en cuenta la demanda proyectada y la actual a 2020, se tiene el siguiente consumo de combustible, así:

| Año | Consumo especifico de combustible CECi | Demanda kWh | Galones | porcentaje de demanda |
|---|---|---|---|---|
| Proyectado (2026) | 0,0825 | 624.365,80 | 51.510,18 | 100% |
| | | 187.309,74 | 15.453,05 | 30% |
| Actual(2020) | | 589.832,00 | 48.661,14 | 100% |
| | | 176.949,60 | 14.598,34 | 30% |

*Tabla 10 Análisis de consumo de combustible. Fuente propia*

### 4.1.4 Dimensionamiento Sistema de gestión de demanda

Con el fin de establecer la forma más adecuada para realizar la gestión de la demanda, se debe realizar un análisis de la curva diaria de demanda de energía la cual es obtenida de la información suministrada por el CNM (Centro Nacional de Monitoreo) y a partir de la misma, se debe determinar los equipos encargados de suministrar la energía de acuerdo a la carga por hora evidenciada, así:

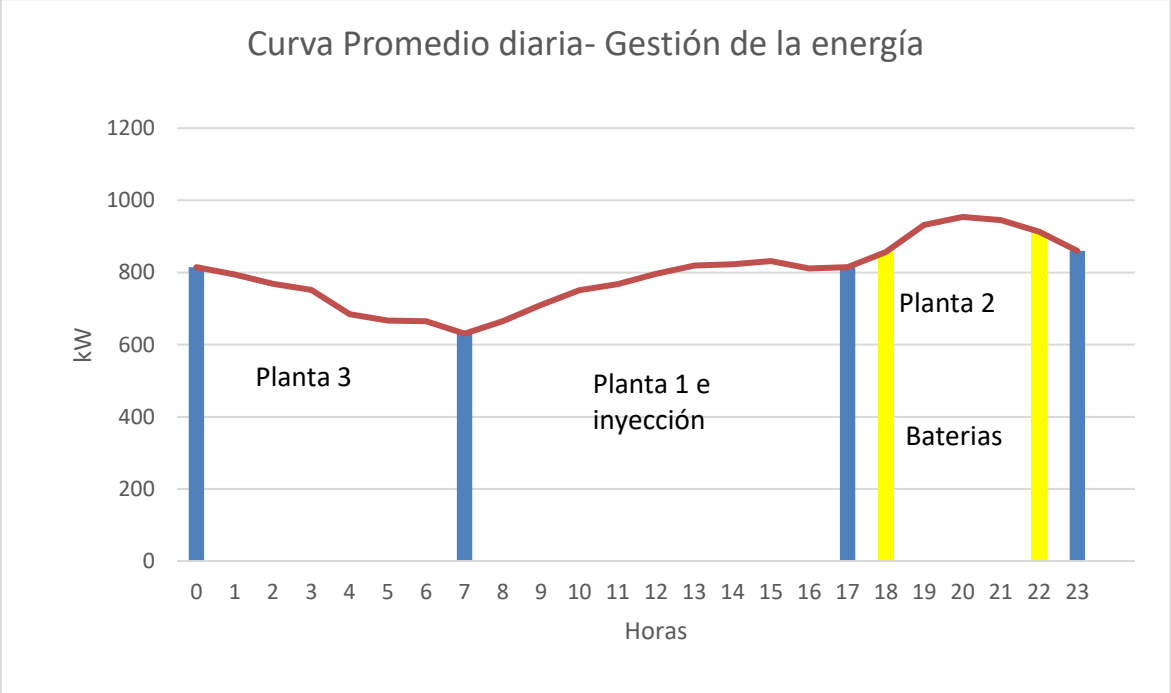



*Tabla 11 curva promedio diaria y gestión de la energía. Fuente propia - (Monitoreo, 2018)*

De acuerdo a la tabla 11, se pretende realizar la prestación del servicio de energía, utilizando tres (3) plantas eléctricas, un sistema de inyección a red aprovechando las horas de sol del municipio y un sistema de acumulación con baterías que apoye a la planta en

régimen de trabajo nocturno, las cuales son horas del día donde se presenta la mayor demanda de energía en el municipio, esto con el fin de disminuir los daños por uso excesivo de las plantas y que estas operen en regímenes de trabajo aceptables para las condiciones de trabajo a las cuales serán expuestas, de acuerdo a esto se presenta a continuación la distribución de la suplencia de demanda por cada uno de los equipos o sistemas a implementar, así:

| **Equipo** | **Horario** | **Horas** | **Potencia máxima mes (kW)** | **Demanda (kWh)** | **Demanda mensual (kWh)** | **Capacidad Nominal de la planta** | **kW generados** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Planta 1 | 7 am-5 pm | 10 | 1.130,26 | 8.746,74 | 271.148,84 | 50 % | 553 |
| Planta 2 | 5 pm-11 pm | 6 | 1.331,12 | 7.217,47 | 223.741,59 | 100 % | 1107 |
| Planta 3 | 12 am-7 am | 7 | 1.167,65 | 5.916,68 | 183.416,95 | 100 % | 1107 |
| **Total** | | | | 21.880,88 | 678.307,38 | | |
| **Sistema de generación solar** | | | | | | **Potencia Pico kW** | **Porcentaje** |
| Baterías | 6 pm-10 pm | 4 | | 721,75 | 22.374,16 | 217,44 | 10% |
| Inyección | 7 am-5 pm | 10 | | 2.624,02 | 81.344,65 | 790,52 | 30% |
| **Total** | | | | **3.345,77** | **103.718,81** | **1.007,96** | |

*Tabla 12 Capacidades y demanda por equipos Fuente propia*

Como se planteó previamente, se gestionará la demanda de energía teniendo en cuenta el criterio 1, 2 y 3 previamente establecidos, los cuales fueron obtenidos del análisis de la demanda del municipio desde el año 2014 hasta el 2021.

### 4.1.5 Dimensionamiento Sistema de inyección

Establecidos los criterios de diseño y analizada la forma de gestión de la demanda, se realiza el cálculo de la potencia del generador teniendo en cuenta la siguiente formula:

$$P_{GFV} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \frac{E_i}{HSS_i * N_i * PR}}{12}$$

Dónde:

- E: Producción promedio de electricidad solar mensual (en kWh/mes)
- HSS: Número de horas de radiación solar estándar promedio mensual de la localidad
- N: Número de días del respectivo mes
- PR: Factor de rendimiento del sistema estimado

La demanda a suministrar por parte del sistema de inyección se estableció a un 30% de la energía a suministrar en las horas del día entre las 7 am y las 5 pm, la cual es de 81.344,65 kWh y teniendo en cuenta que se estimará rendimiento del sistema en un factor del 0,9, se obtiene la potencia pico del generador, así:

| MES | N | E [kWh] | PR | Radiación solar promedio mensual (kWh/m²-día) | P[kW] |
|---|---|---|---|---|---|
| Enero | 31 | 81.344,65 | 0,9 | 4 | 714,02 |
| Febrero | 28 | 81.344,65 | 0,9 | 4 | 790,52 |
| Marzo | 31 | 81.344,65 | 0,9 | 4 | 714,02 |
| Abril | 30 | 81.344,65 | 0,9 | 4 | 737,82 |
| Mayo | 31 | 81.344,65 | 0,9 | 4 | 714,02 |
| Junio | 30 | 81.344,65 | 0,9 | 4 | 737,82 |
| Julio | 31 | 81.344,65 | 0,9 | 4,5 | 714,02 |
| Agosto | 31 | 81.344,65 | 0,9 | 4,5 | 714,02 |
| Septiembre | 30 | 81.344,65 | 0,9 | 4,5 | 737,82 |
| Octubre | 31 | 81.344,65 | 0,9 | 4 | 714,02 |
| Noviembre | 30 | 81.344,65 | 0,9 | 4 | 737,82 |
| Diciembre | 31 | 81.344,65 | 0,9 | 3,5 | 714,02 |
| **Total, del sistema $P_{GFV}$** | | | | | **790,52** |

*Tabla 13 Calculo de potencia del generador de inyección Fuente propia*

#### 4.1.5.1 Calculo de numero de paneles

De acuerdo a la Tabla 13 el generador fotovoltaico de inyección que permite apoyar al sistema de generación de plantas eléctricas con un 30% de la demanda mensual

proyectada a 2026, estableciendo una potencia del generador de 790 kWp, el cual será conformado por paneles de 450 kwp, los cuales se muestran a continuación:

| Ítem | Especificación | Unidades |
|---|---|---|
| Marca | JAMSOLAR | |
| Potencia máx. | 450 | Wp |
| Tensión de máxima potencia (Vmax) | 41,52 | V |
| Corriente de máxima potencia (Imax) | 10,84 | A |
| Tensión en circuito abierto (Voc) | 49,7 | V |
| Corriente de cortocircuito (Isc) | 11,36 | A |
| Eficiencia | 20,2 | % |

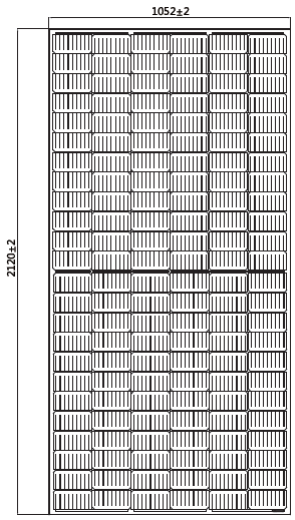



*Tabla 14 Especificaciones Panel JASolar Fuente: (Jasolar, 2021)*

Elegidos los paneles y teniendo en cuenta que se utilizará el inversor de referencia CL-60E de Schneider Electric el cual posee las siguientes características:

| Ítem | Especificación | Unidades |
|---|---|---|
| Máxima tensión de entrada DC | 1000 | V |
| Máxima corriente de corto del arreglo | 140 | A |
| Máxima corriente de operación del arreglo | 120 | A |
| Máxima salida de potencia (AC) | 66 | kW |
| Máxima salida de potencia aparente (AC) | 66 | KVA |
| Rango de voltaje de salida | 310/480 | V |

*Tabla 15 Especificaciones inversor de inyección Fuente: (schneider-electric, 2021)*

Se evidencia una tensión máxima de entrada de 1000 V y una corriente de corto circuito máxima de 140 A, por lo cual se tienen las siguientes consideraciones al momento de generar el arreglo fotovoltaico a implementar:

| **Inyección** | | |
|---|---|---|
| Generador de | 790 | kwp |
| Panel | 450 | Wp |
| Cantidad de paneles | 1760 | Und |
| Voc | 49,7 | Corrección (-0,272%) 45,77 |
| Isc | 11,36 | Corrección (+0,044%) 11,99 |
| **Condiciones** | | |
| V max inversor | 850 | Voltios |
| Módulos en serie | 18,57111645 | 16 |
| Módulos por inversor | 160 | 160 |
| Módulos en paralelo | 10 | 10 |
| **Resultado** | | |
| **11 inversores 1760 paneles de 450 wp Arreglos de 16 módulos en serie y 10 en paralelo** | | |

*Tabla 16 Especificaciones del arreglo a implementar Fuente: Propia*

Para el cumplimiento de las condiciones técnicas de acuerdo a la hoja de especificaciones del inversor, se realiza un ajuste por temperatura de las variables de voltaje y corriente del panel, con el fin de no sobrepasar los requerimientos máximos de operación de los equipos, esto teniendo en cuenta la irradiancia de la zona así:

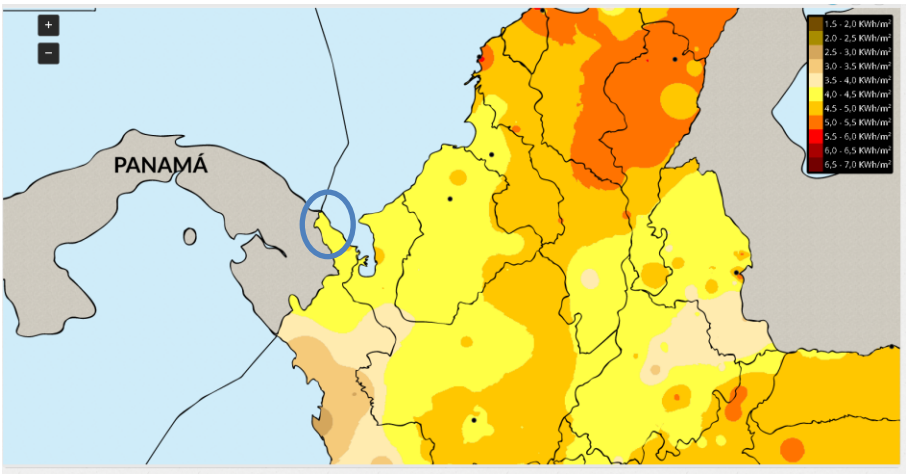


*Ilustración 14 Irradiancia Acandí Fuente: IDEAM*

Como resultado se evidencia que se deberán implementar 1760 paneles con 11 inversores para cumplir con el generador propuesto, estos deberán estar en un arreglo de 16 equipos en serie y 10 en paralelo, por cada inversor a instalar, estableciendo un arreglo de 792 kWp.

Una vez diseñado el sistema, por medio de software especializado se realiza la simulación del mismo y se obtienen los datos de las eficiencias, pérdidas y valores estimados de megavatios hora (MWh) producidos con el sistema que llegan alrededor de 1007 MWh anualmente, cumpliendo con los criterios de diseño establecidos.

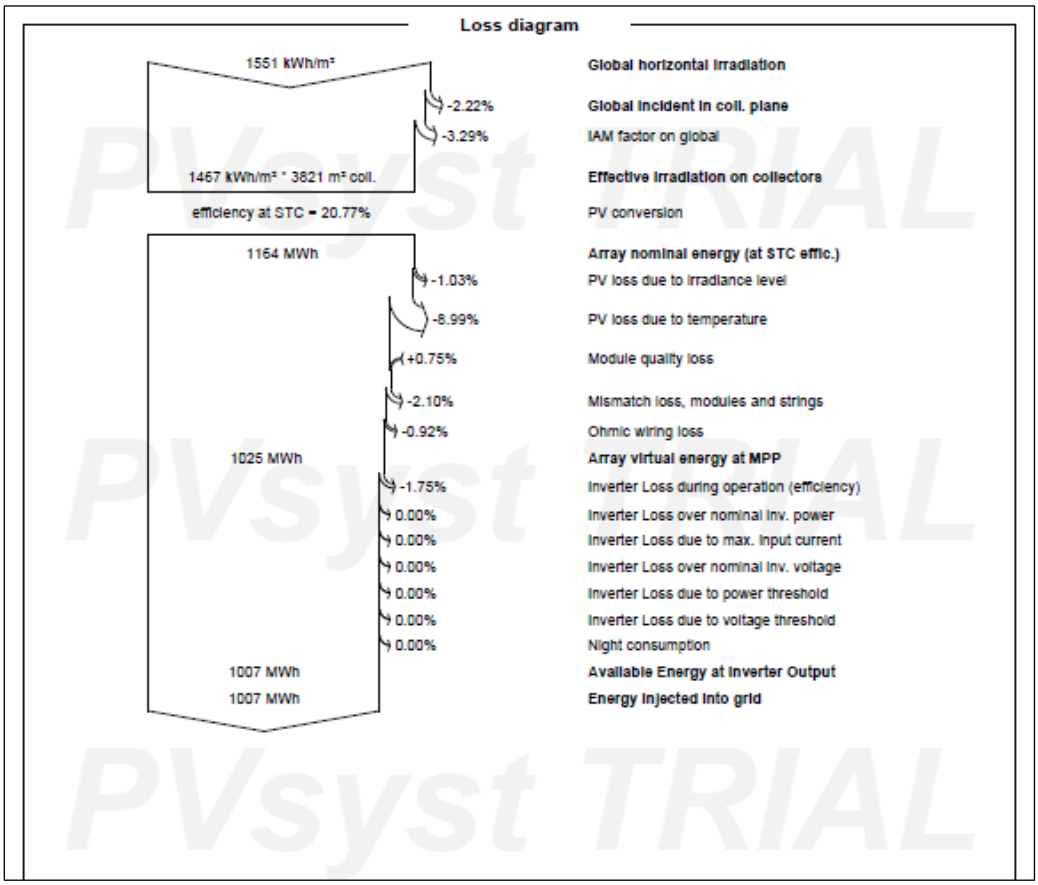



*Ilustración 15 Simulación del sistema de inyección Fuente: Propia- Pvsys*

### 4.1.6 Dimensionamiento Sistema de Acumulación (baterías)

La demanda a suministrar por parte del sistema de acumulación (baterías) se estableció a un 10% de la energía a suministrar en las horas del día entre las 6 pm y 10 pm, la cual es de 22.374,16 kWh y teniendo en cuenta que se estimará rendimiento del sistema en un factor del 0,9, se obtiene la potencia pico del generador, así:

| MES | N | E [kWh] | PR | Radiación solar promedio mensual (kWh/m²-día) | P[kW] |
|---|---|---|---|---|---|
| Enero | 31 | 22.374,16 | 0,9 | 4 | 196,39 |
| Febrero | 28 | 22.374,16 | 0,9 | 4 | 217,44 |
| Marzo | 31 | 22.374,16 | 0,9 | 4 | 196,39 |
| Abril | 30 | 22.374,16 | 0,9 | 4 | 202,94 |
| Mayo | 31 | 22.374,16 | 0,9 | 4 | 196,39 |
| Junio | 30 | 22.374,16 | 0,9 | 4 | 202,94 |
| Julio | 31 | 22.374,16 | 0,9 | 4,5 | 196,39 |
| Agosto | 31 | 22.374,16 | 0,9 | 4,5 | 196,39 |
| Septiembre | 30 | 22.374,16 | 0,9 | 4,5 | 202,94 |
| Octubre | 31 | 22.374,16 | 0,9 | 4 | 196,39 |
| Noviembre | 30 | 22.374,16 | 0,9 | 4 | 202,94 |
| Diciembre | 31 | 22.374,16 | 0,9 | 3,5 | 196,39 |
| **Total, del sistema $P_{GFV}$** | | | | | **217,44** |

*Tabla 17 Calculo de potencia del generador con acumulación Fuente propia*

Una vez establecido el generador a implementar se realiza el diseño del arreglo fotovoltaico y el sistema de baterías a implementar, el cual para este diseño se tomará como nivel de tensión 48 Voltios, adicionalmente se deberá implementar un controlador de carga de referencia MPPT 100 600 de Schneider Electric con las siguientes características:

| Ítem | Especificación | Unidades |
|---|---|---|
| Máximo Voc | 600 | V |

| | | |
|---|---|---|
| Rango de voltaje MPPT | 195 a 550 | V |
| Máxima corriente de corto isc | 35 | A |
| Máxima salida de potencia | 6000 | W |
| Corriente de carga | 100 | A |
| Rango de voltaje de batería | 24-48 | V |

*Tabla 18 Especificaciones controlador Fuente: (Electric, 2021)*

Teniendo en cuenta las características y rangos máximos de operación del controlador a implementar se establece el arreglo solar así:

| **Acumulación** | | |
|---|---|---|
| **Generador de** | 217 | kwp |
| **Panel** | 450 | wp |
| **Cantidad de paneles** | 484 | Und |
| **Voc** | 49,7 | Corrección (-0,272%) 45,77 |
| **Isc** | 11,36 | Corrección (+0,044%) 11,99 |
| **Condiciones** | | |
| **Controlador Voc** | 550 | V |
| **Módulos en serie** | 11,06639839 | 11 |
| **Módulos por controlador** | 22 | 22 |
| **Módulos en paralelo** | 2 | 2 |
| **Resultado** | | |
| **22 controladores** | | |
| **484 paneles de 450 wp** | | |
| **Arreglos de 11 módulos en serie y 2 en paralelo** | | |
| **Inversor a implementar** | | |
| **Inversor Output Schneider** | 6800 | w |
| **Output array** | 217.800 | w |
| **Cantidad de inversores** | 32,02941176 | 32 |

*Tabla 19 Especificaciones del arreglo a implementar (Acumulación) Fuente: Propia*

Como resultado se evidencia que se deberán implementar 484 paneles con 22 controladores y 32 inversores cargadores para cumplir con el generador propuesto, estos deberán estar en un arreglo de 11 paneles en serie y 8 en paralelo, por cada controlador a instalar, estableciendo un arreglo de 217,8 kWp.

Teniendo en cuenta lo estipulado en la tabla 12, la demanda de energía diaria del sistema de acumulación fue estipulada en un 10% del total de la demanda entregar en las horas de trabajo de la planta 2 con valor de 2.624,02 kWh, a partir de esta información y estipulando un criterio de descarga del 80% y un día de autonomía del sistema (Teniendo en cuenta que se dará prestación del servicio con la planta en su 100%), se obtiene el siguiente arreglo de baterías:

| | |
|---|---|
| **Energía demandada 10%** | 2624,02 |
| **Profundidad de descarga** | 0,8 |
| **días de autonomía** | 1 |
| **Nivel de tensión (48V)** | 48 |
| **Almacenamiento (kW)** | 3280,025 |
| **Amperios hora (kAh)** | 68,3338542 |
| **Batería elegida (2170)Ah** | 2170 |
| **Cantidad de baterías** | 32 |

*Tabla 20 Dimensionamiento de banco de baterías Fuente propia*

De acuerdo a lo anterior y teniendo en cuenta que la batería elegida es de referencia HOPPECKE 48V Power VL 2-1610 (12 OPzS 1500) de 2170Ah en C100, se estableció un total de 32 bancos con una capacidad de 69.440 Ah, con el objetivo de brindar un apoyo a la planta 2 al momento de la prestación del servicio en horas de mayor consumo.

