



**Estudio de prefactibilidad financiera de proyecto de generación de energía Pequeña Central  
Hidroeléctrica Caicedo**

Juan Carlos Pinto Parra

Manuel Alejandro García Godoy

Monografía presentada para optar al título de Especialista en Finanzas

Asesor

Gabriel Ignacio Rojas Londoño, Magíster (MSc) en Gestión de Proyectos

Universidad de Antioquia  
Facultad de Ingeniería

Especialización en Finanzas

Medellín, Antioquia, Colombia

2022

<b>Cita</b>	(Pinto Parra & García Godoy, 2022)
<b>Referencia</b>	Pinto Parra, J., & García Godoy, M. A. (2022). <i>Estudio de prefactibilidad financiera de proyecto de generación de energía Pequeña central Hidroeléctrica Caicedo</i> [Trabajo de grado especialización]. Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia.
<b>Estilo APA 7 (2020)</b>	



Especialización en Finanzas, Cohorte XV.

Grupo de Investigación Emprendimiento, Finanzas y Gestión Organizacional.



Seleccione biblioteca, CRAI o centro de documentación UdeA (A-Z)

**Repositorio Institucional:** <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - [www.udea.edu.co](http://www.udea.edu.co)

**Rector:** John Jairo Arboleda Céspedes.

**Decano/Director:** Jesús Francisco Vargas Bonilla.

**Jefe departamento:** Mario Alberto Gaviria Giraldo

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

## Tabla de Contenido

1.	Introducción	5
2.	Objetivos	6
	Objetivo General	6
	Objetivos Específicos	6
3.	Antecedentes	7
4.	Localización del Proyecto	8
5.	Marco Teórico	9
	5.1 ¿Qué es una Central Hidroeléctrica?	9
	Clasificación de las Centrales por el Tipo de Captación	9
	Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas de Acuerdo con la Potencia Instalada	12
	5.2 El Sector Energético en Colombia	12
	5.3 Leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016	14
	5.4 Esquema de Venta de Energía	15
6.	Marco Tributario	16
	6.1 Sobretasa Ambiental	16
	6.2 Transferencias Sector Eléctrico	16
	6.3 Industria y Comercio	17
	6.4 Fondo de apoyo para las zonas no interconectadas (FAZNI) Ley 1715/2014	17
	6.5 Costo equivalente real de energía (CERE)	17
	6.6 Cargo por Confiabilidad	17
	6.7 AGC (Regulación Automática de Generación)	17
	6.8 Incentivos en la Creación de PCHs	17
	6.9 Ley 1715/2014	18
	Beneficios en Impuesto de renta	18
	Beneficio de IVA	18
	Beneficios Arancelarios	18
	Depreciación Acelerada	18
	6.10 Comparación de Diferentes Energías Renovables	19
7.	Estudio de Mercado	19
	7.1 Beneficios a Obtener con su Realización	20
	Para los inversionistas	20
	En la etapa de construcción beneficios sociales como	20
	7.2 Precio de la Energía	20

7.3 Variación del Sistema Interconectado Nacional y el PIB	23
8. Análisis Financiero	24
8.1 Esquema de ingresos	24
8.2 Estudio Financiero	24
8.3 Inversiones	25
8.4 Costos y gastos durante operación	27
8.5 Datos Financieros de Entrada al Modelo	29
8.6 Proyecciones Macroeconómicas	30
8.7 Flujo de Caja Libre - <i>Anexo de los estados financieros proyectados en el horizonte del proyecto-</i>	31
8.8 Balance General	36
8.9 Indicadores Financieros	36
9. Gestión de Riesgo	37
9.1 Factores de Éxito del Proyecto	37
9.2 Modelación en el programa @Risk	42
10 Conclusiones y/o recomendaciones	48
11. Bibliografía	49

## **1. Introducción**

El proyecto hidroeléctrico Caicedo se encuentra ubicado a 98 km de Medellín, en la jurisdicción del municipio de Caicedo, Antioquia.

El proyecto cuenta con una casa de máquinas con capacidad instalada de 19,9 MW aprovechando las aguas de la Quebrada la García.

Las obras de conducción cuentan con un túnel de 500 m de longitud y una conducción en tubería GRP (poliéster reforzado con fibra de vidrio) de 1.30 km de longitud. Las vías de acceso a construir son de 3 km, la casa de máquinas es en estructura en concreto y alberga 2 unidades de generación del tipo Pelton cada una con una capacidad de 10 MW, es decir un total de 20 MW.