Al igual que en el diseño del sistema de inyección, por medio de software especializado se realiza la simulación del mismo y se obtienen los datos de las eficiencias, pérdidas y valores estimados de megavatios hora (MWh) producidos con el sistema que llegan alrededor de

266.5 MWh anualmente a la salida del inversor, cumpliendo con los criterios de diseño establecidos.

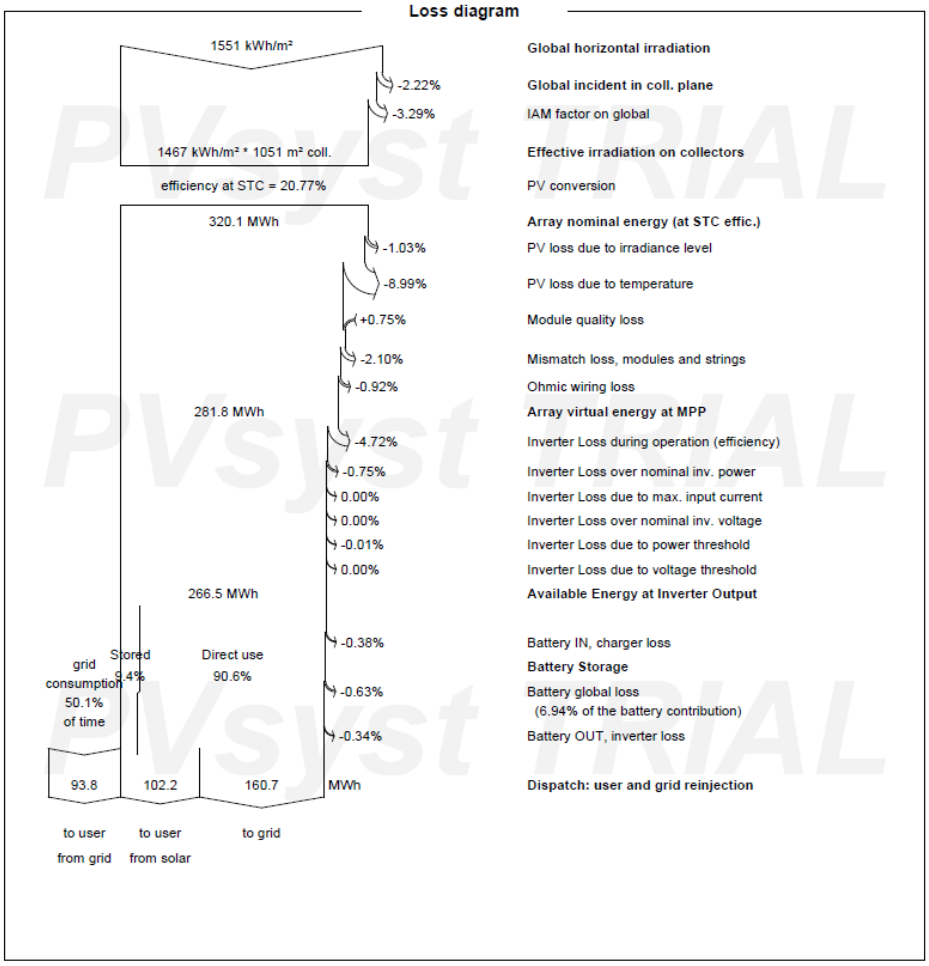



*Ilustración 16 Simulación del sistema de acumulación Fuente: Propia- Pvsyst*

Finalmente, con los dos diseños establecidos se realiza el análisis de ahorro de combustible para el año 2020, teniendo en cuenta la curva de consumo de combustible de una planta Prime de 1150 kW que se muestra a continuación:

**Engine Fuel Consumption @1,500 RPM**

| Output Power | | | Fuel Consumption | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| % | bhp | kWm | lb/ bhp-h | kg/ kWm-h | gal/hr | l/hr |
| **Standby Power** | | | | | | |
| 100 | 1,641 | 1,224 | 0.343 | 0.209 | 79.4 | 301 |
| **Prime Power** | | | | | | |
| 100 | 1,484 | 1,107 | 0.347 | 0.211 | 72.5 | 274 |
| 75 | 1,113 | 830 | 0.348 | 0.212 | 54.5 | 206 |
| 50 | 742 | 553 | 0.391 | 0.238 | 40.8 | 154 |
| 25 | 371 | 277 | 0.407 | 0.248 | 21.3 | 81 |
| **Continuous Power** | | | | | | |
| 100 | 1,250 | 932 | 0.345 | 0.210 | 60.8 | 230 |

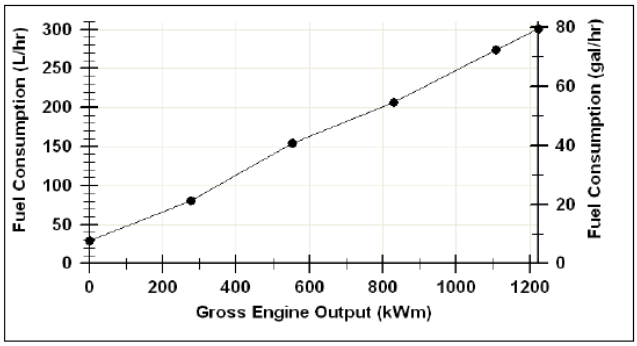



*Ilustración 17 Consumo de combustible según régimen de trabajo para planta de 1150kW Fuente: (ENERGY, 2008)*

| Evento | Régimen (%) | Gal/h | horas | Galones/dia | Galones/mes |
|---|---|---|---|---|---|
| **Sistema actual** | 100 | 72,50 | 24 | **1.740,00** | **52.200,00** |
| **Sistema hibrido (plantas)** | 50 | 40,80 | 10 | 408,00 | 12.240,00 |
| | 100 | 72,50 | 6 | 435,00 | 13.050,00 |
| | 100 | 72,50 | 8 | 580,00 | 17.400,00 |
| **Total** | | | | **1.423,00** | **42.690,00** |
| **Diferencia de combustible** | | | | | **9.510,00** |

| Sistema hibrido (Fotovoltaico) | Energía mensual (kWh) | CECi (gal/kwh) | Galones no usados | Total de galones ahorrados |
|---|---|---|---|---|
| | 103.718,81 | 0,08 | **8.556,80** | **18.066,80** |

*Tabla 21 Ahorro de combustible Fuente propia*

Como se evidencia en la tabla 21, el total de galones ahorrados de acuerdo al régimen de operación de las plantas y a la incorporación del sistema fotovoltaico asciende a la suma aproximada de 18.000 galones, cumpliendo con el criterio numero 3 frente al ahorro del 30% del consumo actual de combustible.

Por último, se establece el propuesto de diagrama unifilar del proyecto a ejecutar, así

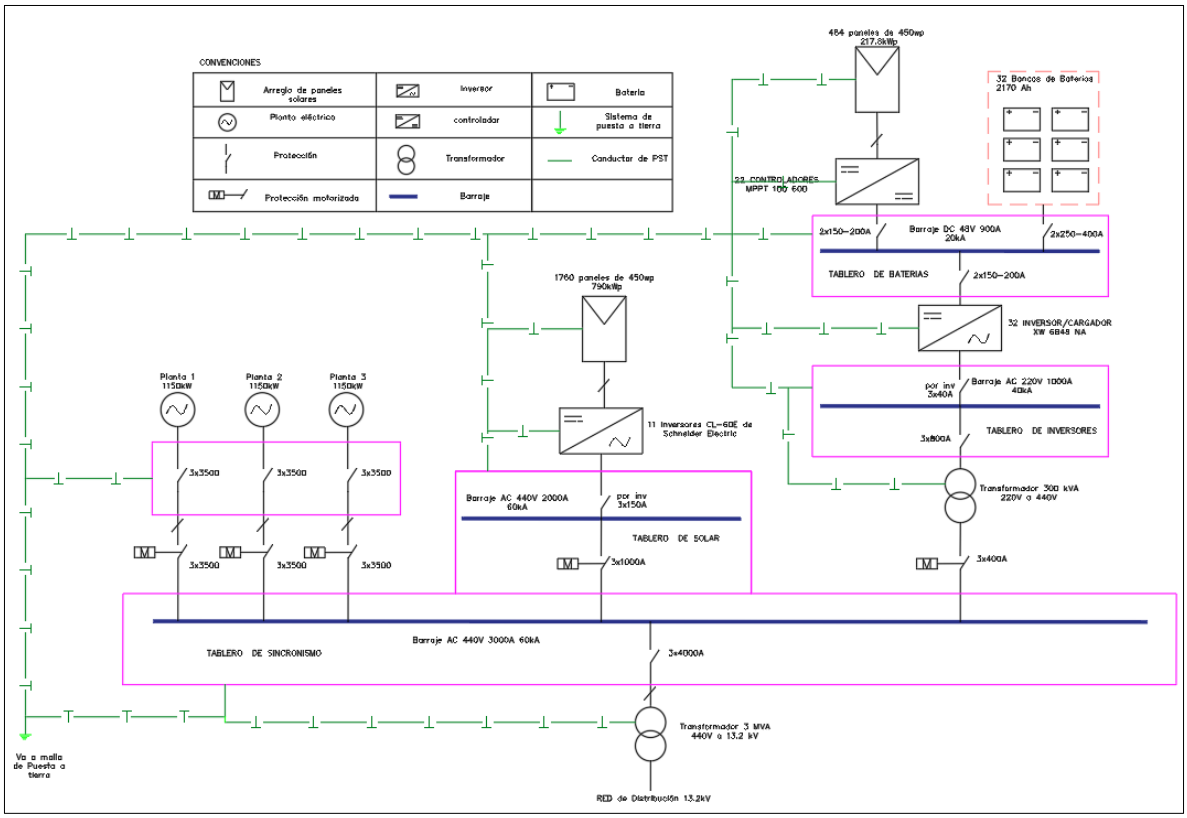



*Ilustración 18 Diagrama unifilar proyectado Fuente : propia*

### 4.1.7. Tamaño y localización

**a. Factores para determinar Tamaño optimo del proyecto**

Para el desarrollo del proyecto de Diseño de un sistema de generación hibrido Solar-Diesel que permita disminuir el consumo de combustible en el municipio de Acandí- Choco, se deben tener en cuenta los siguientes factores en la determinación del tamaño optimo del sistema de generación a diseñar, entre los cuales se tienen:

- Cantidad de paneles solares
- Cantidad de baterías
- Cantidad de plantas eléctricas

- Tanques de almacenamiento de combustible
- Cantidad de inversores y controladores (Cuarto de equipos)

### b. Estimación de Tamaño optimo del proyecto

La central de energía se encuentra ubicada en la coordenada 8.504238, -77.275595 al sur del municipio de Acandí, próximo al aeropuerto Alcides Fernández.

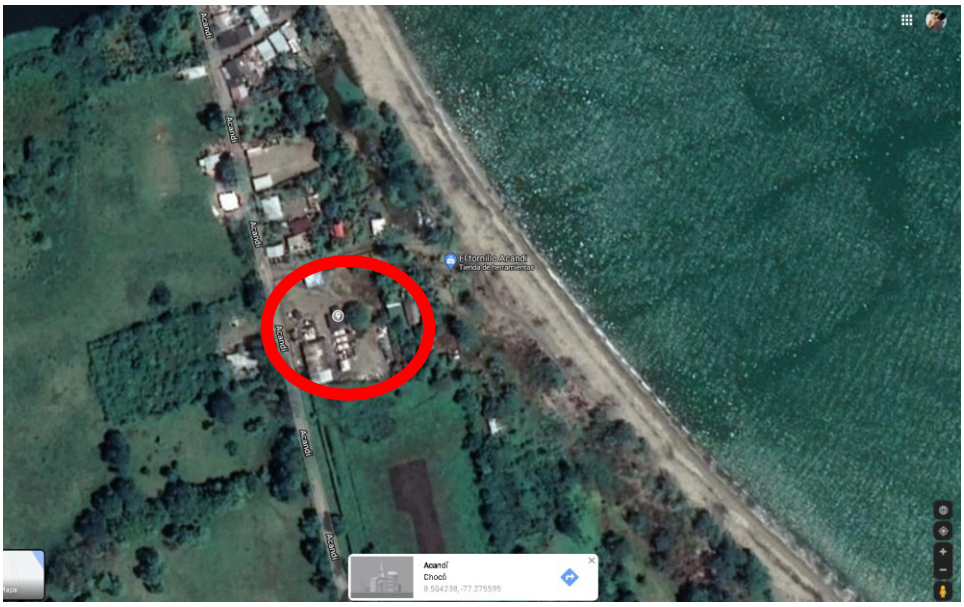



*Ilustración 19 Ubicación de central de generación*

El Lote comprende un área de 5000 mts2 aproximadamente donde se encuentra el área de las plantas y de los tanques de almacenamiento.

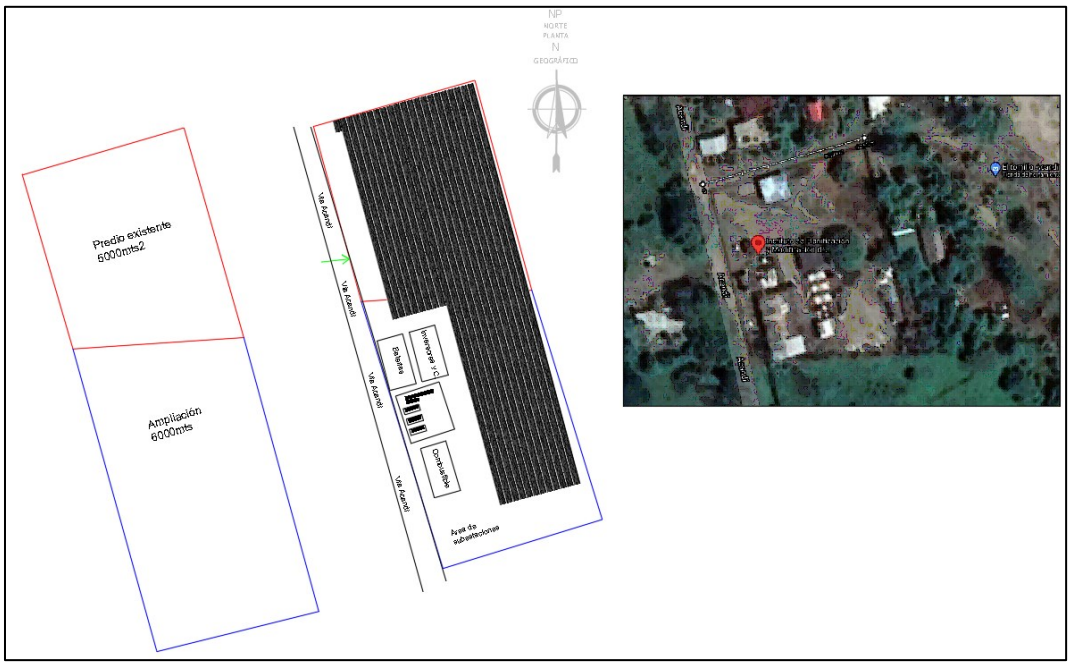



*Ilustración 20 Disposición de planta central de generación hibrida Fuente: IPSE- Propia*

La ubicación de la central hibrida se encuentra contemplada en el área dispuesta en colores rojo y azul, las cuales representan el área existente y la proyectada respectivamente, para un total de 11.000 mts2.

Actualmente la infraestructura de prestación de energía eléctrica que se tiene en el municipio tiene arranque desde dicho punto y si la ubicación de la central es cambiada abruptamente se debería realizar un diseño de red nueva de ampliación para la energización de la red existente, comprendiendo en su totalidad un proyecto totalmente aparte al cual se quiere desarrollar, diferente a lo proyectado actualmente.

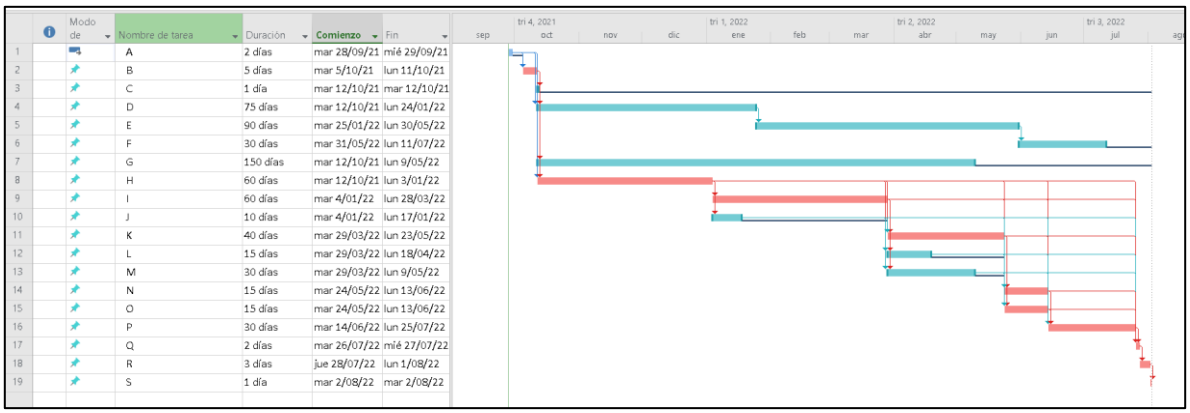
### 4.1.8. Diseño del proceso (Montaje del sistema hibrido)

Una vez diseñado el sistema de generación hibrido, se procede a realizar el diseño del proceso de ejecución para el montaje del sistema en el municipio de Acandí, para lo cual se establecen las siguientes actividades:

| Actividad | Descripción | Proceso Predecesor | Tiempo (Días) |
|---|---|---|---|
| A | Visita Técnica a la Planta de Generación | - | 2 |
| B | Revisión y ajuste de Diseño Eléctrico y civil (Planos y Memorias de Calculo) | A | 5 |
| C | Entrega de Documentación técnica a las entidades ambientales y de energía | B | 1 |
| D | Compra de equipos del sistema fotovoltaico | A y B | 75 |
| E | Nacionalización de equipos | D | 90 |
| F | Transporte de equipos a Acandí | E | 30 |
| G | Obtención de Certificados UPME/ANLA (Beneficios tributarios) | B | 150 |
| H | Compra y Adecuación del Terreno | A y B | 60 |
| I | Obras Civiles | H | 60 |
| J | Montaje de sistema de Puesta a Tierra | H | 10 |
| K | Montaje Sistema Paneles Solares | H,I,J | 40 |
| L | Montaje de inversores de inyección | H,I,J | 15 |
| M | Montaje de inversores, controladores y baterías | H,I,J | 30 |
| N | Montaje Sistema de Protección | H,I,J,K,L,M | 15 |
| O | Montaje Sistema de Monitoreo (Medición) | H,I,J,K,L,M | 15 |
| P | Montaje subestación | H,I,J,K,L,M,N,O | 30 |
| Q | Conexión al Sistema Eléctrico del Operador de Red | H,I,J,K,L,M,N,O,P | 2 |
| R | Pruebas | Q | 3 |
| S | Entrada en Operación | R | 1 |

*Tabla 22 Actividades en el proceso de ejecución Fuente propia*

Establecidas las actividades del proceso de ejecución del proyecto, con la ayuda de la herramienta Project se evalúa la ruta crítica y los tiempos del mismo así:



| | Modo de | Nombre de tarea | Duración | Comienzo | Fin |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | A | 2 días | mar 28/09/21 | mié 29/09/21 |
| 2 | | B | 5 días | mar 5/10/21 | lun 11/10/21 |
| 3 | | C | 1 día | mar 12/10/21 | mar 12/10/21 |
| 4 | | D | 75 días | mar 12/10/21 | lun 24/01/22 |
| 5 | | E | 90 días | mar 25/01/22 | lun 30/05/22 |
| 6 | | F | 30 días | mar 31/05/22 | lun 11/07/22 |
| 7 | | G | 150 días | mar 12/10/21 | lun 9/05/22 |
| 8 | | H | 60 días | mar 12/10/21 | lun 3/01/22 |
| 9 | | I | 60 días | mar 4/01/22 | lun 28/03/22 |
| 10 | | J | 10 días | mar 4/01/22 | lun 17/01/22 |
| 11 | | K | 40 días | mar 29/03/22 | lun 23/05/22 |
| 12 | | L | 15 días | mar 29/03/22 | lun 18/04/22 |
| 13 | | M | 30 días | mar 29/03/22 | lun 9/05/22 |
| 14 | | N | 15 días | mar 24/05/22 | lun 13/06/22 |
| 15 | | O | 15 días | mar 24/05/22 | lun 13/06/22 |
| 16 | | P | 30 días | mar 14/06/22 | lun 25/07/22 |
| 17 | | Q | 2 días | mar 26/07/22 | mié 27/07/22 |
| 18 | | R | 3 días | jue 28/07/22 | lun 1/08/22 |
| 19 | | S | 1 día | mar 2/08/22 | mar 2/08/22 |



*Ilustración 21 Ruta crítica Fuente propia-Project*

Teniendo en cuenta la estructura anterior, se puede determinar que la ruta crítica es A, B, H, I, K, N, O, P, Q, R, S y el tiempo total para el montaje del sistema solar fotovoltaico es de 233 días, que comprende desde la visita técnica al lugar de implementación de la planta de generación Hibrida, hasta la entrada en operación del sistema.

### 4.1.9 Diseño del proceso (operación y mantenimiento)

La operación y el rendimiento de los sistemas de generación híbridos (Solar-Diesel) dependen en gran manera del mantenimiento de los equipos, por lo cual es indispensable establecer un proceso adecuado de mantenimiento y operación del sistema a implementar, permitiendo cumplir con las necesidades de los habitantes de Acandí- Choco.

#### 4.1.9.1 Proceso de Operación

Las actividades de operaciones consisten en el monitoreo, supervisión y control del sistema de generación hibrido en coordinación con las actividades de mantenimiento. Por lo tanto, se establecen los siguientes procesos de operación, que dan lugar a los equipos de trabajo:

1. **Control y monitoreo del rendimiento:** se debe establecer un equipo encargado de realizar el correspondiente control y monitoreo del sistema de generación hibrido de acuerdo a los planteamientos establecidos al momento de

diseñar el sistema planteado, dicho control se puede realizar de forma remota a través del uso del sistema de software de monitoreo y/o centros de operaciones de la planta.

2. **Control Planta Eléctrica:** Se debe contar con equipo experto y capacitado en el uso de los equipos enfocado en el manejo de interruptores físicos y maniobras de operación según sea el caso.
3. **Equipo de Pronóstico:** Se debe contar con un equipo que se encuentre en constante análisis del comportamiento de la demanda de energía, que permita pronosticar y/o estimar comportamientos basados en predicciones numéricas del clima, datos satelitales y/o pronósticos estadísticos.
4. **Equipo de Seguridad**: Equipo responsable de proteger y mantener seguro al público en general.

#### 4.1.9.1 Proceso de Mantenimiento

Las actividades de mantenimiento en este tipo de sistemas que usan generadores a partir de combustión dependen prioritariamente de dos variables principales, la primera el modo de operación y la segunda el mantenimiento regular que se le dé al sistema, estas actividades generalmente se llevan a cabo por técnicos especializados, teniendo en cuenta los análisis del grupo de control, con el fin de realizar adecuadamente los mantenimientos se deben realizar inspecciones visuales y físicas periódicas, así como las verificaciones necesarias para cumplir con los manuales de operación de los equipos del sistema en el caso de las plantas y los paneles solares.

Existen cuatro tipos de actividades de Mantenimiento, que son:

1. **Mantenimiento predictivo**: Es una actividad que se lleva a cabo con el fin de establecer un nivel de servicio determinado en los equipos a utilizar, programando revisiones en el momento más oportuno, de acuerdo a un pronóstico derivado del análisis y la evaluación de los parámetros característicos

de la degradación o deterioro de los equipos del sistema hibrido, dicho análisis es obtenido del grupo de control y monitoreo.

2. **Mantenimiento correctivo**: Es una actividad que se lleva a cabo con el fin de poner en servicio algún equipo que haya salido de operación, en razón de ocurrencia de una falla o daño colateral de operación del sistema.
3. **Mantenimiento extraordinario**: Actividades y obras sustanciales cuando se producen eventos impredecibles en el sistema, las cuales requiere restaurar equipos dañados en consecuencia de un evento de fuerza mayor, robo o incendio, o defectos en los equipos que ocurren repentinamente desde de meses u años de la operación de la planta.
4. **Servicios adicionales:** Son actividades distintas a las de mantenimiento eléctrico y mecánico, las cuales son:
    a) Limpieza de módulos, Manejo de vegetación y remoción de arena
    b) Control de plagas, eliminación de residuos, reparación de caminos, mantenimientos de equipos de seguridad, entre otros
    c) Medición en el sitio con lectura semanal y mensual del medidor, registro físico de las mediciones e inspecciones térmicas del funcionamiento de la planta

#### 4.1.9.2 Flujograma del proceso de operación y mantenimiento

El diagrama de flujo que se muestra en la siguiente figura, establece el proceso de operación y mantenimiento para el sistema diseñado, con el fin de establecer un rendimiento y adecuada operación en cuanto a la prestación del servicio de energía eléctrica.

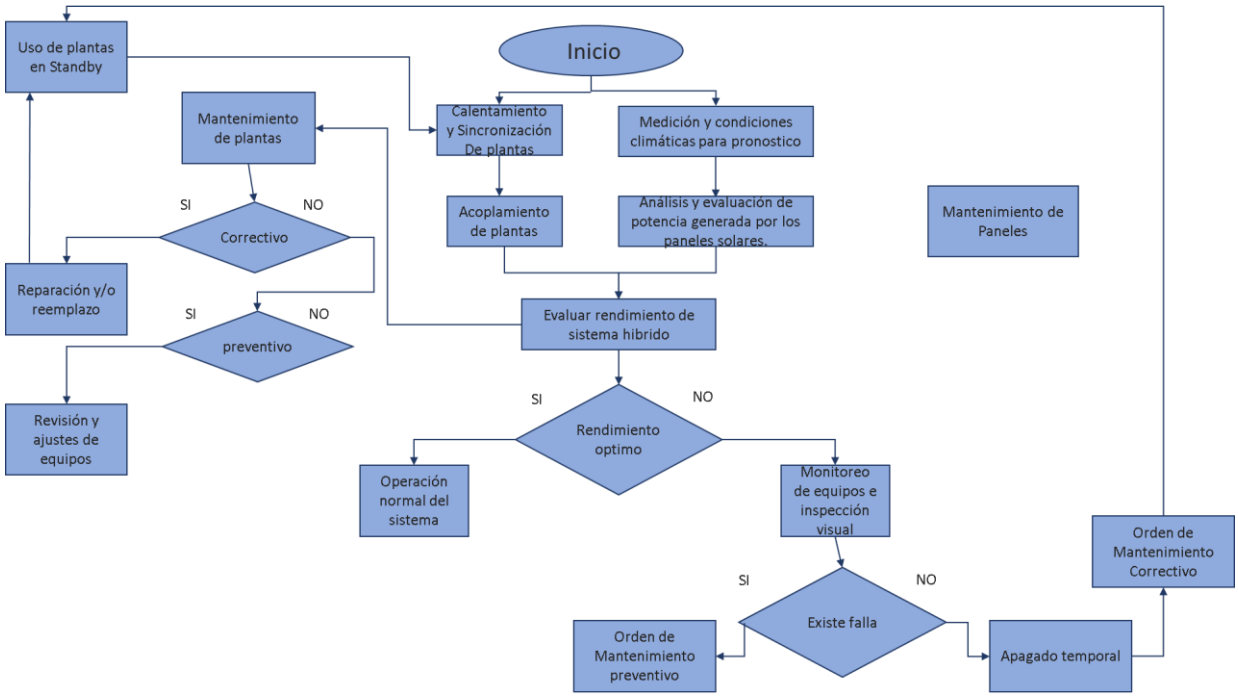



*Ilustración 22 Flujograma proceso de operación y mantenimiento Fuente: Propia*

## 4.2 Análisis de impacto ambiental

Para este proyecto, el análisis de impacto ambiental se elaborará de acuerdo a la metodología planteada por Vicente Conesa Fernández, en su libro *Guía Metodológica Para La Evaluación Del Impacto Ambiental* (FERNANDEZ-VITORA, 1993), donde se utiliza la herramienta de Matriz de Impacto Ambiental, como un método analítico, por el cual, se le puede asignar la importancia (I) a cada impacto ambiental posible de la ejecución del proyecto analizado, es así que se establece la Ecuación para el Cálculo de la Importancia (I) así:

$$I = \pm [3i + 2EX + MO + PE + RV + SI + AC + EF + PR + MC]$$

*Ecuación 2 Ecuación para el cálculo de la importancia Fuente: (FERNANDEZ-VITORA, 1993)*

Donde:

- **± =Naturaleza del impacto**: El signo del impacto hace alusión al carácter beneficioso (+) o perjudicial (-) de las distintas acciones que van a actuar sobre los distintos factores considerados.
- **I = Importancia del impacto:** Término se refiere al grado de importancia del impacto de la acción sobre el factor.
- **i = Intensidad o grado probable de destrucción:** Término se refiere al grado de incidencia de la acción sobre el factor, en el ámbito específico en el que actúa. Su valoración estará comprendida entre 1 y 12, en el que 12 expresará una destrucción total del factor en el área en la que se produce el efecto y el 1 una afección mínima.
- **EX = Extensión o área de influencia del impacto:** Se refiere al área de influencia teórica del impacto en relación con el entorno del Proyecto dividido el porcentaje del área, respecto al entorno, en que se manifiesta el efecto.
- **MO = Momento o tiempo entre la acción y la aparición del impacto:** El plazo de manifestación del impacto alude al tiempo que trascurre entre la aparición de la acción (t0) y el comienzo del efecto (tj) sobre el factor del medio considerado.
- **PE = Persistencia o permanencia del efecto provocado por el impacto:** Se refiere al tiempo que permanecería el efecto desde su aparición y a partir del cual el factor afectado retornaría a las condiciones iniciales previas a la acción por medios naturales o mediante la introducción de medidas correctoras.
- **RV = Reversibilidad:** Se refiere a la posibilidad de reconstrucción del factor afectado por el Proyecto, es decir, la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la acción, por medios naturales, una vez que aquella deja de actuar sobre el medio.
- **SI = Sinergia o reforzamiento de dos o más efectos simples:** Este atributo contempla el reforzamiento de dos o más efectos simples. El componente total de la manifestación de los efectos simples, provocados por acciones que actúan simultáneamente, es superior a la que cabría de esperar de la manifestación de

efectos cuando las acciones que las provocan actúan de manera independiente, no simultánea.

- **AC = Acumulación o efecto de incremento progresivo:** Este atributo da idea del incremento progresivo de la manifestación del efecto, cuando persiste de forma continuada o reiterada la acción que lo genera.
- **EF = Efecto (tipo directo o indirecto):** Este atributo se refiere a la relación causa-efecto, o sea a la forma de manifestación del efecto sobre un factor, como consecuencia de una acción.
- **PR = Periodicidad:** La periodicidad se refiere a la regularidad de manifestación del efecto, bien sea de manera cíclica o recurrente (efecto periódico), de forma impredecible en el tiempo (efecto irregular), o constante en el tiempo (efecto continuo).
- **MC = Recuperabilidad o grado posible de reconstrucción por medios humanos:** Se refiere a la posibilidad de reconstrucción, total o parcial, del factor afectado como consecuencia del Proyecto, es decir la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la actuación, por medio de la intervención humana (introducción de medidas correctoras).

Una vez definida la ecuación y variables contenidas en la misma, se debe establecer el modelo a utilizar que será basado en el siguiente cuadro:

| **Signo** | | **Intensidad (i) - (Admite valores intermedios)** | |
|---|---|---|---|
| Beneficioso | + | Baja | 1 |
| Perjudicial | - | Total | 12 |
| **Extensión (EX)** | | **Momento (MO)** | |
| Puntual | 1 | Largo plazo | 1 |
| Parcial | 2 | Medio plazo | 2 |
| Extenso | 4 | Inmediato | 4 |
| Total | 8 | Critico | 8 |
| Critica | 12 | | |
| **Persistencia (PE)** | | **Reversibilidad (RV)** | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Fugaz | 1 | Corto plazo | 1 |
| Temporal | 2 | Medio plazo | 2 |
| Permanente | 4 | Irreversible | 4 |
| **Sinergia (SI)** | | **Acumulación (AC)** | |
| Sin sinergismo | 1 | Simple | 1 |
| Sinérgico | 2 | Acumulativo | 4 |
| Muy sinérgico | 4 | | |
| **Efecto (EF)** | | **Periodicidad (PR)** | |
| Indirecto | 1 | Irregular | 1 |
| Directo | 4 | Periódico | 2 |
| | | Continuo | 4 |
| **Recuperabilidad (MC)** | | | |
| Recup. Inmediato | 1 | | |
| Recuperable | 2 | | |
| Mitigable | 4 | | |
| Irrecuperable | 8 | | |

*Tabla 23 Modelo de importancia del impacto. (FERNANDEZ-VITORA, 1993)*

En función del modelo presentado previamente, es importante destacar que los valores de la importancia pueden variar, por lo cual tienen asignado un valor y una calificación, así:

| Valor I | Calificación | Significado |
|---|---|---|
| < 25 | BAJO | La afectación del mismo es irrelevante en comparación con los fines y objetivos del Proyecto en cuestión |
| ≥ 25 y <50 | MODERADO | La afectación del mismo no precisa prácticas correctoras o protectoras intensivas. |
| ≥ 50 y <75 | SEVERO | La afectación de este exige la recuperación de las condiciones del medio a través de medida correctoras o protectoras. El tiempo de recuperación necesario es en un periodo prolongado |
| ≥ 75 | CRITICO | La afectación del mismo es superior al umbral aceptable. Se produce una perdida permanente de la calidad en las condiciones ambientales. No hay posibilidad de recuperación alguna. |
| | BENEFICIOSO | Los valores con signo + se consideran de impacto beneficioso |

*Tabla 24 Valores extremos de la importancia (FERNANDEZ-VITORA, 1993)*

Establecidos los criterios se realiza la diligencia de la matriz así:

| Aspecto ambiental | CRITERIOS | MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Proceso - Actividad | | Alteración paisaje | Alteración flora | Alteración fauna | Uso del suelo | Uso de agua | Generación de residuo contaminante | Generación de ruido | Generación de material particulado |
| Replanteo y Adecuación del Terreno | Signo | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | i | 10 | 10 | 5 | 10 | 1 | 1 | 4 | 1 |
| | EX | 2 | 4 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| | MO | 4 | 4 | 2 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| | PE | 4 | 4 | 4 | 4 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| | RV | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 |
| | SI | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | AC | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | EF | 4 | 4 | 4 | 4 | 1 | 4 | 1 | 4 |
| | PR | 4 | 4 | 4 | 4 | 2 | 1 | 2 | 1 |
| | MC | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 |
| | (I) | 56 | 60 | 39 | 56 | 20 | 24 | 29 | 24 |
| CALIFICACIÓN | | Severo | Severo | Moderado | Severo | Bajo | Bajo | Moderado | Bajo |
| Obras Civiles | Signo | - | - | - | - | | - | - | - |
| | i | 10 | 10 | 5 | 10 | | 1 | 4 | 1 |
| | EX | 2 | 4 | 2 | 2 | | 2 | 2 | 2 |
| | MO | 4 | 4 | 2 | 4 | | 4 | 4 | 4 |
| | PE | 4 | 4 | 4 | 4 | | 2 | 2 | 2 |
| | RV | 2 | 2 | 2 | 2 | | 2 | 1 | 2 |
| | SI | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 |
| | AC | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 |
| | EF | 4 | 4 | 4 | 4 | | 4 | 1 | 4 |
| | PR | 4 | 4 | 4 | 4 | | 1 | 2 | 1 |
| | MC | 2 | 2 | 2 | 2 | | 2 | 1 | 2 |
| | (I) | 56 | 60 | 39 | 56 | 0 | 24 | 29 | 24 |
| CALIFICACIÓN | | Severo | Severo | Moderado | Severo | Nulo | Bajo | Moderado | Bajo |
| Montaje Sistema Paneles Solares | Sig | - | - | - | - | | | - | |
| | i | 2 | 5 | 5 | 10 | | | 1 | |
| | EX | 1 | 4 | 2 | 2 | | | 1 | |

| Aspecto ambiental | CRITERIOS | MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Proceso - Actividad | | Alteración paisaje | Alteración flora | Alteración fauna | Uso del suelo | Uso de agua | Generación de residuo contaminante | Generación de ruido | Generación de material particulado |
| | MO | 1 | 4 | 2 | 4 | | | 4 | |
| | PE | 4 | 4 | 4 | 4 | | | 1 | |
| | RV | 2 | 2 | 2 | 2 | | | 1 | |
| | SI | 1 | 1 | 1 | 1 | | | 1 | |
| | AC | 1 | 1 | 1 | 1 | | | 1 | |
| | EF | 4 | 4 | 4 | 4 | | | 1 | |
| | PR | 4 | 4 | 4 | 4 | | | 1 | |
| | MC | 2 | 2 | 2 | 2 | | | 1 | |
| | (I) | 27 | 45 | 39 | 56 | 0 | 0 | 16 | 0 |
| CALIFICACIÓN | | Moderado | Moderado | Moderado | Severo | Nulo | Nulo | Bajo | Nulo |
| Montaje Sistema puesta a tierra | Si | - | - | | - | | | - | |
| | i | 2 | 2 | | 2 | | | 1 | |
| | EX | 1 | 1 | | 2 | | | 1 | |
| | MO | 1 | 1 | | 1 | | | 4 | |
| | PE | 4 | 4 | | 4 | | | 1 | |
| | RV | 2 | 2 | | 2 | | | 1 | |
| | SI | 1 | 1 | | 1 | | | 1 | |
| | AC | 1 | 1 | | 1 | | | 1 | |
| | EF | 4 | 4 | | 1 | | | 1 | |
| | PR | 4 | 4 | | 4 | | | 1 | |
| | MC | 2 | 2 | | 4 | | | 1 | |
| | (I) | 27 | 27 | 0 | 28 | 0 | 0 | 16 | 0 |
| CALIFICACIÓN | | Moderado | Moderado | Nulo | Moderado | Nulo | Nulo | Bajo | Nulo |
| Montaje Sistema de acumulación | Sig | - | - | | - | | | - | |
| | i | 2 | 2 | | 3 | | | 1 | |
| | EX | 1 | 1 | | 1 | | | 1 | |
| | MO | 1 | 1 | | 4 | | | 4 | |
| | PE | 4 | 4 | | 1 | | | 1 | |
| | RV | 2 | 2 | | 1 | | | 1 | |
| | SI | 1 | 1 | | 1 | | | 1 | |
| | AC | 1 | 1 | | 1 | | | 1 | |
| | EF | 1 | 1 | | 1 | | | 1 | |
| | PR | 4 | 4 | | 4 | | | 1 | |

| Aspecto ambiental | CRITERIOS | MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Proceso - Actividad | | Alteración paisaje | Alteración flora | Alteración fauna | Uso del suelo | Uso de agua | Generación de residuo contaminante | Generación de ruido | Generación de material particulado |
| | MC | 2 | 2 | | 1 | | | 1 | |
| | (I) | 24 | 24 | 0 | 25 | 0 | 0 | 16 | 0 |
| CALIFICACIÓN | | Bajo | Bajo | Nulo | Moderado | Nulo | Nulo | Bajo | Nulo |
| Montaje Subestación | Sig | - | - | - | - | | | - | |
| | i | 2 | 2 | 5 | 4 | | | 3 | |
| | EX | 1 | 1 | 2 | 1 | | | 1 | |
| | MO | 1 | 1 | 2 | 4 | | | 1 | |
| | PE | 4 | 4 | 4 | 1 | | | 1 | |
| | RV | 2 | 2 | 2 | 1 | | | 1 | |
| | SI | 1 | 1 | 1 | 1 | | | 1 | |
| | AC | 1 | 1 | 1 | 1 | | | 1 | |
| | EF | 1 | 1 | 4 | 1 | | | 1 | |
| | PR | 4 | 4 | 4 | 4 | | | 1 | |
| | MC | 2 | 2 | 2 | 1 | | | 1 | |
| | (I) | 24 | 24 | 39 | 28 | 0 | 0 | 19 | 0 |
| CALIFICACIÓN | | Bajo | Bajo | Moderado | Moderado | Nulo | Nulo | Bajo | Nulo |
| Montaje Sistema de Protección | Sig | | | | | | | - | |
| | i | | | | | | | 1 | |
| | EX | | | | | | | 1 | |
| | MO | | | | | | | 4 | |
| | PE | | | | | | | 1 | |
| | RV | | | | | | | 1 | |
| | SI | | | | | | | 1 | |
| | AC | | | | | | | 1 | |
| | EF | | | | | | | 1 | |
| | PR | | | | | | | 1 | |
| | MC | | | | | | | 1 | |
| | (I) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 | 0 |
| CALIFICACIÓN | | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Bajo | Nulo |
| Montaje Sistema de Monitoreo (Medición) | Sig | | | | | | | - | |
| | i | | | | | | | 1 | |
| | EX | | | | | | | 1 | |
| | MO | | | | | | | 4 | |

| Aspecto ambiental | CRITERIOS | MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Proceso - Actividad | | Alteración paisaje | Alteración flora | Alteración fauna | Uso del suelo | Uso de agua | Generación de residuo contaminante | Generación de ruido | Generación de material particulado |
| | PE | | | | | | | 1 | |
| | RV | | | | | | | 1 | |
| | SI | | | | | | | 1 | |
| | AC | | | | | | | 1 | |
| | EF | | | | | | | 1 | |
| | PR | | | | | | | 1 | |
| | MC | | | | | | | 1 | |
| | (I) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 | 0 |
| CALIFICACIÓN | | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Bajo | Nulo |
| Conexión al Sistema Eléctrico del Operador de Red | Sig | | | | | | | | |
| | i | | | | | | | | |
| | EX | | | | | | | | |
| | MO | | | | | | | | |
| | PE | | | | | | | | |
| | RV | | | | | | | | |
| | SI | | | | | | | | |
| | AC | | | | | | | | |
| | EF | | | | | | | | |
| | PR | | | | | | | | |
| | MC | | | | | | | | |
| | (I) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CALIFICACIÓN | | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo |
| Pruebas | Sig | | | | | | | - | - |
| | i | | | | | | | 3 | 10 |
| | EX | | | | | | | 1 | 2 |
| | MO | | | | | | | 4 | 4 |
| | PE | | | | | | | 1 | 4 |
| | RV | | | | | | | 1 | 2 |
| | SI | | | | | | | 1 | 1 |
| | AC | | | | | | | 1 | 1 |
| | EF | | | | | | | 1 | 4 |
| | PR | | | | | | | 4 | 4 |
| | MC | | | | | | | 1 | 2 |

| Aspecto ambiental | CRITERIOS | MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Proceso - Actividad | | Alteración paisaje | Alteración flora | Alteración fauna | Uso del suelo | Uso de agua | Generación de residuo contaminante | Generación de ruido | Generación de material particulado |
| | (I) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 | 56 |
| CALIFICACIÓN | | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Nulo | Moderado | Severo |
| Entrada de Operación | Sig | | | - | | | | - | - |
| | i | | | 4 | | | | 10 | 10 |
| | EX | | | 1 | | | | 2 | 2 |
| | MO | | | 1 | | | | 4 | 4 |
| | PE | | | 4 | | | | 4 | 4 |
| | RV | | | 4 | | | | 2 | 2 |
| | SI | | | 1 | | | | 1 | 1 |
| | AC | | | 1 | | | | 1 | 1 |
| | EF | | | 1 | | | | 4 | 4 |
| | PR | | | 4 | | | | 4 | 4 |
| | MC | | | 4 | | | | 2 | 2 |
| | (I) | 0 | 0 | 34 | 0 | 0 | 0 | 56 | 56 |
| CALIFICACIÓN | | Nulo | Nulo | Moderado | Nulo | Nulo | Nulo | Severo | Severo |

De acuerdo con la matriz, existen impactos “Severos”, que corresponden a todo lo relacionado con la afectación del espacio necesario para la implementación del proyecto, los cuales pueden minimizarse mediante la implementación del sistema de generación hibrido, en el espacio del sistema de generación actual y en un terreno de calidad baja que no afecte el uso del suelo, adicionalmente se presentan impactos relacionados con la operación del sistema frente a la afectación con ruido o generación de materiales particulados en este caso por el uso de fuentes de energía a partir de combustión como son las plantas de energía, los cuales pueden ser mitigados en cumplimiento de normativas de insonorización y las campañas de uso racional de la energía con la comunidad, que permita disminuir el uso de este tipo de equipos.

### 4.3 Análisis de riesgos

Los riesgos son todas aquellas circunstancias que de presentarse durante el desarrollo y ejecución del convenio tienen la potencialidad de alterar el equilibrio económico del contrato. Será previsible en la medida que el mismo sea identificable y cuantificable en condiciones normales. En razón a la naturaleza del proyecto, el tiempo de ejecución y el valor, ese necesario tener en cuenta la matriz de riesgos la cual se encontrará en el ANEXO F, donde se tendrán en cuenta todos los riesgos que se pueden manifestar dentro del desarrollo del proyecto, teniendo en cuenta que para la puesta en marcha del mismo se debe establecer un contrato de obra especifico.

## 5. ESTUDIO ADMINISTRATIVO

Al finalizar la ingeniería del proyecto, se proceder a realizar el diseño y dimensionamiento del sistema administrativo, empezando con el plan estratégico (misión, visión, organigrama, perfiles de cargo), para posteriormente establecer los recursos necesarios para el área administrativa

### 5.1 PLAN ESTRATÉGICO

En el plan estratégico se relaciona la misión, visión, organigrama y perfiles de cargo, los cuales se indican en los siguientes numerales:

#### 5.1.1 Misión

Prestar el servicio de energía eléctrica en el municipio de Acandí – Choco, en cumplimiento de normatividad vigente de manera eficiente, segura y comprometida con el cuidado del medio ambiente, creando confianza y satisfacción de todas las partes interesadas.

### 5.1.2 Visión

Para el 2026 atender y cubrir el 100% de la demanda de energía eléctrica del municipio de Acandí – Choco generando un impacto positivo en el progreso económico y ambiental del municipio con el uso eficiente y responsable de los recursos naturales de la zona.

### 5.1.3 Organigrama y perfiles de cargo

En la ejecución del proyecto se deben establecer los cargos mínimos necesarios para la prestación del servicio de energía eléctrica en una estructura organizativa adecuada y que permita al operador suministrar de manera eficiente y confiable la demanda de energía del municipio.