## 2. Objetivos

### **Objetivo General**

Diseñar un modelo financiero que permita determinar la viabilidad de un proyecto hidroeléctrico localizado en el municipio de Caicedo, Antioquia con una capacidad de generación de 20 MW.

### **Objetivos Específicos**

1. Definir los escenarios que maximizan la rentabilidad de la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) en el mercado de energía según la regulación y normas vigentes colombianas.
2. Realizar una sensibilidad al proyecto de diferentes variables macro y microeconómicas con el fin de medir el impacto bajo el cual el proyecto presenta riesgos
3. Realizar la evaluación financiera considerando exenciones tributarias que logren determinar qué tipo de efecto tendrán estas sobre la rentabilidad.

### 3. Antecedentes

Hace 29 años, el país sufría una de las crisis más caóticas vivenciadas a causa del fenómeno del niño sucedido entre 1992 y 1993 fomentando en Colombia un racionamiento energético recordado como la “hora Gaviria”. El sector energético pasaba por crisis estructurales lo que conllevó a la búsqueda de alternativas para garantizar la seguridad energética del país.

Se dice por el atlas de potencial hidro energético publicado por la UPME que el potencial hidroeléctrico de Colombia es de 56,200 MW y la capacidad instalada en Colombia en Hidroelectricidad es de 11,955 MW (dato según XM).

Con la expedición de la ley 1715 de 2014 se generó una gran oportunidad para el desarrollo energético del país. Con base en esto es de vital importancia aumentar la participación de empresas en el mercado, sobre todo cuando el país adopta políticas e incentivos que son capitalizables a su favor.

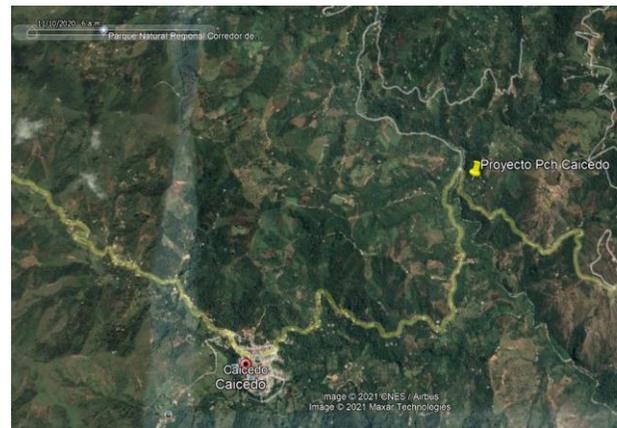
El presente documento se estructura de la siguiente manera: un recuento inicial de cómo funcionan los proyectos de generación hidroeléctrica, particularmente la diferencia que hay entre las centrales con embalse y a filo de agua y el gran potencial que poseen. Luego evaluar los escenarios de venta de energía, estructuras de capital y financieras del proyecto, la metodología para la investigación, los resultados de la evaluación financiera y las principales conclusiones y recomendaciones.

Tomando en consideración que globalmente existe un esfuerzo significativo por consolidar energías renovables y que en países como el nuestro el 68% de éstas provienen de energía hidráulica, buscando disminuir el impacto del calentamiento global y que se expiden normas para la promoción, ingreso y desarrollo de este tipo de tecnologías que tienen como base recursos naturales, se plantea este análisis para un proyecto del sector hidroeléctrico,

con el objetivo de realizar una evaluación financiera en el marco de la ley 1715 de 2014 - promoción del desarrollo de fuentes no convencionales de energía -utilizando distintos métodos de análisis para determinar la factibilidad financiera, abordando aspectos relacionados con escenarios de ventas, estructuras de capital, reglamentaciones de impuestos y normatividad tributaria y costo de capital.

#### 4. Localización del Proyecto

El proyecto PCH Caicedo se localiza en el occidente del departamento de Antioquia a 98 km de Medellín, en el Municipio de Caicedo. Las obras del sitio de captación en el Puente denominado el Baho, a tan solo 5 km antes de llegar al casco urbano de Caicedo-Ant.



*Ilustración 1: Localización del proyecto*

*Nota.* Tomado de V Seminario de centrales hidroeléctricas desarrollado el 2,3 y 4 de septiembre 2020 y Google Earth.

## 5. Marco Teórico

Para lograr evaluar la viabilidad financiera de un proyecto hidroeléctrico y la evaluación que tendría el impacto legislativo colombiano, se planteará un modelo que evalúe la estructura de costos e ingresos de dicho proyecto y las condiciones de mercado.

A continuación, se amplía cada uno de los temas que son componentes de la evaluación, es decir, desde la situación actual del sector en Colombia, beneficios a nivel legislativo, esquemas de venta, estructuras de capital y métodos de realización de la evaluación.