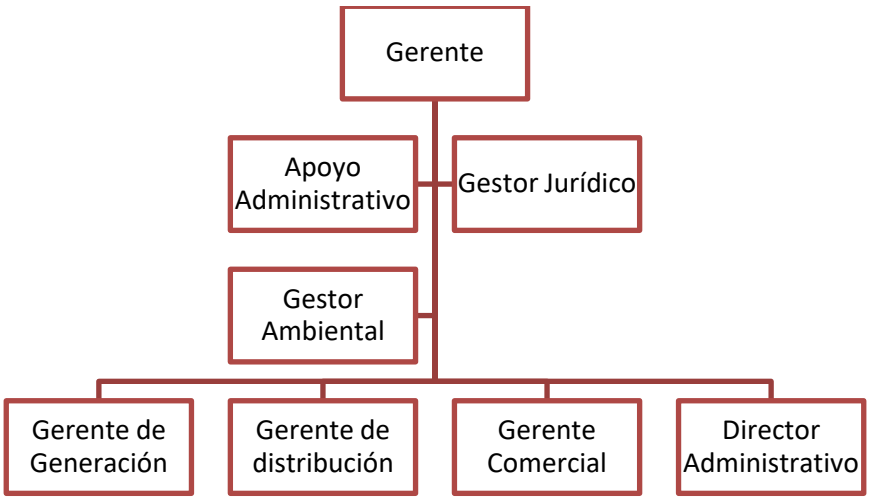



*Ilustración 23 Organigrama general proyectado Fuente propia-Project*

En la ilustración 19 se observa el organigrama general que debe tener la entidad encargada de prestar el servicio de energía, sin embargo es importante destacar que debajo de las cadenas de mando relacionadas con el área de generación, distribución, comercialización y administrativo, deberá involucrarse el personal necesario para el cumplimiento de metas y objetivos de cada uno de los sectores, como por ejemplo en el área de generación y distribución se deberá contar con personal técnico y operativo capacitado.

A continuación, se establecen algunas de las funciones básicas del personal general de la entidad prestadora del servicio y los requisitos mínimos para la contratación de los mismos:

| Cargo | Funciones | Formación académica | Conocimientos | Experiencia |
|---|---|---|---|---|
| Gerente | 1 representante legal del generador u operador según sea el caso | Profesional en Ingeniería Industrial, Ingeniería Eléctrica o Administración de Empresas con especialización en gerencia o gestión de proyectos | Regulación eléctrica | Seis (6) años en cargos similares. |
| | 2 establecer los planes de gestión de riesgos | | Sistemas de generación solar fotovoltaica | |
| | 3 plantear objetivos y metas | | Sistemas híbridos o plantas eléctricas | |
| | 4 plantear políticas de calidad mejoramiento y Seguridad y salud en el trabajo | | Reglamentos y normas del sector eléctrico | |
| | 5 coordinar todas las demás actividades inherentes al cargo | | | |
| Apoyo administrativo | 1 llevar agendas de reuniones y citas de gerencia | Secretariado técnico | Manejo de office | Un (1) año |
| | 2 recibir, registrar y despachar correspondencia | | | |
| | 3 llevar agendas de reuniones y citas de gerencia | | | |
| | 4 realizar otras tareas afines y complementarias. | | | |
| Gestor jurídico | 1 brindar asesoría en asuntos jurídico legales a la gerencia | Profesional en derecho | Normatividad y regulación | Dos (3) años en cargos similares. |
| Gestor ambiental | 1 establecer y actualizar las matrices de riesgos | Profesional en Ingeniería ambiental o carreras afines | Política Nacional Ambiental | Tres (3) años en cargos similares |
| | 2 promover y capacitar el aprovechamiento sostenible y sustentable de los recursos naturales a los usuarios del municipio | | Normas en materia de medio Ambiente y recursos naturales | |
| | 3 gestionar licencias y permisos ambientales que sean requeridos | | | |

| Cargo | Funciones | Formación académica | Conocimientos | Experiencia |
|---|---|---|---|---|
| | 4 realizar seguimiento a labores de podas o adecuaciones de terreno | | | |
| Gerente de generación | Estar en total control de la operación y mantenimiento de los sistemas de generación, con el fin de suplir la demanda de energía eléctrica del municipio | Ingeniero Eléctrico, con especialización en temas afines a generación | Gerencia de producción, mantenimiento<br>Gestión de calidad<br>Generación solar fotovoltaica | Tres (3) años en cargos similares. |
| Gerente de distribución | Estar en total control, operación y mantenimiento de los sistemas de distribución (redes, apoyos, estructuras) con el fin de suplir la demanda de energía eléctrica del municipio | Ingeniero Eléctrico, con especialización en temas afines a distribución | Gestión de calidad<br>Distribución de energía eléctrica | Tres (3) años en cargos similares. |
| Gerente comercial | Estar en total control de todos los aspectos comerciales de la venta de la energía eléctrica en lo relacionado a tarifas y subsidios si aplica, | Ingeniero eléctrico, Ingeniero Industrial | Administración<br>Gestión comercial | Tres (3) años en cargos similares. |
| Director administrativo | Dirigir y controlar el uso de los recursos humanos, materiales, económicos y financieros | Profesional en Administración de Empresas, Economista, Ingeniero Industrial o carreras afines | Administración-finanzas | Tres (3) años en cargos similares. |

*Tabla 25 Funciones y requisitos Fuente propia-Project*

# 6. ESTUDIO ECONÓMICO - FINANCIERO

## 6.1 INVERSIÓN INICIAL - PRESUPUESTO

Teniendo en cuenta, costos de referencia obtenidos de las bases de datos del IPSE en proyectos a la fecha ejecutados se presenta a continuación el presupuesto establecido del diseño de la planta de generación hibrida Solar Diesel. **Nota: los valores mostrados se encuentran en Pesos colombianos ($COL)**

| PRESUPUESTO CENTRAL DE GENERACION HIBRIDA ACANDI CHOCO | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **Descripción** | **Unidad** | **Cantidad** | **Valor Unitario** | **Valor Total** |
| **1** | **Aspectos legales y sociales** | | | | |
| 1,1 | Visita y Socialización del proyecto y capacitación de uso racional de la energía | Glb | 1 | $ 60.000.000 | $ 60.000.000 |
| 1,2 | Plan de Manejo Ambiental | Glb | 1 | $ 3.500.000 | $ 3.500.000 |
| | **SUBTOTAL** | | | | **$ 63.500.000** |
| **2** | **Aspectos Técnicos** | | | | |
| 2,1 | Estudio topográfico del terreno | und | 1 | $ 9.000.000 | $ 9.000.000 |
| 2,2 | Estudio de suelos | und | 1 | $ 8.000.000 | $ 8.000.000 |
| 2,3 | Diseños civiles | und | 1 | $ 4.000.000 | $ 4.000.000 |
| | **SUBTOTAL** | | | | **$ 21.000.000** |
| **3** | **Aspectos civiles Generales** | | | | |
| | | | | | |
| 3,1 | Adecuación y limpieza terreno | M2 | 9500 | $ 12.000 | $ 114.000.000 |
| 3,2 | Adecuación de vías | Ml | 20 | $ 230.000 | $ 4.600.000 |
| 3,3 | Bases de concreto para cuartos técnicos | M2 | 420 | $ 735.000 | $ 308.700.000 |
| 3,4 | Cerramiento perimetral | Ml | 450 | $ 97.000 | $ 43.650.000 |
| 3,5 | Encapsulado de equipos | Glb | 1 | $ 310.000.000 | $ 310.000.000 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 3,6 | Tanque de recolección de aguas | Glb | 1 | $ 8.000.000 | $ 8.000.000 |
| 3,7 | Portería | Glb | 1 | $ 12.000.000 | $ 12.000.000 |
| 3,8 | Cubiertas | M2 | 145 | $ 360.000 | $ 52.200.000 |
| 3,9 | Registros y cámaras de inspección | Und | 20 | $ 130.000 | $ 2.600.000 |
| 3,10 | Canaletas | Ml | 50 | $ 90.500 | $ 4.525.000 |
| | **SUBTOTAL** | | | | **$ 860.275.000** |
| **4** | **Obras electromecánicas** | | | | |
| 4,1 | Soportes de paneles | Rack | 1 | $ 729.300.000 | $ 729.300.000 |
| 4,2 | Tablero baterías | und | 1 | $ 21.000.000 | $ 21.000.000 |
| 4,3 | Tableros inversores | und | 1 | $ 25.000.000 | $ 25.000.000 |
| 4,4 | Tablero Parque solar | und | 1 | $ 12.000.000 | $ 12.000.000 |
| 4,5 | Tablero de sincronismo | und | 1 | $ 105.000.000 | $ 105.000.000 |
| 4,6 | Celdas de protección a 17kv | und | 1 | $ 85.000.000 | $ 85.000.000 |
| 4,7 | Ducto blindo barra Dc 48 V | und | 1 | $ 87.000.000 | $ 87.000.000 |
| 4,8 | Ducto blindo barra AC Transformador | und | 1 | $ 101.000.000 | $ 101.000.000 |
| 4,9 | Cableado Tuberías y bandejas | glb | 1 | $ 200.000.000 | $ 200.000.000 |
| | **SUBTOTAL** | | | | **$ 1.365.300.000** |
| **5** | **Transportes de equipos y materiales** | | | | |
| 5,1 | Transportes marítimos | | | | $ 300.000.000 |
| 5,2 | Transportes Terrestres | | | | $ 100.000.000 |
| 5,3 | Transporte de personal | | | | $ 20.000.000 |
| | **SUBTOTAL** | | | | **$ 420.000.000** |
| **6** | **Equipos de generación** | | | | |
| 6,1 | Paneles solares | und | 2244 | $ 606.300 | $ 1.360.537.200 |
| 6,2 | Planta generadora 1150 kW TRM($3728) | und | 1 | $ 500.000.000 | $ 500.000.000 |
| 6,3 | Accesorios, tubos de escape | Glb | 1 | $ 16.000.000 | $ 16.000.000 |
| 6,4 | Tanques de combustible | Glb | 1 | $ 96.000.000 | $ 96.000.000 |
| 6,5 | Inversores Conect 6000UL | und | 11 | $ 15.000.000 | $ 165.000.000 |
| 6,6 | Inversores bidireccionales XW 8548E | und | 32 | $ 8.600.000 | $ 275.200.000 |
| 6,7 | Controladores de carga MPPET 100/600 | und | 22 | $ 3.098.360 | $ 68.163.920 |
| 6,8 | Baterías 2170 AH | und | 32 | $ 67.787.500 | $ 2.169.200.000 |
| 6,9 | transformadores | und | 2 | $ 55.000.000 | $ 110.000.000 |
| | **SUBTOTAL** | | | | **$ 4.760.101.120** |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **7** | **Control y comunicación** | | | | | | |
| 7,1 | Equipo Schneider Combox | und | 11 | $ | 1.300.000 | $ | 14.300.000 |
| 7,2 | Sistema de monitoreo | und | 1 | $ | 24.000.000 | $ | 24.000.000 |
| 7,3 | Base estación meteorológica | und | 1 | $ | 25.000.000 | $ | 25.000.000 |
| 7,4 | Sistema de antena microondas | und | 1 | $ | 10.000.000 | $ | 10.000.000 |
| 7,5 | Medidores inteligentes | und | 1 | $ | 18.000.000 | $ | 18.000.000 |
| 7,6 | CCTV | und | 1 | $ | 35.000.000 | $ | 35.000.000 |
| | **SUBTOTAL** | | | | | **$** | **126.300.000** |
| **8** | **Impuestos seguros y gastos** | | | | | | |
| 8,1 | Impuestos | | | | | | |
| 8,2 | Tramites ley 17 15 | und | 1 | $ | 15.000.000 | $ | 15.000.000 |
| 8,3 | Pólizas y garantías | und | 1 | $ | 35.000.000 | $ | 35.000.000 |
| | **SUBTOTAL** | | | | | **$** | **50.000.000** |
| **TOTAL SIN IVA** | | | | | | **$** | **7.666.476.120** |

*Tabla 26 Presupuesto Proyecto Fuente: IPSE -propia*

El anterior presupuesto excluyo toda la parte de diseño eléctrico, el cual es el objetivo principal del proyecto a realizar, adicionalmente es importante destacar que no se incluye el valor de la expansión del predio con la compra o arriendo de 6000 metros cuadrados para la disposición en campo de los paneles solares.

## 6.2 ANALISIS DE COSTO DE OPERACIÓN

A continuación, se presentan la información básica para el planteamiento del modelo económico, teniendo en cuenta los costos de operación y mantenimiento del sistema hibrido:

**Nota: Para los equipos a importar en este caso las plantas se trabajó con TRM de $ 3.728 al mes de octubre de 2021, esto con el fin de trabajar únicamente con pesos colombianos(COL$)**

| **Datos de entrada** | | | **Distribución de costos** | |
|---|---|---|---|---|
| **Concepto** | **Unidad** | **Proyecto** | **Solar** | **Diesel** |
| Horizonte | año | 5 | $ 4.599.885.672 | $ 3.066.590.448 |
| Costo de operación Solar año 1 | $/año | $ 145.893.824,00 | | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Costo de operación diesel año 1 | $/año | $ 193.290.224,00 | | |
| crecimiento anual | % | 3 | | |
| Tasa de crecimiento precio electricidad | % | 3 | | |

*Precio de dólar en Colombia a octubre de 2021

| **Costo de mantenimiento de plantas** | | | |
|---|---|---|---|
| **Descripción** | **Valor unidad** | **Mantenimiento por año** | **gasto anual** |
| primer manto 500 horas | $ 2.700.000 | 3 | $ 8.100.000,00 |
| segundo Manto 1000 horas | $ 3.250.000 | 3 | $ 9.750.000,00 |
| Tercer Manto 3000 horas | $ 3.250.000 | 3 | $ 9.750.000,00 |
| Cuarto Manto 5000 horas | $ 3.480.000 | 3 | $ 10.440.000,00 |
| | | | $ 38.040.000,00 |
| Over haul 8000 horas | $ 150.000.000 | | |
| Over haul mayor a 15000 horas | $ 410.000.000 | | |
| **Total:** | **$ 560.000.000** | | |

| **Costo de operación Solar año 1** | **TRM - 3728** | |
|---|---|---|
| | **USD** | **COP** |
| Costos de O&m solar | 10203,9 | $ 38.040.000,00 |
| Seguros | 4900 | $ 18.267.200,00 |
| Garantías extendidas | 2800 | $ 10.438.400,00 |
| Administración | NA | $ 78.000.000 |
| Impuestos locales | 308 | $ 1.148.224,00 |
| total | | $ 145.893.824,00 |

| **Costo de operación diesel año 1** | **TRM- 3728** | |
|---|---|---|
| | **USD** | **COP** |
| Costos de operación | 10728 | $ 39.993.984,00 |
| Mantenimiento por horas | 10203,9 | $ 38.040.000,00 |
| Seguros | 12516 | $ 46.659.648,00 |
| Garantías extendidas | 7152 | $ 26.662.656,00 |
| Administración | NA | $ 39.000.000,00 |
| Impuestos locales | 787 | $ 2.933.936,00 |
| total | | $ 193.290.224,00 |

*Tabla 27 Información básica de costos Fuente: IPSE -propia*

El anterior presupuesto excluyo toda la parte de diseño eléctrico, el cual es el objetivo principal del proyecto a realizar, adicionalmente es importante destacar que no se incluye el valor de la expansión del predio con la compra o arriendo de 6000 mts2 cuadrados para la disposición en campo de los paneles solares.

## 6.3 INGRESOS

Para determinar el costo de generación de energía eléctrica con la inclusión del sistema de generación hibrido, se deben tener en cuenta los siguientes costos asociados:

### 6.3.1 Estimación de costos o "cargo" por generación a partir de combustible

Para determinar el costo asociado a la generación de energía eléctrica a partir del uso de diesel como combustible fósil, se deben tener en cuenta los siguientes parámetros, así:

- Costos asociados a la administración operación y mantenimiento de la planta de generación.
- Consumos específicos de combustible y lubricantes para la prestación del servicio
- Costos de combustible total
- Gastos de transporte de combustible
- Costos de lubricantes

#### 6.3.1.1 Estimación de costos o "cargo" por generación a partir de Energía Solar

Para determinar el costo asociado a la generación de energía eléctrica a partir del uso de energía solar fotovoltaica, se deben tener en cuenta los siguientes parámetros, así:

- Costos asociados a la administración operación y mantenimiento
- Componente de remuneración por tipo de recurso energético Resolución CREG 136 de 2019

Es importante tener en cuenta que el sistema de generación a implementar será un hibrido (solar-diesel) con acumulación en baterías, por lo cual se deberán tener en cuenta la remuneración por generación para este tipo de solución.

#### 6.3.1.2 Calculo estimado del precio del kWh en generación hibrida

Una vez establecidos los costos y parámetros a tener en cuenta en la generación hibrida tanto en su parte de combustión, como también en el uso de fuentes renovables y acumulación por baterías, mediante resolución CREG 136 de 2019, articulo 2 *"Formula de Actualización de cargos máximos de generación para sistemas híbridos diesel- solar fotovoltaicos con acumulación en el mercado relevante de comercialización …*" se inicia el cálculo estimado del costo de generación mediante la siguiente formula:

$$G_{Um} = \alpha_m * G_{m\,D} + (1 - \alpha_m) * \beta * G_{mSFV} + (1 - \alpha_m) * (1 - \beta) * G_{mA} + M_m$$

*Ecuación 3 Cargos máximos de generación Tomado de Resolución CREG 139 de 2019*

En donde:

$\boldsymbol{G_{Um}}$: Cargo máximo de generación para el mercado relevante de comercialización, correspondiente del mes m de prestación del servicio, expresado en pesos por kilovatio hora ($/kWh)

$\boldsymbol{G_{mD}}$: Cargo máximo de generación para energía suministrada a partir de recursos energéticos Diesel, correspondiente del mes m expresado en pesos por kilovatio hora ($/kWh)

$\boldsymbol{G_{mSFV}}$: Cargo máximo de generación para energía suministrada a partir de recursos energéticos solares fotovoltaicos, con alimentación directa a la red de distribución correspondiente del mes m expresado en pesos por kilovatio hora ($/kWh)

$\boldsymbol{G_{mA}}$: Cargo máximo de generación para energía suministrada a partir de acumuladores de recursos energéticos solares fotovoltaicos, correspondiente del mes m expresado en pesos por kilovatio hora ($/kWh)

$\boldsymbol{\alpha_m}$: Proporción de la generación de recursos energéticos diésel como parte de la generación del parque de generación del mercado relevante de comercialización para el mes m.

$\boldsymbol{\beta}$: 0.857

$\boldsymbol{M_m}$: Cargo máximo que remunera la actividad de monitoreo, expresado en pesos por kilovatio hora ($/kWh) para los efectos de la resolución CREG 139 de 2019 el valor asociado será cero (0).

Ahora bien, para calcular el factor $\alpha_m$ se debe utilizar la siguiente formula:

$$\alpha_m = \frac{ED_{m-1}}{ET_{m-1}}$$

*Ecuación 4 Resolución CREG 139 de 2019*

En donde:

$\boldsymbol{ED_{m-1}}$: Energía total entregada al sistema de distribución del mercado relevante de comercialización, por los recursos diésel del parque de generación durante los últimos doce meses contados a partir del mes m-1.

$\boldsymbol{ET_{m-1}}$: Energía total entregada al sistema de distribución del mercado relevante de comercialización del parque de generación durante los últimos doce meses contados a partir del mes m-1.

De acuerdo a lo anterior, inicialmente se debe realizar el cálculo de la proporción de generación de recursos diesel por lo cual se tendría:

$$\boldsymbol{\alpha m = \frac{4.7972.72\ (Energia\ entregada\ por\ el\ sistema\ diesel\ en\ primer\ año)}{5.649.405\ (energia\ proyectada\ a\ entregar)}}$$

*Ecuación 5 Tomado de (Monitoreo, 2018)*

La proporción sería igual a:

$$\boldsymbol{\alpha m = 0.8491}$$

#### 6.3.1.3 Estimación de Cargo generación Diesel Acandí-Choco ($G_{mD}$)

La resolución CREG 136 de 2019, establece que el cargo máximo de generación para energía suministrada a partir de recursos energéticos Diesel, deberá ser calculado a partir de la siguiente formula:

$$G_{mD} = \left[ (\ CI_{oD} + CM_{0\mathrm{D}}) \left( \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{mo}} \right) + 1{,}1 * (CC_m - \ CL_m) \right] * (1 - \mathrm{PT})$$

En donde:

$\boldsymbol{CI_{oD}}$: Componente de remuneración del costo promedio ponderado de inversión, por energía generada, de los recursos energéticos Diesel, del mercado relevante de comercialización señalado en este artículo, expresado en pesos constantes de la fecha base según lo previsto en el literal a) del artículo 22 de la Resolución CREG 091 de 2007, modificada mediante la resolución CREG 057 de 2009.

$\boldsymbol{CM_{oD}}$: Componente de remuneración del costo promedio ponderado de mantenimiento, por energía generada, de los recursos energéticos, del mercado relevante de comercialización señalado en este artículo, expresado en pesos constantes de la fecha base según lo previsto en el literal a) del artículo 22 de la Resolución CREG 091 de 2007, modificada mediante la resolución CREG 057 de 2009.

$\boldsymbol{CC_m}$: Componente de remuneración del costo promedio de combustible, por energía generada, de los recursos energéticos Diesel, del mercado relevante de comercialización señalado en este artículo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora ($/kwh), según lo previsto en el numeral 24.1 del artículo 24 de la Resolución CREG 091 de 2007.

$\boldsymbol{CL_m}$: Componente de remuneración del costo promedio de lubricante, por energía generada, de los recursos energéticos Diesel, del mercado relevante de comercialización señalado en este artículo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora ($/kwh), según lo previsto en el numeral 24.1 del artículo 24 de la Resolución CREG 091 de 2007.

$\boldsymbol{PT}$: Porcentaje de perdidas promedio de transformación, de la conexión de los recursos energéticos Diesel al sistema de distribución, del mercado relevante de comercialización señalado en este artículo, según lo previsto en el numeral 24.1 del artículo 24 de la resolución CREG 091 de 2007.