### 5.1 ¿Qué es una Central Hidroeléctrica?

Una central hidroeléctrica es un conjunto de instalaciones dispuestas para aprovechar una masa de agua en movimiento que circula por los ríos, para transformarla de energía potencial a energía eléctrica, utilizando turbinas acopladas a los generadores. Después de realizar este proceso el agua es devuelta nuevamente al río en mejores condiciones de sedimentación de las que se tomó.

La ecuación con la que se calcula la capacidad instalada de una central hidroeléctrica es la siguiente:

$$E_{potencial} = masa * gravedad * altura$$

$$Pot = \gamma_w * Q * h$$

Donde  $\gamma_w$  es el peso específico del agua

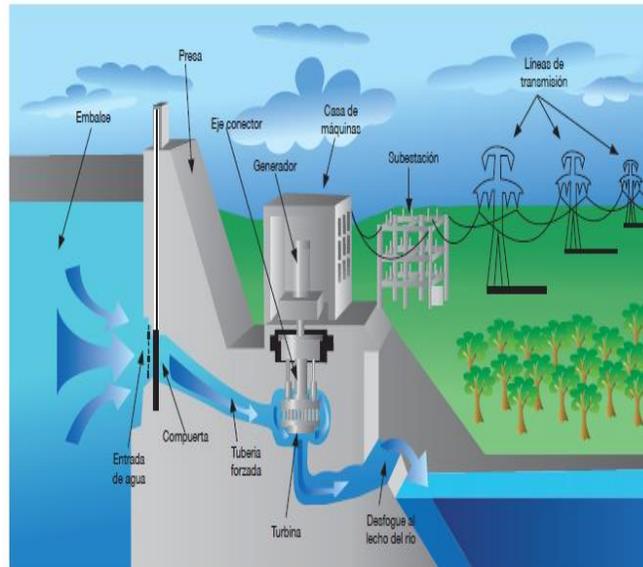
Q es el caudal

H es la caída neta del proyecto

### *Clasificación de las Centrales por el Tipo de Captación*

Existen dos tipos de centrales hidroeléctricas según la forma del embalse. Las que generan un gran embalse, que tienen la capacidad de almacenar energía y ser despachadas

solo cuando el mercado lo solicita. Se ilustra en las 2 imágenes siguientes este tipo de centrales:



*Ilustración 2: Central hidroeléctrica con embalse*

*Nota.* Tomado de Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia. 2015.



*Ilustración 3: Embalse de Guatapé*

*Nota.* Tomado de <https://minastravel.com.au/destinations/>.

Y el otro tipo de centrales son las denominadas a filo de agua que se caracterizan por no tener embalse y no poder retener energía por lo que el agua debe ser aprovechada, de lo contrario se vierte el caudal y se pierde la capacidad de generación:



*Ilustración 4: Captación de los proyectos Luzma I y II en Amalfi- Ant. de propiedad de Isagen*

*Nota.* Tomado de SP Ingenieros.



*Ilustración 5: Central a filo de agua*

*Nota.* Tomado de Atlas Potencial hidroenergético de Colombia. 2015.

### ***Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas de Acuerdo con la Potencia Instalada***

Puede decirse que no existe una clasificación establecida a nivel mundial y que varía de acuerdo con cada país. Según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en Colombia se utiliza la siguiente clasificación:

*Tabla 1: Clasificación de las Centrales hidroeléctricas*

<b>Denominación</b>	<b>Capacidad Instalada</b>	<b>Comentario</b>
Picocentrales	0,5 - 5 kW	Aplicable a Zonas no interconectadas
Microcentrales	5 - 50 kW	Aplicable a Zonas no interconectadas
Minicentrales	50 -500 kW	Aplicable a Zonas no interconectadas
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH's)	500 - 20000 kW	Operación a filo de agua, aplicable tanto Zonas No Interconectadas y Zonas interconectadas
Centrales hidroeléctricas	> 20 MW	Aplicable a Zonas Interconectadas, con participación obligada en el despacho eléctrico

*Nota.* Elaboración propia con datos del atlas Potencial hidroenergético de Colombia. 2015

Para el caso de la central hidroeléctrica Caicedo por tratarse de una central a filo de agua de 20 MW se encuentra denominada como PCH.