$\boldsymbol{IPP_{m-1}}$: Índice de precios al productor, Oferta Interna, del mes m-1

$\boldsymbol{IPP_0}$: Índice de precios al productor, Oferta Interna, de la fecha base

Para el cálculo de $CC_m$ $y$ $CL_m$ se realizó el análisis del artículo 24.1 de la CREG 091, aplicando las siguientes formulas:

$$CCm = \frac{1}{Etm} \sum_{i=1}^{i=n} CECi * Eim * PCim \qquad CLm = \frac{1}{Etm} \sum_{i=1}^{i=n} CECi * Eim * PCim$$

*Ecuación 6 Consumos y costos específicos de combustible y lubricante Fuente: resolución CREG 091 de 2007*

Teniendo los costos de combustible y lubricante en el municipio de Acandí los cuales son establecidos de acuerdo a la siguiente información:

- Precio del combustible en centro de abasto CAim=10000 $/gal
- Precio de lubricante en mercado: 70.000$/gal
- Costos de transporte de combustible: 1297$/gal (Según matriz de transporte CREG 004 de 2014)

Se establece el finalmente el costo de combustible CC para el municipio de Acandí, obteniendo:

$$CCm = \frac{1}{Etm} \sum_{i=1}^{i=n} CECi * Eim * PCim$$

Calculo para planta 1:

$$CCm1 = \ 0{,}0801 \ * 11.297 * 189.804{,}19 \ = 171.751.854{,}74$$

Calculo para planta 2:

$$CCm2 = \ 0{,}0801 \ * 11.297 * 201.367{,}43 \ = 182.215.310{,}16$$

Calculo para planta 3:

$$CCm3 = \ 0{,}0801 \ * 10.297 * 183.416{,}95 \ = 165.972.108{,}86$$

$$CCm = \frac{156.548.539{,}3 + 166.085.779{,}3 + 151.280.411{,}2}{574.588{,}56} = \mathbf{904{,}89} \ \$/k\ Wh$$

De igual forma se realiza el cálculo para el lubricante así:

$$CLm = \frac{1}{Etm} \sum_{i=1}^{i=n} CELi * PLim * Eim$$

Calculo para planta 1:

$$CLm1 = \quad 0{,}00050 * 71.297 * \ 189.804{,}19 \ = 6.766.234{,}67$$

Calculo para planta 2:

$$CLm2 = \quad 0{,}00050 * 71.297 * \ 201.367{,}43 \ = 7.178.446{,}7$$

Calculo para planta 3:

$$CLm3 = \quad 0{,}00050 * 71.297 * \ 183.416{,}95 \ = 6.538.539{,}14$$

$$CLm = \frac{6.766.234{,}67 + 7.178.446{,}7 + 6.538.539{,}14}{574.588{,}56} = \mathbf{35{,}65}\ \$/\mathrm{k}\,Wh$$

Teniendo en cuenta, las especificaciones del proyecto y lo descrito por la CREG 091 de 2007 se realiza el respectivo reemplazo dentro de la ecuación así:

$$G_{mD} = \left[(110{,}88 + 39{,}06)\left(\frac{128{,}63}{131{,}18}\right) + 1{,}1 * (904{,}89 - \ 35{,}65)\right] * (1 - 0{,}0139)$$

Nota: Se utilizan los índices de precios al productor, Oferta interna de los meses de marzo y del mes anterior febrero de 2021 (128.63 y 131.18 respectivamente)

$$G_{mD} = 1087{,}8546\ \$/\mathrm{k}\,Wh$$

#### 6.3.1.4 Estimación de Cargo generación Energía solar Acandí-Choco $(G_{mSFV})$

Según la Resolución CREG 136 de 2019 se establecen los siguientes componentes de remuneración de costos de inversión y operación y mantenimiento de generación de sistemas híbridos, en lo pertinente a sistemas fotovoltaicos, así:

| Tipo de recurso energético | Costo de inversión, Cioj ($/kWh) | Costos de administración, operación y mantenimiento, Cmoj ($/kWh) |
|---|---|---|
| Solar fotovoltaico con alimentación directa a red. | 319,18 | 38,05 |

| | | |
|---|---|---|
| Acumulación de recurso solar fotovoltaico | 1.889,13 | 208,96 |

*Tabla 28 Componentes de remuneración de costos de inversión y de administración operación y mantenimiento de sistemas híbridos Fuente: resolución CREG 139 de 2019*

Así mismo establece la siguiente fórmula para el cálculo del valor asignado al cargo por generación fotovoltaica:

$$\boldsymbol{Gmsfv = \mathbf{CCm} + \mathbf{CMoj}\left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_{mo}}\right)}$$

*Ecuación 7 Ecuación de cargo máximo por sistemas Fotovoltaicos Tomado de Resolución CREG 139-2019*

Donde reemplazando valores se obtiene:

$$\boldsymbol{Gmsfv = 319,18 + 38,05\left(\frac{128.63}{131.18}\right) = 356.490\ \$kwh}$$

**Nota:** Se utilizan los índices de precios al productor, Oferta interna de los meses de marzo y del mes anterior febrero de 2021 (128.63 y 131.18 respectivamente)

#### 6.3.1.5 Estimación de Cargo generación Acumulación (baterías) Acandí-Choco $(G_{mA})$

Teniendo en cuenta que el sistema fotovoltaico diseñado contará con un sistema de acumulación y que según lo establecido en la Resolución CREG 136 de 2019, se debe realizar el correspondiente análisis por separado de los cargos del sistema fotovoltaico y de la acumulación, a continuación, se presenta el cálculo respectivo:

| Tipo de recurso energético | Costo de inversión, Cioj ($/kWh) | Costos de administración, operación y mantenimiento, Cmoj ($/kWh) |
|---|---|---|
| Solar fotovoltaico con alimentación directa a red. | 319,18 | 38,05 |

| | | |
|---|---|---|
| Acumulación de recurso solar fotovoltaico → | 1.889,13 | 208,96 |

*Tabla 29Componentes de remuneración de costos de inversión y de administración operación y mantenimiento de sistemas híbridos Fuente: resolución CREG 139 de 2019*

El sistema de acumulación tendría el siguiente valor asignado al cargo por generación fotovoltaica:

$$\boldsymbol{Gmsfv = 1.889,13 + 208,96 \left(\frac{128.63}{131.18}\right) = 2.094\ \$kwh}$$

**Nota:** Se utilizan los índices de precios al productor, Oferta interna de los meses de marzo y del mes anterior febrero de 2021 (128.63 y 131.18 respectivamente)

Finalmente, una vez calculados los cargos por generación Diesel, Fotovoltaico y acumulación, se reemplaza en la formula establecida por la CREG 139 de 2019 obteniendo el valor de $/kwh del sistema hibrido:

$$G_{Um} = \alpha_m * G_{m\,D} + (1 - \alpha_m) * \beta * G_{mSFV} + (1 - \alpha_m) * (1 - \beta) * G_{mA} + M_m$$

$$\boldsymbol{GUm} = 0.8491 * 1087,85 + (1 - 0.8491) * 0.857 * 356.490 + (1 - 0.8491)(1 - 0.857) * 2.094 = \boldsymbol{1014,9849\ \$kwh}$$

Para el modelo económico se implementará el valor hallado mediante la resolución CREG por valor de $\boldsymbol{1014,9849}$ $kwh.

## 6.4 ESCENARIOS

Los escenarios a evaluar, fueron propuestos en relación a la compra del predio de 6000 metros cuadrados que debe adquirirse o arrendarse si es el caso, así:

| Escenario | Descripción | VPN |
|---|---|---|
| a | Arriendo del lote | **- $ 864.158.382** |
| b | Compra del Lote | **$ 109.189.037** |
| c | Sin incentivos tributarios según ley 1715 | |

*Tabla 30 Escenarios a evaluar*

## 6.5 VPN Y TIR

### 6.5.1 Valor Presente Neto (VPN)

El Valor Presente Neto (VPN) determina la viabilidad de la inversión del proyecto, proporcionando teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Si VPN < 0. Indica que el proyecto no es rentable, por lo tanto, no es viable
- Si VPN = 0. El proyecto logra recuperar la inversión, sin embargo, no se aconseja, ya que no se obtendrán beneficios
- Si VPN > 0. Indica que el proyecto es rentable.

Se calculo el VPN de los diferentes escenarios, mediante una TIO del 7%, seleccionada teniendo en cuenta el tipo de proyecto el cual tiene alto impacto social y se proyecta a ser financiado por el estado, obteniendo:

| Escenario | VPN |
|---|---|
| **a)** | **- $ 864.158.382** |
| **b)** | **$ 109.189.037** |

| | |
|---|---|
| **c)** | **- $1.250.194.287** |

*Tabla 31 Valor presente neto por Escenarios*

Se evidencia que el escenario B, indica que el proyecto es rentable y viable, siempre y cuando se realice la compra del predio, incrementando la inversión inicial.

### 6.5.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que genera un proyecto, y se encarga de medir la rentabilidad de una inversión. El criterio de selección se realiza teniendo en cuenta la tasa de oportunidad "k" utilizada para el cálculo de VPN.

- ✓ Si la TIR > k, se acepta el proyecto, pues la tasa de rendimiento interno será superior a la tasa mínima de rentabilidad que exige la inversión.
- ✓ Si la TIR = k, se presentaría una situación similar a la que se produce cuando el VPN es igual a cero
- ✓ Si la TIR < k, se rechaza el proyecto, ya que no se está alcanzando la rentabilidad mínima

De acuerdo con los resultados mostrados en la tabla 28, los valores negativos de VPN ya indican que para esos escenarios el proyecto no es viable, por lo tanto, solo se calculará la TIR para aquellos casos donde el VPN dio mayor de cero. Los resultados se muestran a continuación:

| Escenario | TIR |
|---|---|
| a) | 3,61% |
| b) | 7,357% |
| c) | 2,59% |

*Tabla 32 TIR para cada escenario*

Como se evidencia en el escenario b) se cumple el criterio establecido y se da por aceptado el proyecto.

### 6.5.3 Relación Beneficio - Costo (B/C)

La relación beneficio / costo compara de forma directa los beneficios y los costos. En este proyecto se calcula la relación (B/C) para el escenario b, conforme a esto, se tienen en cuenta los siguientes criterios:

- ✓ Si B/C > 1, indica que los beneficios superan los costos, por consiguiente, el proyecto debe ser considerado.
- ✓ Si B/C = 1, no hay ganancias, pues los beneficios son iguales a los costos
- ✓ Si B/C < 1, se rechaza el proyecto, puesto que los costos son mayores que los beneficios

| Escenario | B/C |
|---|---|
| b) | $\frac{6.848.305.899{,}92}{8.666.476.120}$ = 0.79 |

*Tabla 33 Relación (B/C)*

De acuerdo los resultados se observa que la relación beneficio costo no alcanza a establecer un valor unitario que permita ser considerado como viable, sin embargo al ser un proyecto con impacto social, que tendera a ser financiado por el estado, se considera que se obtiene una relación adecuada, es de mencionar que, puede existir inversión privada, siempre y cuando se realicen gestiones administrativas enfocadas a mejorar la cultura energética del municipio, estableciendo una demanda de energía menor, que si bien decrece el ingreso por ventas de energía en kWh, reduce en gran manera el uso de las plantas de energía y los costos asociados a su operación y mantenimiento, lo anterior podría mejorar la rentabilidad del proyecto, incrementando la TIR y por ende ser atractivo para la inversión privada.

# 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una vez realizado el diseño de un sistema hibrido de generación de energía eléctrica que cumpliera los criterios establecidos para el proyecto relacionados con la disminución de consumo de combustible fósil en el municipio de Acandí – Choco y evaluada su viabilidad financiera, se puede concluir lo siguiente:

**Conclusiones Análisis de demanda**

- ✓ En el análisis de la demanda de energía eléctrica del municipio de Acandí, se evidencio un aumento de la misma para el año 2026 de aproximadamente un 15%, el sistema de generación hibrido-solar diseñado, es capaz de suplir la totalidad de la demanda del mes más desfavorable y aportar un porcentaje de energía limpia hasta un 15.29% del total de la demanda proyectada del municipio esto mejora el sistema de prestación actual en cuanto a el costo y calidad de energía, disminución del uso de combustibles fósiles y confiabilidad del sistema.
- ✓ Analizada la curva de carga diaria del municipio se evidencio que la misma proyecta un comportamiento casi lineal y constante, ya que, en horas de la madrugada se presenta un consumo exagerado que puede ser atribuible al uso constante y masivo de aires condicionados u electrodomésticos de gran consumo, se considera necesario realizar socializaciones y acercamientos con la comunidad del municipio en pro de establecer una cultura de uso racional de energía que permita disminuir la aplanar la curva de carga actual por lo menos en horas nocturnas que permita disminuir aún más el consumo de combustible fósil.
- ✓ En las zonas No interconectadas del país y en el caso particular de estudio de este proyecto Acandí – Choco, es necesario realizar un cambio de tecnología con la ayuda del gobierno, toda vez que este tipo de zonas no poseen una fuente considerable de recursos económico, lo que impide a la población adquirir equipos y/o electrodomésticos eficientes en cuanto al consumo de energía eléctrica

generando un alto consumo de energía directamente proporcional al uso de combustibles fósiles de la zona.

**Conclusiones técnicas (ingeniería del proyecto):**

- ✓ El sistema hibrido solar diésel diseñado en este proyecto, tiene una capacidad de generar de inyectar 1007 MWh anualmente mediante el sistema de inyección y 266.5 MWh mediante el sistema de acumulación energía, lo suficiente para atender demanda proyectada desde el primer año hasta el año 2026, asegurando la prestación del servicio de acuerdo a los objetivos establecidos del proyecto.
- ✓ Conforme al diseño proyectado es necesario realizar una ampliación del terreno actualmente utilizado para el sistema de generación por un total de 6000 metros cuadrados teniendo en cuenta que se debe realizar la instalación de 2.244 paneles el sistema de plantas y el área de transformación.
- ✓ El factor de emisión de $CO_2$ por cada kWh generado de energía eléctrica en Colombia de acuerdo con XM, en el caso del Sistema Interconectado es de 164,38 gramos de CO2 por kilovatio hora (KWh). Multiplicado este valor por el total de energía que se espera generar hasta el año 2026, es decir, 1273 MWh por año equivalente a 6.365 millones de MWh al 2026, se dejarían de emitir un total aproximado de 1046,28 toneladas de $CO_2$ al medio ambiente, lo que representa la siembra de aproximadamente 6267 árboles.

**Conclusiones de planificación:**

- ✓ Se evidencio que la ruta crítica corresponde prácticamente a las actividades de visita para replanteo, compra y nacionalización de equipos junto con la adecuación del terreno el tiempo total para el montaje del sistema solar fotovoltaico es de 233 días, que comprende desde la visita técnica al lugar de implementación de la planta de generación Hibrida, hasta la entrada en operación del sistema.

- ✓ El tiempo total para el montaje del sistema de generación hibrido, aplicando el criterio de la ruta crítica es de 233 días, comprendiendo desde la visita técnica para realizar el replanteo correspondiente como hasta la entrada en operación del sistema

**Conclusiones financieras:**

- ✓ De los escenarios planteados, los escenarios (a) y (c) no son viables en ninguno de los casos, ya que sin los incentivos tributarios establecidos en la ley 1715 de 2014 el proyecto no sería viable, así como también, el hecho de que no se realice una compra del terreno para la expansión de la central de generación, pues al tener un costo fijo correspondiente al pago de arriendos obtienen flujos negativos y el VPN da menor de cero.

- ✓ Ya que el proyecto tiene un impacto social alto, está enfocado en una posible inversión del estado, por lo cual se asocia la evaluación financiera a este tipo de proyectos, del análisis efectuado, se evidencio que en el año 5 el proyecto cuenta con un alto riesgo, pero para el año 6 se establece un escenario optimista donde el VPN se considera positivo.

- ✓ Como se mencionó en el apartado de análisis de la demanda, el comportamiento actual del consumo de energía eléctrica en el municipio es muy alto, toda vez que se presentan curvas de carga con muy poca variación porcentual durante todas las horas del día, es decir, la demanda de energía de los usuario no varía frente al transcurso del día, esto afecta en gran manera la dimensión del sistema hibrido diseñado, incrementando considerablemente la inversión realizada, pero, considerando la posibilidad de mejorar la cultura energética del municipio, se establecería una demanda de energía menor, que si bien decrece el ingreso por ventas de energía en kWh, reduce en gran manera el uso de las plantas de energía

y los costos asociados a su operación y mantenimiento, lo anterior podría mejorar la rentabilidad del proyecto, incrementando la TIR y por ende ser atractivo para la inversión privada.

**Recomendaciones:**

- ✓ En la estructuración y en el momento de ejecutar este tipo de proyectos, es necesario tener en cuenta un presupuesto en reserva que permita mitigar el riesgo de cambio de la TRM (Tasa Representativa del Mercado) del dólar, toda vez que los equipos a adquirir deben ser importados al país, por lo cual en el presupuesto establecido se utilizan cotizaciones en dólares.
- ✓ En las zonas No interconectadas del país, una de las rutas criticas es el transporte de los materiales a las zonas, ya que, en este tipo de municipios, no se cuenta con una infraestructura vial o transito adecuados, en su mayoría cargamentos de alto peso deben ser entregados vía fluvial, complicando y alargando los tiempos para el desarrollo de dicha actividad, por lo cual es recomendable que se establezca un tiempo de holgura en dichas actividades.

# 8. REFERENCIAS

21, R. (2020). *REN21.* Obtenido de https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf

2-1610, B. H. (1 de 9 de 2021). *https://www.monsolar.com/bateria-48v-hoppecke-power-vl-2-1610.html.* Obtenido de https://www.monsolar.com/bateria-48v-hoppecke-power-vl-2-1610.html

CREG. (2008). Resolucion CREG 161 de 2008. Bogotá: CREG.

CREG. (2014). *Zonas No Interconectadas.*

Electric, S. (09 de 2021). *solar.schneider-electric.com.* Obtenido de https://solar.schneider-electric.com/wp-content/uploads/2021/01/DS20210129_MPPT-80-600-and-MPPT-100-600-Datasheet.pdf

ENERGY, F. (2008). *FDK ENERGY*. Obtenido de www.fdkenergy.com

FERNANDEZ-VITORA, V. C. (1993). *GUIA METODOLOGICA PARA LA EVALUACION DE IMPACTO AMBIENTAL .* MADRID ESPAÑA: MUNDI-PRENSA.

HGingenieriayconstrucciones. (s.f.). *FACEBOOK.* Obtenido de https://www.facebook.com/HGingenieriayconstrucciones/photos/4007054055985615

ICONTEC. (2008). *NTC 5001. Calidad de Potencia eléctrica. Limites y metodología de evaluación.* Bogota: ICONTEC.

IPSE. (10 de 03 de 2021). *IPSE*. Obtenido de https://ipse.gov.co/

IRENA. (2020). *IRENA.* Obtenido de https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020.pdf

Jasolar. (1 de 09 de 2021). *Jasolar.* Obtenido de https://autosolar.co/paneles-solares-24v/panel-solar-ja-solar-455w-24v-monocristalino-perc?gclid=EAIaIQobChMI7ruE2-mf8wIVIAaICR3Ojw5jEAQYASABEgJQ1fD_BwE

Kumar Sarraf, A., Agarwal, S., & Kumar Sharma, D. (2016). *Performance of 1 MW Photovoltaic System in Rajasthan: A Case Study.* 2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON).

Ministerio de Minas y Energia. (2013). *Reglamento Tecnico de Instaslaciones Electricas - RETIE.* Bogotà.

Monitoreo, C.-C. N. (2018). *CNM*. Obtenido de http://190.216.196.84/cnm/

Pava Medina, M., Villalba R., D., Saavedra Q, F., Carrasco, J., & Rodríguez D, W. (2016). *FACTORES DE EMISIÓN CONSIDERADOS EN LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO CORPORATIVA MVC COLOMBIA.* Bogotá D.C.: MVC Colombia.

schneider-electric. (1 de 09 de 2021). *Solar Schneider-electric.* Obtenido de https://solar.schneider-electric.com/wp-content/uploads/2020/08/DS20200812_CL-60.pdf

SUI. (junio de 2021). *Sistema Unico de informacion de servicios publicos domiciliarios reporte junio.* Obtenido de http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_131