## **5.2 El Sector Energético en Colombia**

Este sector está fundamentado en que las empresas que comercializan y los grandes consumidores adquieren energía en grandes cantidades, lo cual es lógico de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Para favorecer el precio de la energía se promueve la participación de agentes económicos públicos y privados que hacen parte del Mercado de

Energía Mayorista (MEM). Los comercializadores pueden celebrar contratos con los generadores entre los que establecen común acuerdo en los precios. Lo anterior reglamentado por la Ley 142 de 1994 - régimen de los servicios públicos domiciliarios.

Las fuentes principales de generación de energía en el Sistema de Interconexión Nacional (SIN) son hidráulica (embalses y filo de agua), la térmica (conversión de combustibles fósiles y carbón), biomasa (aprovechamiento de materia orgánica), entre otras. La oferta del SIN es entonces 87% de renovables (bagazo, biogas, embalse, fotovoltaica, eólica, solar), 13% no renovables (Carbón, gas y líquidos).

Las Plantas No Despachadas Centralmente son las que tienen capacidad menor a 20 MW operadas por empresas que pueden comercializar con terceros ya sea por venta de energía a una comercializadora que atiende mercados regulados, venta a comercializadoras por medio de participación en convocatorias públicas y mérito de precio o venta a precios pactados libremente con usuarios no regulados.

Estas tienen las siguientes implicancias en los mercados de energía mayoristas:

1. No son consideradas para fijaciones de precios en bolsa, pero si para abastecer a la demanda
2. No son penalizadas por incumplimiento de suministros ya que no están obligadas a declarar al Centro Nacional de Despacho (CND)

Lo presente toma relevancia debido a que se analizará un proyecto de 20 MW, considerando las condiciones financieras y de mercado mencionadas y que seguramente afectarán los criterios de evaluación.

En el Mercado de Energía Mayorista (MEM), los generadores y comercializadores realizan compra y venta de energía a largo plazo (mercado de contratos) o en el corto (bolsa de energía). Al ser este un análisis de proyecto y por la naturaleza de la deuda que se deberá

tomar ante una entidad bancaria, esta deberá ahondar en un mercado a largo plazo (de contrato), en el cual se registran contratos de compra-venta de energía para que así el ASIC (Sistema de intercambios comerciales) regule las transacciones en el mercado de corto plazo.

El ASIC clasifica los contratos de largo plazo según las condiciones que se pacten así:

1. Contratos de cantidad y precio fijo
2. Contratos de cantidad fija y precio variable
3. Con cantidades variables a precios fijos
4. Cantidad y precios variables

### **5.3 Leyes 1715 de 2014 y 1819 de 2016**

Para la evaluación financiera de un proyecto de pequeña hidroeléctrica se debe incluir el efecto de las Leyes 1715 de 2014 y la 1819 de 2016, de tal manera que se logre evaluar los beneficios tributarios más convenientes para la ejecución del proyecto.

Para los efectos de las leyes en un proyecto de esta magnitud el artículo 99 de la Ley 1819 de 2016, las rentas exentas por venta de energía eléctrica no podrán aplicarse concurrentemente con los beneficios establecidos en la Ley 1715 de 2014.

La Ley 1715 tiene como objetivo la promoción, desarrollo y utilización de fuentes renovables de energía promoviendo su integración al mercado eléctrico. Por ello, la ley incluye cuatro incentivos en inversión de proyectos de este tipo (Fuentes no convencionales de Energía FNCE):

1. Reducción anual de la renta hasta por 5 años del 50% del valor de la inversión.
2. Equipos, elementos, maquinaria, entre otros, serán excluidos del IVA
3. Exención de pago de derechos arancelarios por importaciones.
4. Depreciación acelerada de activos.

Una vez expedidas las leyes, se procede a reglamentar los incentivos anteriormente mencionados y así solicitar la expedición de la certificación de beneficios ambientales que deberá expedir el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. De la misma forma, los proyectos podrán acceder a exclusiones del IVA, por compra de elementos maquinaria y equipos ya sean nacionales o importados, o adquisición de servicios dentro y fuera del territorio nacional.

Finalmente, para poder acceder a estos beneficios las Resoluciones 1283 de 2016 y 1303 de 2018 establecen que solo serán aplicables a nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables.

Con respecto a la exención de renta estipulada en la Ley 1819 de 2016 cabe mencionar que los gestores de proyectos deberán cumplir dos (2) requisitos a saber: tramitar, obtener y vender certificados de emisiones de bióxido de carbono; y que al menos 50% de estos recursos sean invertidos en obras de beneficios social sobre la región en la que las plantas operen.