# ANEXOS

## ANEXO A. DEMANDA DE ENERGIA HISTORICO

| ID | Año | Mes | Habitantes | Instalada (KVA) | Demanda de Energía (kWh) | Potencia máxima en el mes (kW) | Horas de prestación prom | Observaciones |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2014 | noviembre | 9.922 | 2.500 | 246.814 | 748 | 16 | |
| 2 | 2014 | diciembre | 9.922 | 4.572 | 297.449 | 743 | 19 | |
| 3 | 2015 | enero | 9.922 | 4.572 | 297.147 | 685 | 19 | |
| 4 | 2015 | febrero | 9.922 | 4.572 | 279.096 | 700 | 20 | |
| 5 | 2015 | marzo | 9.922 | 4.572 | 301.993 | 740 | 19 | |
| 6 | 2015 | abril | 9.922 | 4.572 | 326.224 | 733 | 20 | |
| 7 | 2015 | mayo | 9.922 | 4.572 | 341.466 | 783 | 20 | |
| 8 | 2015 | junio | 9.922 | 4.572 | 354.125 | 806 | 20 | |
| 9 | 2015 | julio | 9.922 | 4.572 | 381.415 | 807 | 21 | |
| 10 | 2015 | agosto | 9.922 | 4.572 | 362.711 | 814 | 20 | |
| 11 | 2015 | septiembre | 9.922 | 4.572 | 363.302 | 836 | 20 | |
| 12 | 2015 | octubre | 9.922 | 4.572 | 378.044 | 834 | 20 | |
| 13 | 2015 | noviembre | 9.922 | 4.572 | 397.727 | 910 | 21 | |
| 14 | 2015 | diciembre | 9.922 | 4.572 | 379.506 | 866 | 19 | |
| 15 | 2016 | enero | 9.922 | 4.572 | 348.448 | 869 | 19 | |
| 16 | 2016 | febrero | 9.922 | 4.572 | 337.381 | 775 | 20 | |
| 17 | 2016 | marzo | 9.922 | 4.572 | 372.615 | 802 | 20 | |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 18 | 2016 | abril | 9.922 | 4.572 | 372.615 | 802 | 20 | Daño en sistema de monitoreo |
| 19 | 2016 | mayo | 9.922 | 4.572 | 372.615 | 802 | 20 | Daño en sistema de monitoreo |
| 20 | 2016 | junio | 9.922 | 4.572 | 372.615 | 802 | 20 | Daño en sistema de monitoreo |
| 21 | 2016 | julio | 9.922 | 4.572 | 372.615 | 802 | 20 | Daño en sistema de monitoreo |
| 22 | 2016 | agosto | 9.922 | 4.572 | 387.293 | 862 | 20 | |
| 23 | 2016 | septiembre | 9.922 | 4.572 | 370.982 | 881 | 20 | |
| 24 | 2016 | octubre | 9.505 | 4.572 | 383.031 | 858 | 20 | |
| 25 | 2016 | noviembre | 9.505 | 4.572 | 365.496 | 870 | 20 | |
| 26 | 2016 | diciembre | 9.505 | 4.572 | 430.318 | 924 | 21 | |
| 27 | 2017 | enero | 9.505 | 4.572 | 399.554 | 889 | 20 | |
| 28 | 2017 | febrero | 9.505 | 4.572 | 381.419 | 905 | 21 | |
| 29 | 2017 | marzo | 9.505 | 4.572 | 431.654 | 917 | 21 | |
| 30 | 2017 | abril | 9.505 | 4.572 | 376.255 | 952 | 18 | |
| 31 | 2017 | mayo | 9.505 | 4.572 | 351.820 | 993 | 15 | mantenimientos una 1000 y una 1286 |
| 32 | 2017 | junio | 9.505 | 4.572 | 370.316 | 931 | 18 | mantenimientos una 1000 y una 1286 |
| 33 | 2017 | julio | 9.505 | 4.572 | 413.132 | 915 | 19 | mantenimientos una 1000 y una 1286 |
| 34 | 2017 | agosto | 9.505 | 4.572 | 403.871 | 978 | 18 | mantenimientos una 1000 y una 1286 |
| 35 | 2017 | septiembre | 9.505 | 4.572 | 395.221 | 940 | 19 | mantenimientos una 1000 y una 1286 |
| 36 | 2017 | octubre | 9.505 | 4.572 | 403.769 | 927 | 19 | mantenimientos una 1000 y una 1286 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 37 | 2017 | noviembre | 9.505 | 4.572 | 382.792 | 868 | 19 | mantenimientos una 1000 y una 1286 |
| 38 | 2017 | diciembre | 9.505 | 4.572 | 402.764 | 883 | 19 | mantenimientos una 1000 y una 1286 |
| 39 | 2018 | enero | 9.505 | 4.572 | 367.548 | 919 | 18 | mantenimientos una 1000 y una 1286 |
| 40 | 2018 | febrero | 9.505 | 4.572 | 354.979 | 901 | 19 | mantenimientos una 1000 y una 1286 |
| 41 | 2018 | marzo | 9.505 | 4.572 | 394.909 | 888 | 19 | mantenimientos una 1000 y una 1286 |
| 42 | 2018 | abril | 9.505 | 4.572 | 374.428 | 897 | 19 | Fuera de servicio una de 1000 |
| 43 | 2018 | mayo | 9.505 | 4.572 | 402.075 | 967 | 19 | Fuera de servicio una de 1000 |
| 44 | 2018 | junio | 9.505 | 4.572 | 368.963 | 932 | 18 | Fuera de servicio una de 1000 |
| 45 | 2018 | julio | 9.505 | 4.572 | 427.372 | 947 | 19 | Fuera de servicio una de 1000 |
| 46 | 2018 | agosto | 9.505 | 4.572 | 416.969 | 927 | 20 | Fuera de servicio una de 1000 |
| 47 | 2018 | septiembre | 9.505 | 4.572 | 404.254 | 906 | 20 | Fuera de servicio una de 1000 |
| 48 | 2018 | octubre | 9.505 | 4.572 | 404.870 | 890 | 17 | Fuera de servicio una de 1000 |
| 49 | 2018 | noviembre | 9.505 | 4.572 | 391.423 | 906 | 19 | Fuera de servicio una de 1001 |
| 50 | 2018 | diciembre | 9.505 | 4.572 | 391.423 | 906 | 19 | daño sistema |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 51 | 2019 | enero | 9.505 | 3.572 | 391.423 | 906 | 19 | En mantenimiento la de 1000 no hay información daño sistema |
| 52 | 2019 | febrero | 9.505 | 3.572 | 391.423 | 906 | 19 | En mantenimiento la de 1000y 1286 no hay información daño sistema |
| 53 | 2019 | marzo | 9.505 | 3.572 | 391.423 | 906 | 19 | En mantenimiento la de 1000y 1286 no hay información daño sistema |
| 54 | 2019 | abril | 9.505 | 3.572 | 341.748 | 909 | 19 | En mantenimiento la de 1286 |
| 55 | 2019 | mayo | 9.505 | 3.572 | 419.288 | 963 | 19 | En mantenimiento la de 1286 |
| 56 | 2019 | junio | 9.505 | 3.572 | 386.160 | 972 | 19 | En mantenimiento la de 1286 |
| 57 | 2019 | julio | 9.505 | 3.572 | 425.447 | 961 | 19 | En mantenimiento la de 1287 |
| 58 | 2019 | agosto | 9.505 | 3.572 | 431.438 | 935 | 20 | En mantenimiento la de 1286 |
| 59 | 2019 | septiembre | 9.505 | 3.572 | 370.085 | 967 | 19 | En mantenimiento la de 1286 |
| 60 | 2019 | octubre | 9.505 | 3.572 | 366.929 | 926 | 17 | En mantenimiento la de 1286 |
| 61 | 2019 | noviembre | 9.505 | 3.572 | 429.850 | 975 | 19 | En mantenimiento la de 1286 |
| 62 | 2019 | diciembre | 9.505 | 3.572 | 452.058 | 930 | 19 | |
| 63 | 2020 | enero | 9.505 | 3.572 | 418.615 | 942 | 19 | En mantenimiento la de 1286 No.2 |
| 64 | 2020 | febrero | 9.505 | 3.572 | 388.026 | 965 | 18 | En mantenimiento la de 1286 No.2 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 65 | 2020 | marzo | 9.505 | 3.572 | 366.149 | 1.096 | 15 | En mantenimiento la de 1286 No.2 |
| 66 | 2020 | abril | 9.505 | 3.572 | 401.367 | 955 | 18 | |
| 67 | 2020 | mayo | 9.505 | 3.572 | 437.454 | 1.044 | 18 | |
| 68 | 2020 | junio | 9.505 | 4.586 | 406.862 | 1.007 | 18 | entraron tres máquinas nuevas, solo queda remanente una CUMMIS de 1286 |
| 69 | 2020 | julio | 9.505 | 4.586 | 521.827 | 983 | 23 horas 54 min | La CUMMIS de 1286 entra en reserva |
| 70 | 2020 | agosto | 9.505 | 3.300 | 517.824 | 969 | 23 horas 26 min | La CUMMIS de 1286 no disponible |
| 71 | 2020 | septiembre | 14.159 | 3.300 | 507.105 | 977 | 22 horas 58 min | |
| 72 | 2020 | octubre | 14.159 | 3.300 | 526.945 | 971 | 23 horas 50 min | |
| 73 | 2020 | noviembre | 14.159 | 3.300 | 567.399 | 1.100 | 23 horas 23 min | |
| 74 | 2020 | diciembre | 14.159 | 3.300 | 589.832 | 1.104 | 23 horas 49 min | |
| 75 | 2021 | enero | 14.159 | 4.586 | 582.747 | 1.041 | 23 horas 24 min | LaCUMMIS de 1286 disponible estado regular |
| 76 | 2021 | febrero | 14.159 | 4.586 | 539.542 | 1.048 | 23 horas 9 min | |

## ANEXO B. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGIA

| **Proyección de demanda hasta diciembre de 2026** | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **ID** | **Año** | **Mes** | **Demanda kWh proyectada** | **Potencia máxima proyectada** |
| 77 | 2021 | marzo | 478.444,60 | 1035,3454 |
| 78 | 2021 | abril | 480.559,40 | 1038,7956 |
| 79 | 2021 | mayo | 482.674,20 | 1042,2458 |
| 80 | 2021 | junio | 484.789,00 | 1045,696 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 81 | 2021 | julio | 486.903,80 | 1049,1462 |
| 82 | 2021 | agosto | 489.018,60 | 1052,5964 |
| 83 | 2021 | septiembre | 491.133,40 | 1056,0466 |
| 84 | 2021 | octubre | 493.248,20 | 1059,4968 |
| 85 | 2021 | noviembre | 495.363,00 | 1062,947 |
| 86 | 2021 | diciembre | 497.477,80 | 1066,3972 |
| 87 | 2022 | enero | 499.592,60 | 1069,8474 |
| 88 | 2022 | febrero | 501.707,40 | 1073,2976 |
| 89 | 2022 | marzo | 503.822,20 | 1076,7478 |
| 90 | 2022 | abril | 505.937,00 | 1080,198 |
| 91 | 2022 | mayo | 508.051,80 | 1083,6482 |
| 92 | 2022 | junio | 510.166,60 | 1087,0984 |
| 93 | 2022 | julio | 512.281,40 | 1090,5486 |
| 94 | 2022 | agosto | 514.396,20 | 1093,9988 |
| 95 | 2022 | septiembre | 516.511,00 | 1097,449 |
| 96 | 2022 | octubre | 518.625,80 | 1100,8992 |
| 97 | 2022 | noviembre | 520.740,60 | 1104,3494 |
| 98 | 2022 | diciembre | 522.855,40 | 1107,7996 |
| 99 | 2023 | enero | 524.970,20 | 1111,2498 |
| 100 | 2023 | febrero | 527.085,00 | 1114,7 |
| 101 | 2023 | marzo | 529.199,80 | 1118,1502 |
| 102 | 2023 | abril | 531.314,60 | 1121,6004 |
| 103 | 2023 | mayo | 533.429,40 | 1125,0506 |
| 104 | 2023 | junio | 535.544,20 | 1128,5008 |
| 105 | 2023 | julio | 537.659,00 | 1131,951 |
| 106 | 2023 | agosto | 539.773,80 | 1135,4012 |
| 107 | 2023 | septiembre | 541.888,60 | 1138,8514 |
| 108 | 2023 | octubre | 544.003,40 | 1142,3016 |
| 109 | 2023 | noviembre | 546.118,20 | 1145,7518 |
| 110 | 2023 | diciembre | 548.233,00 | 1149,202 |
| 111 | 2024 | enero | 550.347,80 | 1152,6522 |
| 112 | 2024 | febrero | 552.462,60 | 1156,1024 |
| 113 | 2024 | marzo | 554.577,40 | 1159,5526 |
| 114 | 2024 | abril | 556.692,20 | 1163,0028 |
| 115 | 2024 | mayo | 558.807,00 | 1166,453 |
| 116 | 2024 | junio | 560.921,80 | 1169,9032 |
| 117 | 2024 | julio | 563.036,60 | 1173,3534 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 118 | 2024 | agosto | 565.151,40 | 1176,8036 |
| 119 | 2024 | septiembre | 567.266,20 | 1180,2538 |
| 120 | 2024 | octubre | 569.381,00 | 1183,704 |
| 121 | 2024 | noviembre | 571.495,80 | 1187,1542 |
| 122 | 2024 | diciembre | 573.610,60 | 1190,6044 |
| 123 | 2025 | enero | 575.725,40 | 1194,0546 |
| 124 | 2025 | febrero | 577.840,20 | 1197,5048 |
| 125 | 2025 | marzo | 579.955,00 | 1200,955 |
| 126 | 2025 | abril | 582.069,80 | 1204,4052 |
| 127 | 2025 | mayo | 584.184,60 | 1207,8554 |
| 128 | 2025 | junio | 586.299,40 | 1211,3056 |
| 129 | 2025 | julio | 588.414,20 | 1214,7558 |
| 130 | 2025 | agosto | 590.529,00 | 1218,206 |
| 131 | 2025 | septiembre | 592.643,80 | 1221,6562 |
| 132 | 2025 | octubre | 594.758,60 | 1225,1064 |
| 133 | 2025 | noviembre | 596.873,40 | 1228,5566 |
| 134 | 2025 | diciembre | 598.988,20 | 1232,0068 |
| 135 | 2026 | enero | 601.103,00 | 1235,457 |
| 136 | 2026 | febrero | 603.217,80 | 1238,9072 |
| 137 | 2026 | marzo | 605.332,60 | 1242,3574 |
| 138 | 2026 | abril | 607.447,40 | 1245,8076 |
| 139 | 2026 | mayo | 609.562,20 | 1249,2578 |
| 140 | 2026 | junio | 611.677,00 | 1252,708 |
| 141 | 2026 | julio | 613.791,80 | 1256,1582 |
| 142 | 2026 | agosto | 615.906,60 | 1259,6084 |
| 143 | 2026 | septiembre | 618.021,40 | 1263,0586 |
| 144 | 2026 | octubre | 620.136,20 | 1266,5088 |
| 145 | 2026 | noviembre | 622.251,00 | 1269,959 |
| 146 | 2026 | diciembre | 624.365,80 | 1273,4092 |

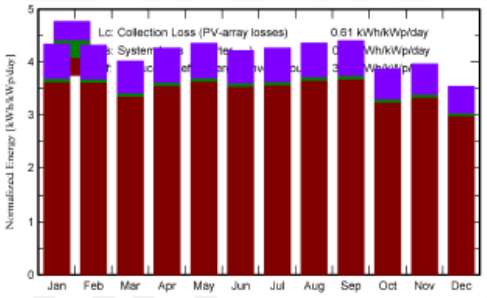
# ANEXO C. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

## Main results

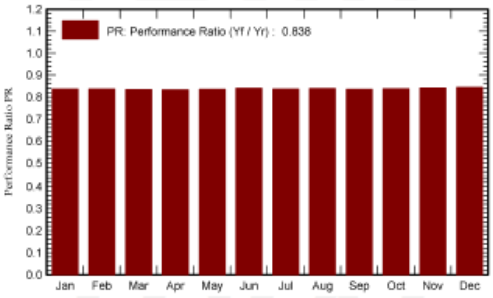
**System Production**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Produced Energy | 1007 MWh/year | Specific production | 1271 kWh/kWp/year |
| | | Performance Ratio PR | 83.79 % |

**Normalized productions (per installed kWp)**




**Performance Ratio PR**




**Balances and main results**

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray MWh | E_Grid MWh | PR ratio |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **January** | 121.6 | 69.61 | 27.25 | 134.4 | 130.6 | 90.66 | 89.08 | 0.837 |
| **February** | 114.1 | 69.71 | 27.57 | 120.9 | 117.5 | 81.59 | 80.18 | 0.837 |
| **March** | 124.9 | 79.66 | 28.11 | 124.5 | 120.5 | 83.84 | 82.37 | 0.835 |
| **April** | 135.8 | 77.43 | 27.80 | 127.9 | 123.7 | 86.00 | 84.50 | 0.834 |
| **May** | 151.2 | 84.38 | 27.45 | 134.9 | 129.6 | 90.94 | 89.36 | 0.836 |
| **June** | 145.0 | 83.15 | 26.76 | 126.5 | 121.2 | 85.68 | 84.18 | 0.840 |
| **July** | 149.9 | 80.42 | 27.12 | 132.2 | 126.9 | 89.17 | 87.62 | 0.837 |
| **August** | 146.2 | 85.17 | 27.05 | 135.1 | 130.3 | 91.37 | 89.77 | 0.839 |
| **September** | 135.0 | 71.51 | 26.39 | 132.0 | 128.0 | 89.02 | 87.45 | 0.836 |
| **October** | 116.5 | 66.41 | 26.53 | 119.9 | 116.5 | 81.09 | 79.64 | 0.839 |
| **November** | 110.1 | 64.50 | 26.07 | 118.9 | 115.9 | 80.68 | 79.24 | 0.841 |
| **December** | 101.0 | 68.86 | 26.96 | 109.6 | 106.5 | 74.66 | 73.33 | 0.845 |
| **Year** | 1551.3 | 900.82 | 27.09 | 1517.0 | 1467.0 | 1024.70 | 1006.72 | 0.838 |

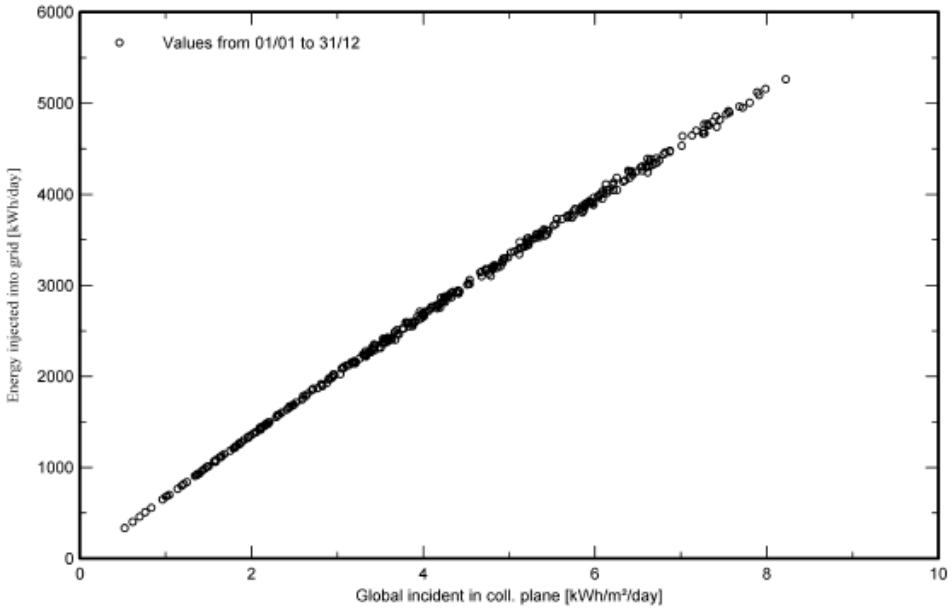
**Legends**

| | | | |
|---|---|---|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | E_Grid | Energy injected into grid |
| T_Amb | Ambient Temperature | PR | Performance Ratio |
| GlobInc | Global incident in coll. plane | | |
| GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings | | |

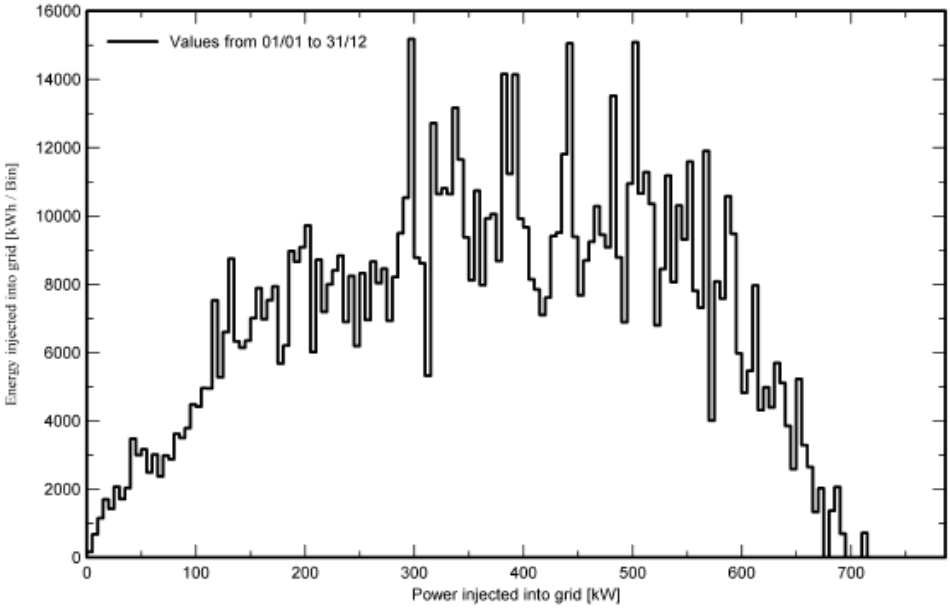
PVsyst TRIAL

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**




**Distribución de potencia de salida del sistema**



## Main results

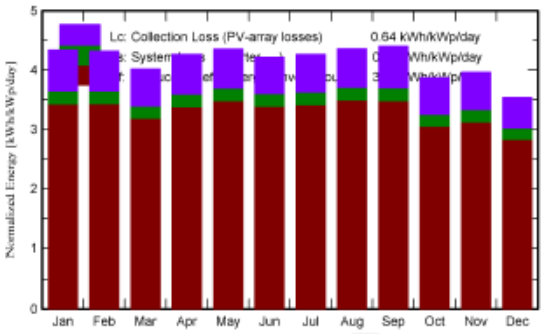
**System Production**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Produced Energy | 266.5 MWh/year | Specific production | 1223 kWh/kWp/year |
| Used Energy | 196.0 MWh/year | Performance Ratio PR | 79.57 % |
| | | Solar Fraction SF | 52.14 % |

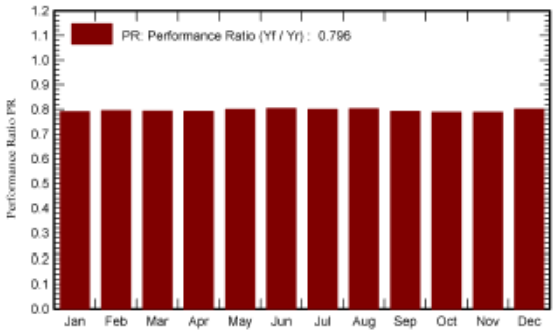
**Battery aging (State of Wear)**

| | |
|---|---|
| Cycles SOW | 80.4 % |
| Static SOW | 90.0 % |

**Normalized productions (per installed kWp)**




**Performance Ratio PR**




**Balances and main results**

| | GlobHor kWh/m² | DiffHor kWh/m² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m² | GlobEff kWh/m² | EArray MWh | E_User MWh | E_Solar MWh | E_Grid MWh | EFrGrid MWh |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **January** | 121.6 | 69.61 | 27.25 | 134.4 | 130.6 | 24.62 | 16.65 | 8.753 | 14.40 | 7.893 |
| **February** | 114.1 | 69.71 | 27.57 | 120.9 | 117.5 | 22.26 | 15.04 | 7.948 | 12.99 | 7.087 |
| **March** | 124.9 | 79.66 | 28.11 | 124.5 | 120.5 | 22.92 | 16.65 | 8.624 | 12.89 | 8.022 |
| **April** | 135.8 | 77.43 | 27.80 | 127.9 | 123.7 | 23.50 | 16.11 | 8.495 | 13.58 | 7.614 |
| **May** | 151.2 | 84.38 | 27.45 | 134.9 | 129.6 | 24.97 | 16.65 | 8.865 | 14.64 | 7.781 |
| **June** | 145.0 | 83.15 | 26.76 | 126.5 | 121.2 | 23.55 | 16.11 | 8.836 | 13.31 | 7.273 |
| **July** | 149.9 | 80.42 | 27.12 | 132.2 | 126.9 | 24.52 | 16.65 | 9.035 | 14.02 | 7.612 |
| **August** | 146.2 | 85.17 | 27.05 | 135.1 | 130.3 | 25.08 | 16.65 | 8.961 | 14.64 | 7.686 |
| **September** | 135.0 | 71.51 | 26.39 | 132.0 | 128.0 | 24.20 | 16.11 | 8.456 | 14.30 | 7.653 |
| **October** | 116.5 | 66.41 | 26.53 | 119.9 | 116.5 | 21.96 | 16.65 | 8.338 | 12.26 | 8.309 |
| **November** | 110.1 | 64.50 | 26.07 | 118.9 | 115.9 | 21.80 | 16.11 | 7.722 | 12.70 | 8.388 |
| **December** | 101.0 | 68.86 | 26.96 | 109.6 | 106.5 | 20.42 | 16.65 | 8.170 | 10.96 | 8.476 |
| **Year** | 1551.3 | 900.82 | 27.09 | 1517.0 | 1467.0 | 279.78 | 196.00 | 102.202 | 160.69 | 93.795 |

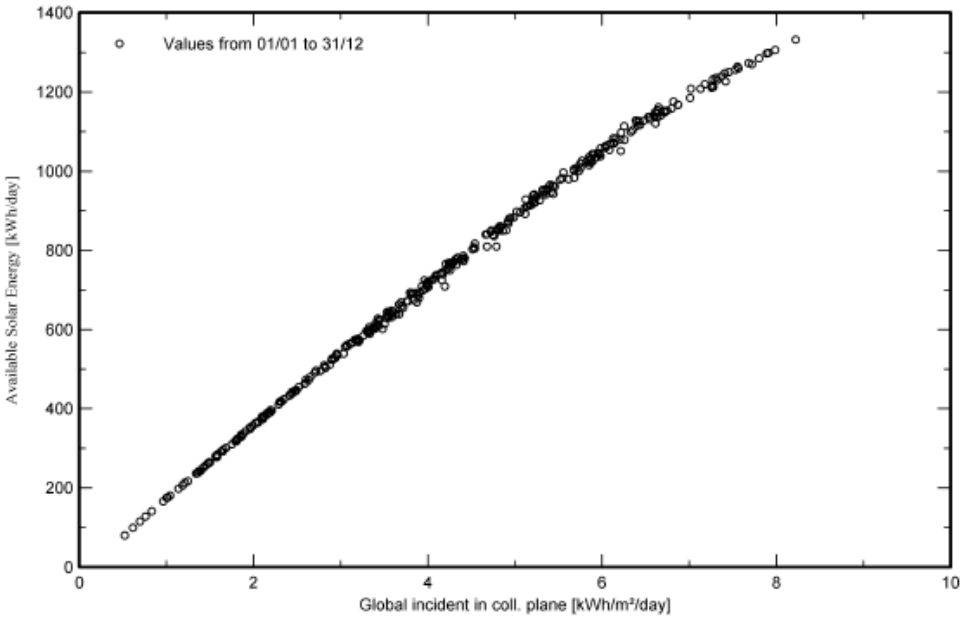
**Legends**

| | | | |
|---|---|---|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | E_User | Energy supplied to the user |
| T_Amb | Ambient Temperature | E_Solar | Energy from the sun |
| GlobInc | Global incident in coll. plane | E_Grid | Energy injected into grid |
| GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings | EFrGrid | Energy from the grid |

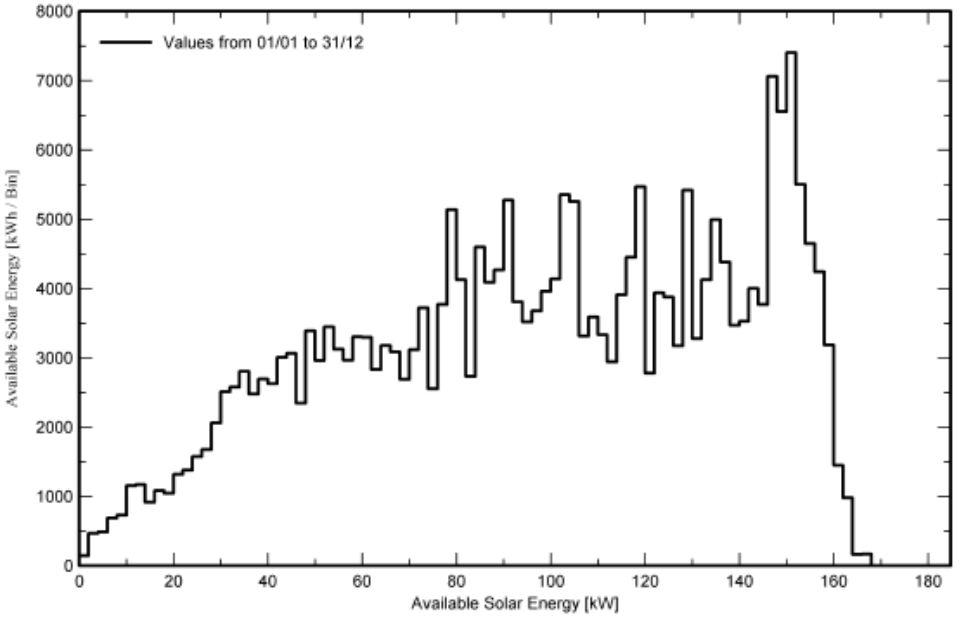
PVsyst TRIAL

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**




**Distribución de potencia de salida del sistema**



# ANEXO D. FLUJOS

## ESCENARIO A

| Concepto/año | Unidad | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Precio de venta estimado | | | $ 1.015 | $ 1.045 | $ 1.077 | $ 1.109 | $ 1.142 | $ 1.177 |
| Generacion Solar | kwh /año | | $ 938.045 | $ 984.610 | $ 1.031.175 | $ 1.077.741 | $ 1.124.306 | $ 1.158.035 |
| Generacion diesel | kwh /año | | $ 5.196.643 | $ 5.454.609 | $ 5.712.575 | $ 5.970.541 | $ 6.228.507 | $ 6.415.362 |
| Generacion sistema hibrido | kwh /año | | $ 6.134.688 | $ 6.439.219 | $ 6.743.750 | $ 7.048.282 | $ 7.352.813 | $ 7.573.397 |
| | | | | | | | | |
| **INVERSIONES** | | | | | | | | |
| Inversion sobre el sistema | COP $ | $ 7.666.476.120 | | | | | | |
| Total de inversiones | COP $ | $ 7.666.476.120 | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| **Ingresos adectos a impuestos de renta** | | | $ 6.226.615.686 | $ 6.731.781.773 | $ 7.261.653.439 | $ 7.817.259.024 | $ 8.399.665.456 | $ 8.911.205.082 |
| Venta de electricidad solar diesel | COP $ | | $ 6.226.615.686 | $ 6.731.781.773 | $ 7.261.653.439 | $ 7.817.259.024 | $ 8.399.665.456 | $ 8.911.205.082 |
| Ingreso de energia por excedentes | | | | | | | | |
| Ingreso confiabilidad | | | | | | | | |
| Otros | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| **(-)Egresos afectos IR** | COP$ | | $ 5.219.971.049 | $ 5.442.648.667 | $ 6.225.631.271 | $ 5.888.928.438 | $ 6.112.549.462 | $ 6.837.925.945 |
| Operación y mant. Solar | COP$ | | $ 145.893.824 | $ 150.270.639 | $ 154.778.758 | $ 159.422.121 | $ 164.204.784 | $ 169.130.928 |
| Operación y mant. Diesel | COP$ | | $ 193.290.224 | $ 199.088.931 | $ 205.061.599 | $ 211.213.447 | $ 217.549.850 | $ 224.076.345 |
| Costo de combustible | COP$ | | $ 4.280.787.001 | $ 4.493.289.097 | $ 4.705.790.914 | $ 4.918.292.871 | $ 5.130.794.827 | $ 5.284.718.672 |
| Reposisicion equipo diesel | | | | | $ 560.000.000 | | | $ 560.000.000 |
| Reposisicion baterias | | | | | | | | |
| Reposisicion electronica | | | | | | | | |
| Otros ( alquier lote) | COP$ | | $ 600.000.000 | $ 600.000.000 | $ 600.000.000 | $ 600.000.000 | $ 600.000.000 | $ 600.000.000 |
| | | | | | | | | |
| **(-)Gastos No desembolsables** | | | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 |
| Depreciaciones (ley 1715 de 2014) | COP$ | | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 |
| otros | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| (-) intereses | | | | | | | | |
| (-)deducciones (ley 1715) | COP$ | | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 |
| Utilidad antes de impuestos | COP$ | | -$ 143.326.781 | $ 139.161.688 | -$ 113.949.250 | $ 778.359.168 | $ 1.137.144.577 | $ 923.307.719 |
| (-) impuestos de renta | COP$ | | -$ 44.431.302 | $ 43.140.123 | -$ 35.324.267 | $ 241.291.342 | $ 352.514.819 | $ 286.225.393 |
| Utilidad despues impuestos | COP$ | | -$ 98.895.479 | $ 96.021.565 | -$ 78.624.982 | $ 537.067.826 | $ 784.629.758 | $ 637.082.326 |
| | | $ - | | | | | | |
| (+) Gastos no desembolsables | COP$ | | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 |
| (+)Deducciones | COP$ | | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 |
| (-)Egresos no afectados por IR | | | | | | | | |
| (+)ingresos no afectados por IR | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| FLUJO DE CAJA | COP$ | -$ 7.666.476.120 | $ 1.051.075.939 | $ 1.245.992.983 | $ 1.071.346.436 | $ 1.687.039.244 | $ 1.934.601.176 | $ 1.787.053.744 |
| | | | | | | | | |
| Flujo del proyecto | COP$ | -$ 7.666.476.120 | -$ 6.615.400.181 | -$ 5.369.407.198 | -$ 4.298.060.763 | -$ 2.611.021.519 | -$ 676.420.343 | $ 1.110.633.401 |
| Periodo de recuperacion 6 año | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| Tasa de oportunidad efectivo anual | 7% | | | | | | | |
| VPN | -$ 864.158.382 | -$ 7.666.476.120 | $ 982.313.962 | $ 1.088.298.526 | $ 874.537.821 | $ 1.287.034.162 | $ 1.379.343.901 | $ 1.190.789.366 |
| TIR | 3,612% | -$ 7.666.476.120 | $ 1.014.433.496 | $ 1.160.632.078 | $ 963.159.891 | $ 1.463.804.682 | $ 1.620.089.028 | $ 1.444.356.944 |

# ESCENARIO B

| Concepto/año | Unidad | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Precio de venta estimado | | | $ 1.015 | $ 1.045 | $ 1.077 | $ 1.109 | $ 1.142 | $ 1.177 |
| Generacion Solar | kwh /año | | $ 938.045 | $ 984.610 | $ 1.031.175 | $ 1.077.741 | $ 1.124.306 | $ 1.158.035 |
| Generacion diesel | kwh /año | | $ 5.196.643 | $ 5.454.609 | $ 5.712.575 | $ 5.970.541 | $ 6.228.507 | $ 6.415.362 |
| Generacion sistema hibrido | kwh /año | | $ 6.134.688 | $ 6.439.219 | $ 6.743.750 | $ 7.048.282 | $ 7.352.813 | $ 7.573.397 |
| | | | | | | | | |
| **INVERSIONES** | | | | | | | | |
| Inversion sobre el sistema | COP $ | $ 7.666.476.120 | | | | | | |
| Total de inversiones | COP $ | $ 7.666.476.120 | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| **Ingresos adectos a impuestos de renta** | | | $ 6.226.615.686 | $ 6.731.781.773 | $ 7.261.653.439 | $ 7.817.259.024 | $ 8.399.665.456 | $ 8.911.205.082 |
| Venta de electricidad solar diesel | COP $ | | $ 6.226.615.686 | $ 6.731.781.773 | $ 7.261.653.439 | $ 7.817.259.024 | $ 8.399.665.456 | $ 8.911.205.082 |
| Ingreso de energia por excedentes | | | | | | | | |
| Ingreso confiabilidad | | | | | | | | |
| Otros | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| **(-)Egresos afectos IR** | COP$ | | $ 4.619.971.049 | $ 4.842.648.667 | $ 5.625.631.271 | $ 5.288.928.438 | $ 5.512.549.462 | $ 6.237.925.945 |
| Operación y mant. Solar | COP$ | | $ 145.893.824 | $ 150.270.639 | $ 154.778.758 | $ 159.422.121 | $ 164.204.784 | $ 169.130.928 |
| Operación y mant. Diesel | COP$ | | $ 193.290.224 | $ 199.088.931 | $ 205.061.599 | $ 211.213.447 | $ 217.549.850 | $ 224.076.345 |
| Costo de combustible | COP$ | | $ 4.280.787.001 | $ 4.493.289.097 | $ 4.705.790.914 | $ 4.918.292.871 | $ 5.130.794.827 | $ 5.284.718.672 |
| Reposisicion equipo diesel | | | | | $ 560.000.000 | | | $ 560.000.000 |
| Reposisicion baterias | | | | | | | | |
| Reposisicion electronica | | | | | | | | |
| Otros ( alquier lote) | COP$ | $ 1.000.000.000 | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| **(-)Gastos No desembolsables** | | | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 |
| Depreciaciones (ley 1715 de 2014) | COP$ | | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 |
| otros | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| (-) intereses | | | | | | | | |
| (-)deducciones (ley 1715) | COP$ | | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 |
| Utilidad antes de impuestos | COP$ | | $ 456.673.219 | $ 739.161.688 | $ 486.050.750 | $ 1.378.359.168 | $ 1.737.144.577 | $ 1.523.307.719 |
| (-) impuestos de renta | COP$ | | $ 141.568.698 | $ 229.140.123 | $ 150.675.733 | $ 427.291.342 | $ 538.514.819 | $ 472.225.393 |
| Utilidad despues impuestos | COP$ | | $ 315.104.521 | $ 510.021.565 | $ 335.375.018 | $ 951.067.826 | $ 1.198.629.758 | $ 1.051.082.326 |
| | | $ - | | | | | | |
| (+) Gastos no desembolsables | COP$ | | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 | $ 919.977.134 |
| (+)Deducciones | COP$ | | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 |
| (-)Egresos no afectados por IR | | | | | | | | |
| (+)ingresos no afectados por IR | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| FLUJO DE CAJA | COP$ | -$ 8.666.476.120 | $ 1.465.075.939 | $ 1.659.992.983 | $ 1.485.346.436 | $ 2.101.039.244 | $ 2.348.601.176 | $ 2.201.053.744 |
| | | | | | | | | |
| Flujo del proyecto | COP$ | -$ 8.666.476.120 | -$ 7.201.400.181 | -$ 5.541.407.198 | -$ 4.056.060.763 | -$ 1.955.021.519 | $ 393.579.657 | $ 2.594.633.401 |
| Periodo de recuperacion 5 año | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| Tasa de oportunidad efectivo anual | 7% | | | | | | | |
| VPN | $ 109.189.037 | -$ 8.666.476.120 | $ 1.369.229.850 | $ 1.449.902.160 | $ 1.212.485.142 | $ 1.602.872.780 | $ 1.674.520.179 | $ 1.466.655.047 |
| TIR | 7,375% | -$ 8.666.476.120 | $ 1.364.454.058 | $ 1.439.805.455 | $ 1.199.842.117 | $ 1.580.626.612 | $ 1.645.520.058 | $ 1.436.227.820 |

# ESCENARIO C

| Concepto/año | Unidad | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Precio de venta estimado | | | $ 1.015 | $ 1.045 | $ 1.077 | $ 1.109 | $ 1.142 | $ 1.177 |
| Generacion Solar | kwh /año | | $ 938.045 | $ 984.610 | $ 1.031.175 | $ 1.077.741 | $ 1.124.306 | $ 1.158.035 |
| Generacion diesel | kwh /año | | $ 5.196.643 | $ 5.454.609 | $ 5.712.575 | $ 5.970.541 | $ 6.228.507 | $ 6.415.362 |
| Generacion sistema hibrido | kwh /año | | $ 6.134.688 | $ 6.439.219 | $ 6.743.750 | $ 7.048.282 | $ 7.352.813 | $ 7.573.397 |
| | | | | | | | | |
| **INVERSIONES** | | | | | | | | |
| Inversion sobre el sistema | COP $ | $ 7.666.476.120,00 | | | | | | |
| Total de inversiones | COP $ | $ 7.666.476.120,00 | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| **Ingresos adectos a impuestos de renta** | | | $ 6.226.615.686 | $ 6.731.781.773 | $ 7.261.653.439 | $ 7.817.259.024 | $ 8.399.665.456 | $ 8.911.205.082 |
| Venta de electricidad solar diesel | COP $ | | $ 6.226.615.686 | $ 6.731.781.773 | $ 7.261.653.439 | $ 7.817.259.024 | $ 8.399.665.456 | $ 8.911.205.082 |
| Ingreso de energia por excedentes | | | | | | | | |
| Ingreso confiabilidad | | | | | | | | |
| Otros | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| **(-)Egresos afectos IR** | COP$ | | $ 4.619.971.049 | $ 4.842.648.667 | $ 5.625.631.271 | $ 5.288.928.438 | $ 5.512.549.462 | $ 6.237.925.945 |
| Operación y mant. Solar | COP$ | | $ 145.893.824 | $ 150.270.639 | $ 154.778.758 | $ 159.422.121 | $ 164.204.784 | $ 169.130.928 |
| Operación y mant. Diesel | COP$ | | $ 193.290.224 | $ 199.088.931 | $ 205.061.599 | $ 211.213.447 | $ 217.549.850 | $ 224.076.345 |
| Costo de combustible | COP$ | | $ 4.280.787.001 | $ 4.493.289.097 | $ 4.705.790.914 | $ 4.918.292.871 | $ 5.130.794.827 | $ 5.284.718.672 |
| Reposisicion equipo diesel | | | | | $ 560.000.000 | | | $ 560.000.000 |
| Reposisicion baterias | | | | | | | | |
| Reposisicion electronica | | | | | | | | |
| Otros ( alquier lote) | COP$ | $ 1.000.000.000,00 | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| **(-)Gastos No desembolsables** | | | | | | | | |
| Depreciaciones (ley 1715 de 2014) | COP$ | | | | | | | |
| otros | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| (-) intereses | | | | | | | | |
| (-)deducciones (ley 1715) | COP$ | | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 |
| Utilidad antes de impuestos | COP$ | | $ 1.376.650.353 | $ 1.659.138.822 | $ 1.406.027.885 | $ 2.298.336.303 | $ 2.657.121.711 | $ 2.443.284.853 |
| (-) impuestos de renta | COP$ | | $ 426.761.610 | $ 514.333.035 | $ 435.868.644 | $ 712.484.254 | $ 823.707.730 | $ 757.418.305 |
| Utilidad despues impuestos | COP$ | | $ 949.888.744 | $ 1.144.805.787 | $ 970.159.241 | $ 1.585.852.049 | $ 1.833.413.981 | $ 1.685.866.549 |
| | | - | | | | | | |
| (+) Gastos no desembolsables | COP$ | | $ - | $ - | $ - | $ - | $ - | $ - |
| (+)Deducciones | COP$ | | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 | $ 229.994.284 |
| (-)Egresos no afectados por IR | | | | | | | | |
| (+)ingresos no afectados por IR | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| FLUJO DE CAJA | COP$ | -$ 8.666.476.120 | $ 1.179.883.027 | $ 1.374.800.071 | $ 1.200.153.524 | $ 1.815.846.332 | $ 2.063.408.264 | $ 1.915.860.832 |
| | | | | | | | | |
| Flujo del proyecto | COP$ | -$ 8.666.476.120 | -$ 7.486.593.093 | -$ 6.111.793.022 | -$ 4.911.639.498 | -$ 3.095.793.165 | -$ 1.032.384.901 | $ 883.475.931 |
| Periodo de recuperacion 5 año | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| Tasa de oportunidad efectivo anual | 7% | | | | | | | |
| VPN (COP$) | -$ 1.250.194.287,36 | -$ 8.666.476.120,00 | $ 1.102.694.418,10 | $ 1.200.803.625,54 | $ 979.682.773,68 | $ 1.385.300.472,76 | $ 1.471.181.574,97 | $ 1.276.618.967,60 |
| TIR | 2,590% | -$ 8.666.476.120,00 | $ 1.150.101.092,91 | $ 1.306.272.158,33 | $ 1.111.547.411,47 | $ 1.639.333.607,81 | $ 1.815.810.307,81 | $ 1.643.411.541,67 |