#### **5.4 Esquema de Venta de Energía**

En Colombia, las empresas dedicadas a esta labor, independiente de su capacidad realizan transacciones en la bolsa de energía eléctrica. En este mercado el operador se encarga del despacho ideal de los recursos por empresa que genera energía para garantizar los pronósticos de demanda al día siguiente. Las empresas registradas y mayores a 20 MW, tienen la obligación de participar ofertando en cantidad y precio con base a sus costos de generación y el componente de riesgo. Según la Comisión de Regulación de Energía y Gas, las empresas generadoras con centrales hidroeléctricas mayores a 20 MW, deben informar diariamente una única oferta para las 24 horas por cada unidad de generación, de tal manera

que esto logre determinar la disponibilidad de los recursos en un menor precio requeridos para atender la demanda real, de esta manera se obtiene un único valor en el mercado con el cual se paga a los generadores que se les haya aceptado su oferta, independiente del precio que se les haya aceptado.

La cadena de energía en el mercado colombiano está compuesta de la siguiente forma: Generación-Transmisión-Comercialización-Distribución. Hay grandes empresas que están en toda la cadena, sin embargo, hay otras que solo generan y deben buscar un comercializador para vender su energía; este sería el caso de la central Hidroeléctrica Caicedo.

El precio en Colombia depende principalmente de la hidrología; o caudal de los ríos; en épocas de verano las centrales a filo de agua al no tener el principal recurso se presenta el denominado fenómeno del niño y hace que el precio de la energía se incremente, lo contrario sucede cuando el país enfrenta grandes períodos de invierno lo que genera una sobreoferta del recurso hídrico y ocasiona que el precio de la energía tienda a la baja.

## **6. Marco Tributario**

Las empresas generadoras de energías renovables no convencionales poseen en el marco colombiano ventajas tributarias que fomentan el desarrollo de las mismas, dentro de las más destacadas se evidencian las siguientes:

### **6.1 Sobretasa Ambiental**

Art 44 Ley 99/93 la cual regula el pago entre el 0.15% y el 0.25% del valor comercial del predio de casa de máquinas.

### **6.2 Transferencias Sector Eléctrico**

>10MW: Art 45 ley 99/93 6% del valor generado 3% para la Corporación Autónoma Regional y 3% para el municipio.

### **6.3 Industria y Comercio**

Impuesto municipal, la tarifa varía de acuerdo con la localización de la PCH y lo fija cada municipio.

### **6.4 Fondo de apoyo para las zonas no interconectadas (FAZNI) Ley 1715/2014**

Fondo financiero a Zonas no interconectadas. Equivalente a un peso (\$1.00) por cada kW hora despachado; esto aplica a zonas las cuales no poseen acceso a energías renovables, y deben sostenerse con fósiles, por ejemplo, el Amazonas.

### **6.5 Costo equivalente real de energía (CERE)**

Ley 143/94 Costo equivalente real de la energía. Relación de precio y regulación del mismo.

### **6.6 Cargo por Confiabilidad**

Resolución 239 de 2015. Devolución de hasta un 20% del CERE por sobrepaso máximo.

### **6.7 AGC (Regulación Automática de Generación)**

Cargo que se le cobra a las Centrales mayores por administración automática de la generación.

### **6.8 Incentivos en la Creación de PCHs**

El gobierno nacional impulsado por fomentar el desarrollo de creación de energías renovables dentro del país ha dispuesto normativas que aseguren el desarrollo sostenible de este tipo de proyectos, teniendo en cuenta el marco tributario expuesto en el inciso anterior, estos son los beneficios a considerar:

Las empresas que generan 20 MW o menos no deben tributar los cargos de:

Tabla 2: Tributación de cargos de las PCHs

Costo	<20MW	>20MW
CERE	No	Yes
FAZNI	No	Yes
Ley 99	No < 10MW	Yes
AGC	No	Yes

Además, poseen prioridad en despachos de energía y no poseen participación en costos de cargos de confiabilidad (CERE).

## 6.9 Ley 1715/2014

### *Beneficios en Impuesto de renta*

Deducciones posibles hasta el 50% del total de la inversión generación de recursos renovables durante los 15 años siguientes del año gravable siempre y cuando no exceda 50% del impuesto de renta.

### *Beneficio de IVA*

Para equipos nacionales e importados, servicios maquinaria y elementos que sean exentos de IVA

### *Beneficios Arancelarios*

Exención en la tarifa de aranceles por maquinaria, equipos y elementos destinados para las inversiones que no son hechos en Colombia

### *Depreciación Acelerada*

Hasta el 20% por año para nuevas inversiones en maquinaria, equipos y trabajos civiles.

Los beneficios que han tenido las plantas menores de 20 MW han permitido ampliar la base de operadores alcanzando ya el 8% de la oferta de energía

## 6.10 Comparación de Diferentes Energías Renovables

Las diferentes energías renovables poseen complejidades a nivel natural las cuales muestran un reto a la hora de generar energía (por ejemplo, el sol no sale de noche o el viento no sopla en todo momento) y para los caudales esto implica que durante todo el año de curso de una empresa no tendrá el mismo nivel de caudal, y tendrá picos y valles en el flujo de este.

La diferencia más notable entonces, es que los caudales tienen menos incertidumbres que otras energías renovables y es fácil pronosticar los niveles a los cuales se genera energía.

Al coeficiente de generación real vs. la generación si la planta funcionara a plena carga se le conoce como Factor de planta, el cual está distribuido así:

*Tabla 3: Factor de planta para diferentes tipos de energía*

Tipo de energía	Factor de Planta
Eólica	20-40%
Fotovoltaica	10-30%
Hidroeléctrica	60-80%
Nuclear	60-98%
Termoeléctrica a Carbon	70-90%
Ciclo combinado	60%

*Nota.* Elaboración propia con datos del V Seminario de Centrales Hidroeléctricas.

Este valor es el que las entidades financieras analizan con mayor importancia para poder desembolsar créditos en este tipo de proyectos.

## 7. Estudio de Mercado

Para la comercialización de la energía generada por la PCH Caicedo, las entidades bancarias solicitan tener ofertas de energía con el fin de que se asegure el ingreso. Empresas como las siguientes pueden ser comercializadores y estar interesados en la compra de la energía generada: EPM, EMGESA, EMCALI, EPSA, CHIVOR, los cuales por su trayectoria son considerados comercializadores AAA.

Los contratos más comúnmente conocidos son pague lo generado (PG) y pague lo contratado (PC) y/o una combinación de estos. Los anteriores oferentes presentaron sus ofertas con distintas alternativas. Se debe evaluar cuál es la que más le conviene al proyecto.

### **7.1 Beneficios a Obtener con su Realización**

#### *Para los inversionistas*

Para los inversionistas se garantizará un flujo de caja estable, de largo plazo. La licencia ambiental del proyecto se encuentra por 50 años.

#### *En la etapa de construcción beneficios sociales como*

Alta generación de empleo. Durante la etapa de construcción el pico máximo puede haber hasta 1000 empleos directos. Ya en la etapa de operación los empleos generados de forma directa se reducen a aproximadamente 20 empleos directos, es decir se presenta un dinamismo de la economía de la región.

Programas ambientales exigidos por las corporaciones ambientales, como por ejemplo el plan de inversión del 1% del valor de las obras civiles, en las cuales se debe invertir en la cuenca del proyecto por ejemplo en programas de reforestación.

### **7.2 Precio de la Energía**

Antes de analizar o hablar referente a la variable precio de la energía es necesario precisar acerca del concepto

#### **- Contratos Pague lo Generado PLG**

La cantidad de energía generada es entregada al comercializador, de esta manera el riesgo queda en el comprador.

#### **- Contratos Pague lo Demandado PLD**

El comercializador y el generador fijan un tope de energía en un periodo de tiempo determinado el cual es entregado al comercializador. Más riesgo asumido de parte del generador.

#### **- Mercado Regulado**

El mercado regulado, que es directamente contratado y servido por compañías de distribución, abarca usuarios industriales, comerciales y residenciales con demandas de energía inferiores a 55 MWh. En este mercado, la estructura de tarifas es establecida por la agencia reguladora CREG. En este tipo de mercado se encuentran concentrados casi la totalidad de usuarios del país. La fórmula de cobro es aprobada por el regulador, y cualquier usuario es atendido sin importar su consumo.

#### **- Mercado no Regulado**

En el Mercado No Regulado participan voluntariamente la industria y todos aquellos usuarios que tengan un alto consumo de energía. Actualmente un usuario no regulado es un consumidor con demandas de energía superiores o iguales a 55 MWh /mes. A diferencia del regulado, el precio de comercialización y generación se pacta libremente mediante un proceso de negociación entre el consumidor y el comercializador. (Informe general del mercado. Julio de 2021 de XM).