# ANEXO E. CURVA DE CARGA ACANDI DICIEMBRE 2020

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **0** | 784,8 | 727 | 768,1 | 821,1 | 614,1 | 786 | 794,9 | 762,8 | 786,6 | 679,5 | 750,9 | 789,1 | 796,9 | 828,7 | 830,3 | 842,2 | 870,5 | 873,3 | 877,9 | 850,4 | 877,2 | 906,9 | 910,2 | 965 | 926,6 | 844,8 | 747,1 | 761,4 | 771,5 | 844 | 861,9 |
| **1** | 765,6 | 706,9 | 749,5 | 795,4 | 810,9 | 763,7 | 771 | 743,2 | 763 | 706,2 | 733,2 | 772,5 | 712,8 | 793,5 | 802,1 | 802,5 | 838,4 | 846,5 | 852,3 | 823,5 | 844,1 | 872,8 | 880,5 | 929,5 | 897,1 | 819,3 | 716,7 | 731,6 | 734,7 | 808,6 | 829,6 |
| **2** | 741 | 687,9 | 727,3 | 768,9 | 783,4 | 741 | 757,1 | 727,1 | 745,6 | 685,2 | 671,8 | 752 | 737,8 | 776 | 717,9 | 774,5 | 740,5 | 821,4 | 833,3 | 803,4 | 820,2 | 846,3 | 859,8 | 913,4 | 877,1 | 805,2 | 700,5 | 715,1 | 716,1 | 779,4 | 800,2 |
| **3** | 724,2 | 663,8 | 709,8 | 743 | 763,8 | 718,7 | 738,7 | 707,9 | 721,7 | 675,2 | 704,6 | 728,5 | 724,5 | 760,2 | 749,6 | 699,1 | 779,9 | 809,9 | 817 | 777,7 | 802,6 | 822,4 | 844,1 | 892,9 | 850 | 777,5 | 687,3 | 692,9 | 698,5 | 755,7 | 775,2 |
| **4** | 710,6 | 649,1 | 690,8 | 727,4 | 740,5 | 694,1 | 719,1 | 702,6 | 708,4 | 667,5 | 687,9 | 707,4 | 699,7 | 740,4 | 723,5 | 730,2 | 758,3 | 514,5 | 796 | 760,8 | 784,1 | 801,8 | 829,8 | 869,6 | 837,4 | 750,1 | 33,7 | 4,4 | 675,3 | 734,5 | 763,7 |
| **5** | 692,8 | 633,9 | 679,5 | 610,2 | 734,2 | 685 | 703,5 | 687,5 | 696 | 671,3 | 682,1 | 693 | 682,4 | 722,9 | 700,6 | 701,9 | 733,4 | 700 | 783,5 | 746,7 | 763,2 | 793,1 | 813,5 | 845,5 | 814,3 | 573,9 | 0 | 0 | 657,3 | 716,8 | 739,2 |
| **6** | 644,8 | 585,6 | 630,4 | 649,8 | 677,5 | 645 | 654,5 | 643,7 | 650,7 | 614,3 | 639,8 | 656,5 | 642,5 | 664,7 | 644,9 | 639,9 | 674,7 | 673 | 734,9 | 709,3 | 713,8 | 742,5 | 760,9 | 793,1 | 770,7 | 713 | 601,1 | 522,8 | 604,3 | 658,6 | 653,1 |
| **7** | 640,8 | 610,4 | 621,3 | 644,7 | 656,8 | 621,7 | 650,1 | 529,2 | 644,4 | 612,5 | 642,4 | 623 | 643,1 | 650,4 | 650,2 | 625,5 | 667,7 | 654,1 | 714,8 | 666,9 | 678,1 | 733,9 | 706,1 | 769,1 | 237,9 | 686,3 | 633,2 | 625,5 | 561,4 | 613,8 | 528,5 |
| **8** | 691,2 | 680,9 | 668,5 | 700,7 | 666,9 | 631,9 | 677,5 | 543,4 | 691,4 | 642,6 | 677,6 | 657,1 | 657,4 | 690,3 | 678,9 | 689,3 | 675,4 | 675,8 | 408 | 663,4 | 707,4 | 769,2 | 672,5 | 779,7 | 544,9 | 696,6 | 660,3 | 685,1 | 655,9 | 660,6 | 720,9 |
| **9** | 739,7 | 639,7 | 735,8 | 761,3 | 691,5 | 646,2 | 722,4 | 560,3 | 728,4 | 674,8 | 711,4 | 707 | 708,2 | 742,4 | 713,2 | 729,7 | 685,4 | 718,1 | 530 | 682,3 | 758,5 | 823,1 | 700 | 827,9 | 731,4 | 741 | 716,1 | 641,5 | 730,4 | 717 | 798,1 |
| **10** | 786,1 | 719,9 | 762,2 | 818,6 | 725,8 | 670,3 | 758,4 | 557,9 | 727,3 | 692,9 | 745,8 | 638,5 | 754,9 | 793,9 | 771,6 | 761,2 | 703,9 | 767,6 | 662,2 | 733,4 | 809,3 | 859,6 | 720,3 | 847,7 | 719,7 | 769,5 | 784,7 | 796,8 | 774 | 778,4 | 854,9 |
| **11** | 813,2 | 774,4 | 793,8 | 753,7 | 761,7 | 659,5 | 740 | 617,5 | 758,5 | 707,3 | 789,7 | 769,1 | 781,8 | 829,3 | 809,9 | 814 | 732,2 | 800,2 | 745,8 | 760,2 | 864,6 | 889,6 | 748,9 | 876 | 734,8 | 809,1 | 392,5 | 814 | 812,4 | 752,7 | 897,5 |
| **12** | 819,8 | 804,9 | 817,3 | 826,3 | 803,5 | 733 | 728,3 | 681,2 | 763,9 | 693,3 | 801,9 | 789,1 | 794,6 | 834,1 | 823,4 | 823,2 | 743,3 | 844,2 | 787,1 | 786,5 | 891,3 | 902,7 | 751,5 | 905,6 | 768,2 | 839,1 | 801,5 | 796,9 | 844,9 | 768,8 | 700,1 |
| **13** | 819,8 | 836,7 | 740,6 | 710,6 | 833,2 | 776,8 | 736,2 | 724,3 | 755,7 | 699,3 | 834,7 | 801,9 | 809,2 | 858,1 | 841,4 | 861 | 780,2 | 855,1 | 819,5 | 821,3 | 915,4 | 919,1 | 765,6 | 925,2 | 825,9 | 845,3 | 830,1 | 856,7 | 864,8 | 848,8 | 891,8 |
| **14** | 818,6 | 825 | 473 | 855,1 | 840,1 | 803,9 | 731,8 | 751,1 | 736,5 | 704,7 | 837 | 814,5 | 809,1 | 862,6 | 858,6 | 884,4 | 814,7 | 887,9 | 841,1 | 847,8 | 848,2 | 931,1 | 807,8 | 934,1 | 851 | 842,2 | 848,7 | 865,7 | 875,6 | 828,7 | 890,8 |
| **15** | 834,4 | 816,2 | 785,2 | 848,6 | 802,3 | 799,6 | 734,9 | 753,7 | 718,9 | 713,5 | 829,3 | 811 | 820,3 | 865 | 875,5 | 893,2 | 813,1 | 889,4 | 829 | 848,9 | 887,4 | 923,7 | 816,6 | 925,5 | 833,6 | 805,8 | 827,6 | 878,7 | 879,5 | 838,6 | 895 |
| **16** | 827,1 | 807,4 | 706,5 | 843,4 | 803,9 | 788,6 | 756,1 | 761,4 | 734,4 | 708,8 | 817,3 | 774 | 810,6 | 864,8 | 863,2 | 887,9 | 806,6 | 867,4 | 811,3 | 828,2 | 595,6 | 914 | 800,1 | 913 | 805,8 | 788,3 | 807,2 | 862,6 | 884,3 | 870 | 833,5 |
| **17** | 805,6 | 804,5 | 816,6 | 844,7 | 535,8 | 783,4 | 768,3 | 776,7 | 756,4 | 728,5 | 813 | 791,9 | 797,5 | 855,8 | 841,7 | 863,5 | 813,2 | 857,4 | 798,6 | 824,3 | 876,2 | 897,1 | 908,3 | 922,3 | 794,9 | 754,8 | 786,6 | 791,4 | 815,7 | 895,3 | 931,8 |
| **18** | 871 | 909,1 | 931 | 961,9 | 872,4 | 918,3 | 878,2 | 883,7 | 849,9 | 833,5 | 919 | 914,4 | 912,9 | 961,9 | 954,9 | 964,3 | 927,1 | 969,9 | 905,5 | 917,4 | 899,1 | 846,7 | 1.023,30 | 1.016,20 | 748,5 | 770,3 | 806,3 | 695,8 | 327,4 | 656,2 | 509,1 |
| **19** | 891,2 | 925,5 | 981,9 | 994,5 | 891,9 | 937,7 | 881,3 | 908,6 | 873,8 | 856 | 958,4 | 947,1 | 963,2 | 1.001,30 | 993,6 | 1.009,80 | 972,4 | 1.023,70 | 947,8 | 971,9 | 1.006,00 | 1.013,50 | 1.078,20 | 982,6 | 891,7 | 892,4 | 679 | 929,5 | 744,7 | 988,1 | 749,3 |
| **20** | 890,7 | 927,7 | 986,1 | 989,1 | 899,5 | 925,9 | 878,7 | 903,9 | 873,4 | 859,2 | 963,6 | 936,6 | 954,6 | 996,4 | 1.013,20 | 1.017,40 | 986,9 | 1.012,40 | 964,6 | 990,3 | 1.026,80 | 1.022,00 | 1.100,10 | 1.023,80 | 917,6 | 881,9 | 769,6 | 936,2 | 994,6 | 970,9 | 962,5 |
| **21** | 864,3 | 918,7 | 983,4 | 987,2 | 881,8 | 889,2 | 875,5 | 894,3 | 866,1 | 851,8 | 949,4 | 928,9 | 947,7 | 983,6 | 1.004,20 | 1.024,30 | 994,7 | 1.001,00 | 958,6 | 992,3 | 1.026,20 | 1.037,00 | 1.093,60 | 1.017,40 | 904,7 | 853,6 | 699,4 | 923,3 | 991,1 | 1.003,30 | 961,4 |
| **22** | 816 | 873,2 | 919,5 | 940,6 | 858,8 | 863,3 | 832,7 | 864,7 | 817,3 | 816,6 | 897,2 | 905,9 | 915,7 | 947,6 | 961,6 | 997,8 | 964,9 | 964,3 | 940,6 | 969 | 993,8 | 1.013,90 | 1.067,60 | 977,3 | 888,4 | 826,5 | 830,7 | 877,2 | 950,6 | 878,6 | 939,6 |
| **23** | 753,5 | 811,4 | 868,3 | 890,9 | 821,6 | 825,8 | 732,1 | 818 | 767,4 | 782,5 | 835,3 | 849,9 | 871,7 | 887,4 | 900,8 | 927,5 | 898,4 | 918,7 | 897,7 | 922 | 955,4 | 953,1 | 1.017,40 | 951,8 | 876,4 | 810,6 | 803,4 | 824,1 | 891,9 | 686,2 | 917,4 |
| **Total** | 18.746,80 | 18.339,80 | 18.546,40 | 19.487,70 | 18.471,90 | 18.308,60 | 18.221,30 | 17.504,70 | 18.135,70 | 17.277,00 | 18.893,30 | 18.758,90 | 18.949,10 | 19.911,30 | 19.724,80 | 19.964,30 | 19.375,80 | 19.945,80 | 19.257,10 | 19.697,90 | 20.344,50 | 21.235,10 | 20.676,70 | 21.804,20 | 19.048,60 | 18.897,10 | 16.163,30 | 17.229,20 | 18.456,90 | 19.053,60 | 19.405,10 |

## ANEXO F. MATRIZ DE RIESGOS

| No. | Clase | Fuente | Etapa | Tipo | Descripción (Qué puede pasar y, como puede ocurrir) | Consecuencia de la ocurrencia del evento | Probabilidad | Impacto | Valoración del riesgo | categoria | ¿A quién se le Asigna? | Tratamiento / Controles a ser implementados | Impacto después del Tratamiento | | | | ¿Afecta la ejecución del contrato? | Responsable por implementar el tratamiento | Fecha estimada en que se inicia el tratamiento | Fecha estimada en que se completa el tratamiento | Monitoreo y Seguimiento | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | General | Externo | Planeación | Revisión | Problemas presentados para la autorización de licencias y permisos. Los cuales se pueden presentar por trámites que requieren un tiempo prudencial para su respectiva autorización. | Restraso en el cronograma | 3 | 4 | 7 | Riesgo Medio | Contratista | Identificación oportuna de los documentos y trámites requeridos para el correcto manejo del proyecto. Tiempos de respuesta que requiere cada trámite requerido | 2 | 3 | 4 | Riesgo bajo | SI | Contratista | Planeación del contrato | Ejecución del proyecto | Verificacion de la gestión de los trámites requeridos | Durante la planeación del contrato |
| 2 | General | Externo | Planeación | Revisión | Inconvenientes por bajos potenciales de generacion de energia | Replanteo de las posibles soluciones de energizacion, reprocesos e inconvenientes en los tiempos del cronograma | 3 | 4 | 7 | Riesgo Alto | Contratista | Estudiar por lo menos dos alternativas de potencial de generacion de energia | 2 | 2 | 4 | Riesgo bajo | SI | Contratista | Planeación del contrato | Ejecución del proyecto | Con la identificación de por lo menos dos potenciales de generacion | Durante la Ejecución del contrato |
| 3 | General | Externo | Ejecución | Regulatorio | Expedición y/o modificación de normas: ocurre por cambios normativos o por la expedición de normas posteriores a la celebración del contrato, que afecte las condiciones económicas y técnicas inicialmente pactadas. | Afectación del valor del contrato y retraso en la ejecución de los trabajos | 2 | 4 | 6 | Riesgo Alto | Contratsta / Contratante | Producción del contrato con las normas aplicables al momento de su suscripción. Revisar los cambios sustanciales que afecten el equilibrio económico del contrato con el fin de realizar los ajustes pertinentes tanto para el contratista como para la entidad. | 1 | 3 | 4 | Riesgo Bajo | SI | Contratsta / Contratante | Inicio del contrato | Terminación del contrato | Actualización permanente de las normas contractuales tributarias, ambientales y demás. | Durante la Ejecución del contrato |
| 7 | Especifico | Externo | Ejecución | Sociales o Politicos | Oposición de la comunidad a la ejecución del contrato | Retrasos en la ejecución en la entrega en los plazos establecidos | 2 | 3 | 5 | Riesgo Bajo | Contratsta | Socialización del proyecto a la comunidad, dando importancia en el alcance y beneficios de la comunidad, demostrando que planeación del proyecto cubre la necesidad de la población objeto del proyecto | 1 | 2 | 3 | Riesgo Bajo | SI | Contratsta | Inicio del contrato | Terminación del contrato | Supervision de la logistica de las reuniones | Durante la Ejecución del contrato |
| 8 | General | Externo | Ejecución | Sociales o politicos | Afectación en el desarrollo del proyecto a causa de huelgas, asonadas, paros generales de trabajadores o de transportes, situaciones de orden público. | Retrasos en la ejecución en la entrega en los plazos establecidos | 1 | 3 | 4 | Riesgo Bajo | Contratsta / Contratante | El riesgo será compartido bajo el entendido que cuando sean causas internas del proyecto el contratista debe asumir el riesgo.<br>De esta manera el Contratante asume el riesgo cuando la manifestación del riesgo obedezca a situaciones generales ajenas al contratista y de carácter y efectos generales.<br>Se realizara recopilación de datos estadísticos e información por parte de las fuentes oficiales, y de justificarse esta situación se evaluara la posibilidad de suspender el plazo de ejecución del contrato. | 1 | 2 | 3 | Riesgo Bajo | SI | Contratsta / Contratante | Inicio del contrato | Terminación del contrato | Supervisión o interventor{ia del proyecto | Durante la Ejecución del contrato |

| No. | Clase | Fuente | Etapa | Tipo | Descripción (Qué puede pasar y, como puede ocurrir) | Consecuencia de la ocurrencia del evento | Probabilidad | Impacto | Valoración del riesgo | categoría | ¿A quién se le Asigna? | Tratamiento / Controles a ser implementados | Impacto después del Tratamiento | | | | ¿Afecta la ejecución del contrato? | Responsable por implementar el tratamiento | Fecha estimada en que se inicia el tratamiento | Fecha estimada en que se completa el tratamiento | Monitoreo y Seguimiento | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 9 | General | Externo | Ejecución | Naturales | Fenómenos de la naturaleza, como inundaciones, lluvias, sequías o temblores, que imposibiliten el normal desplazamiento de las personas en el Departamento para el cumplimiento del desarrollo del contrato. | Retraso en la entrega del proyecto - variación de costos del proyecto | 3 | 5 | 8 | Riesgo Extremo | Contratista / Contratante | Para mitigar el riesgo revisión de información meteorológica, previsión desastres a través de medidas de protección y coordinación de visitas para recopilar la información. También de ser necesario, se adoptarán medidas como la suspensión o ampliación del contrato en tanto se supera el riesgo propuesto allegando los soportes necesarios por parte del contratista | 2 | 2 | 4 | Riesgo Bajo | NO | Contratista / Contratante | Inicio del contrato | Terminación del contrato | Supervisión a cargo de la Entidad. | Durante la Ejecución del contrato |
| 10 | General | Externo | Ejecución | Naturales | Dificultad de acceso al lugar de ejecución del contrato generada por condiciones climaticas | Condiciones climaticas (riesgo previsible) que generen retraso, dificultad o imposibilidad de acceso al sitio o ejecución del contrato | 3 | 5 | 8 | Riesgo Extremo | Contratista | Estudiar las condiciones climaticas a tráves de registros historicos y predicción de las entidades componentes (y estableceer plan de choque ante eventuales suspensiones) | 3 | 2 | 5 | Riesgo Bajo | SI | Contratista | Ejecución del contrato | Cierre del contrato | Informes del supervisor | Mensual |
| 11 | General | Externo | Planeación/Ejecución | Selección | La zona ya ha sido caracterizada o esta siendo afectada por otro proyecto del mismo tipo | Retrasos en la ejecución y en la entrega en los plazos establecidos | 3 | 3 | 6 | Riesgo alto | Contratista | Realizar una caracterización adecuada de las zonas a intervenir, estudiando posibles areas de afectacion , revisión de proyectos viabilizados en diferentes fondos y coordinación con la información recibida de otras entidades | 2 | 3 | 5 | Riesgo Bajo | SI | Contratista | Planeación del contrato | Ejecución del contrato | Cruce de informacion con las entidades publicas y los requermientos del contrato | Durante la Ejecución del contrato |
| 12 | Específico | Externo | Ejecución | Sociales o políticos | Conflictos que alteren la seguridad y el orden público | Eventos de terrorismo o alteraciones del orden público que impidan la ejecución del contrato | 3 | 5 | 8 | Riesgo Extremo | Contratista / Contratante | Intervención oportuna por parte de Contratante para minimizar al máximo el impacto sobre el desarrollo del proyecto o revisión de la posibilidad de supender el contrato | 2 | 2 | 4 | Riesgo Bajo | SI | Contratista / Contratante | Inicio del contrato | Cierre del contrato | Supervisión o interventoría del proyecto. | Mensual |
| 13 | General | Externo | Ejecución | Operacional | Ejecución de actividades no aprobadas por el contratante | Reclamaciones por parte del contratista al Contratante | 2 | 3 | 5 | Riesgo Medio | Contratista | Se dejara constancia de que actividades aprueba el contratante. | 2 | 1 | 3 | Riesgo Bajo | NO | Contratista | Inicio del contrato | Terminación del contrato | Supervisión a cargo de la Entidad. | Durante la Ejecución del contrato |
| 14 | Específico | Interno - Externo | Ejecución | Operacional | Riesgo humano por accidente del personal del proyecto | Afectación del proyecto por accidentes presentados | 1 | 4 | 5 | Riesgo Medio | Contratista | Cumplir a cabalidad con todas las normas de seguridad industrial y salud ocupacional, garantizando adicionalmente la vinculación de todo el personal al sistema integral de seguridad social, en la cual el Interventor verificará las condiciones. | 1 | 2 | 3 | Riesgo Bajo | NO | Contratista | Inicio del contrato | Terminación del contrato | Supervisión o interventoría a cargo de HSEQ | Durante la Ejecución del contrato |
| 15 | Específico | Externo | Ejecución | Operacional | Riesgo de no poder acceder a territorios colectivos o solicitud de consultas previas. | Afectación de los cronogramas del proyecto | 1 | 4 | 5 | Riesgo Medio | Contratista | Socialización adecauada y suscripción de los consentimientos previos, libres e informados por parte de las comunidades étnicas, en caso de oposición, cambio de usuarios plenamente justificados. | 1 | 2 | 3 | Riesgo Bajo | NO | Contratista | Inicio del contrato | Terminación del contrato | Supervisión a cargo de la Entidad. | Durante la Ejecución del contrato |

| No. | Clase | Fuente | Etapa | Tipo | Descripción (Qué puede pasar y, como puede ocurrir) | Consecuencia de la ocurrencia del evento | Probabilidad | Impacto | Valoración del riesgo | categoría | ¿A quién se le Asigna? | Tratamiento / Controles a ser implementados | Impacto después del Tratamiento | | | | ¿Afecta la ejecución del contrato? | Responsable por implementar el tratamiento | Fecha estimada en que se inicia el tratamiento | Fecha estimada en que se completa el tratamiento | Monitoreo y Seguimiento | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 16 | Específico | Interna | Ejecución | Operacional | La no vinculación oportuna de los trabajadores por parte del contratista al sistema de seguridad social integral. | Puede presentarse inconvenientes legales por parte de los trabajadores | 2 | 3 | 5 | Riesgo Medio | Contratista | Cumplir en su totalidad con la vinculación oportuna de los trabajadores por parte del contratista al sistema de seguridad social integral, en la cual el Interventor verificará las condiciones. | 1 | 2 | 3 | Riesgo Bajo | NO | Contratista | Inicio del contrato | Terminación del contrato | Supervisión a cargo del interventor o supervisión del proyecto | Durante la Ejecución del contrato |
| 17 | General | Interno - Externo | Ejecución | Operacional | Extensión del plazo: Que se den aumentos en el plazo de ejecución del proyecto por circunstancias no imputables a las partes. | Aumento de costos operacionales y retraso en la entrega del proyecto a la comunidad | 3 | 2 | 5 | Riesgo Medio | Contratista / Contratante | Verificacion del cumplimiento del cronograma propuesto para la ejecucion. | 1 | 2 | 3 | Riesgo Bajo | Si | Contratista / Contratante | Inicio del contrato | Cierre del contrato | Informe del interventor o supervisor | Mensual |
| 18 | General | Externo | Ejecución | Operacional | Hurto de equipos: Se refiere a los efectos desfavorables o cualquier daño, perjuicio o pérdida de los bienes a cargo del contratista, causados por terceros. | Retrasos en la entrega y generación de sobrecostos al proyecto | 1 | 4 | 5 | Riesgo Medio | Contratista | Reforzar la vigilancia y seguridad en las herramientas y la zona de ejecución de los trabajos | 1 | 2 | 3 | Riesgo Bajo | Si | Contratista | Ejecución del contrato | Cierre del contrato | Implementación de políticas de vigilancia entre todo el personal de la obra, con el fin de que se den señales de alerta | Diario |
| 19 | Específico | interno | Ejecución | Operacional | Baja calidad en los productos a entregar por parte del contratista o que no cumplan con los requisitos mínimos exigidos | Reprocesos y retrasos en la entrega de los productos al IPSE | 3 | 3 | 6 | Riesgo alto | Contratista | Cumplir en su totalidad con los requisitos contractuales, en la cual el Interventor verificará las condiciones de calidad y se deberá tener una póliza de calidad de los productos y seervicios. | 2 | 2 | 4 | Riesgo bajo | Si | Contratista / Contratante | Inicio del contrato | Cierre del contrato | Informe del interventor o supervisor e informes y reportes constantes del Contratista | Durante la Ejecución del contrato |
| 20 | General | Interno - Externo | Ejecución | Operacional | Riesgo ambiental, sanitario y de salud presentado por la emergencia relacioanda con el COVID 19 | Retraso en las actividades de campo y por ende en la entrega del proyecto al IPSE | 4 | 4 | 8 | Riesgo Extremo | Contratista / Contratante | Dar cumplimiento a los protocolos establecidos por autoridad competente sobre bioseguridad (Coronavirus COVID 19) y cumplir con la matriz establecida por el SG-SST del IPSE | 3 | 3 | 6 | Riesgo Alto | Si | Contratista / Contratante | Inicio del contrato | Cierre del contrato | Comunicación permanente entre el IPSE, el Contratista y el Inerventor con el fin de establecer estado de salud de personal en campo (COVID 19) a través del supervisor y SG-SST | Durante la Ejecución del contrato |
| 21 | General | Interno - Externo | Ejecución | Operacional | Riesgo cambiario por el cambio en la Tasa representativa del mercado y de precios debido a la voaltilidad de las monedas extranjeras para los elementos que se adquieren en dichas monedas | Mayor/menor valor de las actividades de ejecución del contrato | 4 | 5 | 9 | Riesgo Extremo | Contratista | Dentro de la estructuración del proyecto se trabajó con una TRM promedio de los últimos 5 meses y se tiene un maregn de volatibilidad de precisos. El contratista deberá tener en cuenta la TRM del mercado y sus cambios en los ultimos meses para asegurar que su oferta no se incremente | 3 | 3 | 6 | Riesgo Alto | Si | Contratista | Inicio del contrato | Cierre del contrato | Seguimiento del comportamiento de precios de equipos e insumos de origen extranjero y aseguramiento de precios por parte del contratista. | Durante la Ejecución del contrato |
| 22 | Específico | Interno - Externo | Planeación/Ejecución | Operacional | Riesgo de no recepción del proyecto por un esquema empresarial que realice las labores de AOM o el ente territorial | No entrega de la infraestructura construida | 4 | 5 | 8 | Riesgo Extremo | Contratista | El contratista deberá realizar todas las gestiones tendientes a la constitución del esquema empresarial (comunitario o del ente territorial) o buscar alternativas mediante esquemas empresariales constituidos, a fin de entregar la infraestructura y realizar el AOM, mientras se recibe por parte del operador creado o designado | 3 | 3 | 6 | Riesgo Alto | Si | Contratista | Inicio del contrato | Cierre del contrato | Reuniones con los interesados en la realización del AOM y entidades involucradas para la creación de la empresa o con empresas operadoras del servicio de energía. Reporte de avances mensuales | Durante la Ejecución del contrato |