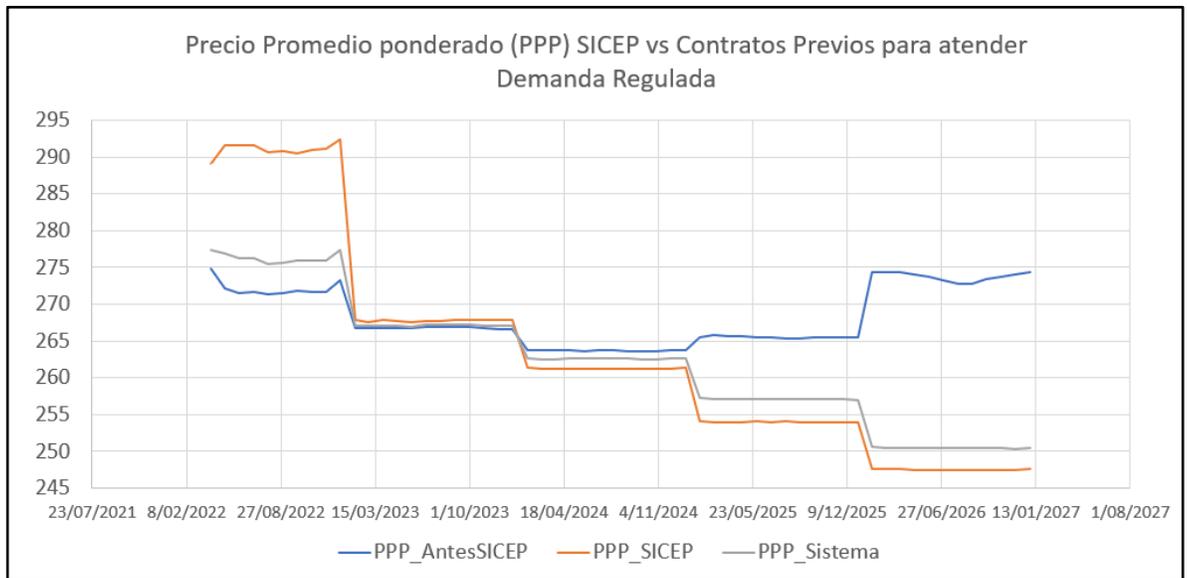


Gráfico 1: Precio promedio Ponderado (PPP) Sicep vs Contratos previos para atender la demanda regulada.

Nota. Elaboración propia con datos de XM.

Se concluye de la anterior grafica que se obtienen mayores ingresos a contratos de corto y mediano plazo.

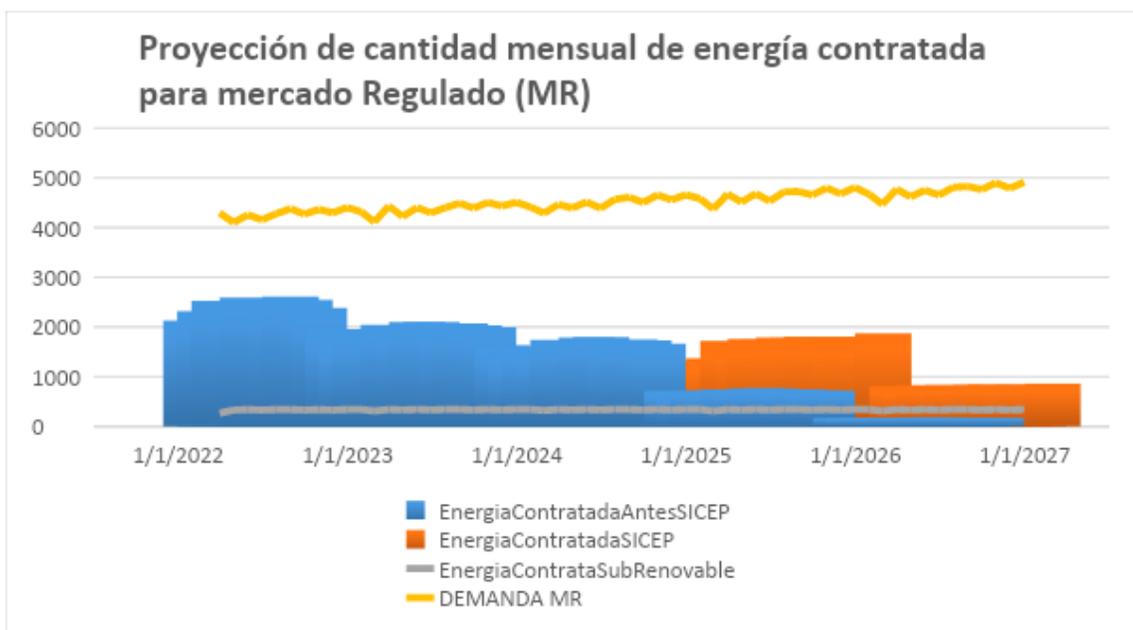
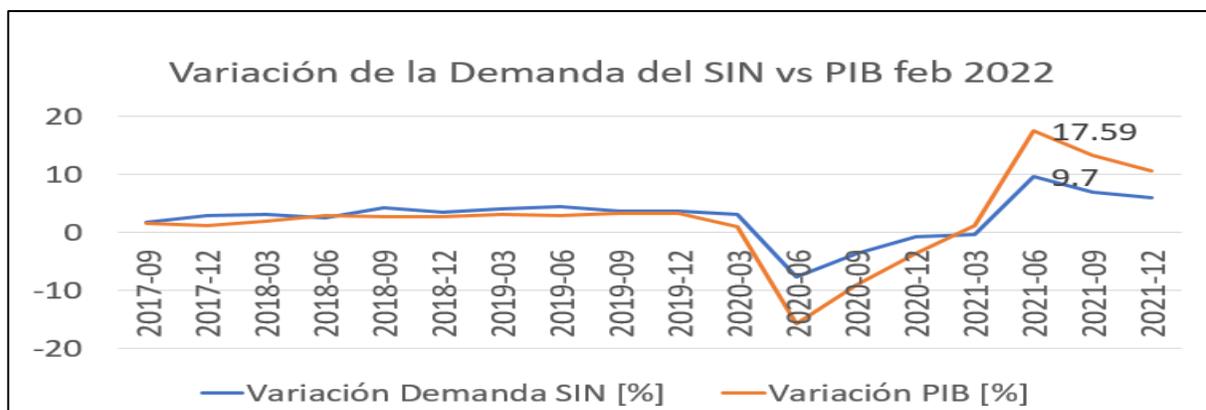


Gráfico 2: Proyección de cantidad mensual de energía contratada para mercado Regulado (MR)

Fuente: Informe de Demanda y fronteras abril 2022 de XM.

### 7.3 Variación del Sistema Interconectado Nacional y el PIB

Para el PIB, el SIN posee una relación intrínseca ya que la mayoría de labores y funciones que se desempeñan en el marco económico nacional tienen afinidad en la generación de energía, a una mayor capacidad de producción de los diferentes sectores mayor será la proporción de energía que estas consuman. Como se puede observar en la siguiente gráfica el desempeño se vio severamente afectado por fenómenos como el COVID para ambas variables.



Dentro del esquema de distribución de energía, este proyecto se encuentra en la generación la cual es la primera etapa en el proceso:



*Ilustración 8: Cadena de energía*

Un ejemplo típico de facturación dentro de la cadena de abastecimiento de energía se puede apreciar en la siguiente imagen tomada de una factura real de EPM y dentro de los componentes del cobro de los servicios la generación se carga a la facturación así:

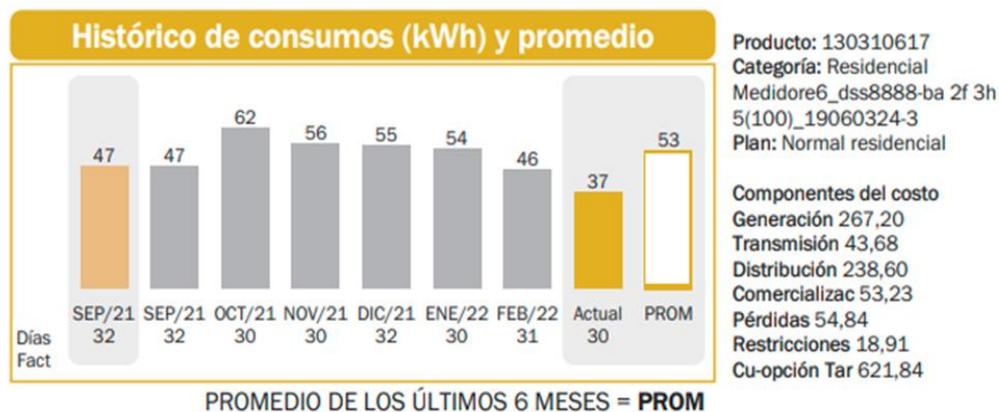


Ilustración 9: Cobro de energía eléctrica residencial por EPM

Nota. Tomado de una factura real de EPM.

Se aprecia que el costo de generación en la anterior factura en un estrato 4 residencial es de \$267/kwh.

## 8. Análisis Financiero

### 8.1 Esquema de ingresos

Los ingresos de la planta están compuestos por el precio de venta de la energía a un precio unitario de 220 pesos y la producción anual de la planta se espera que esté entre los 120.355 MW por año, esto considerando que el caudal no siempre será constante y que durante algunos meses en el año la producción podría ser menor.

También podría considerarse un esquema de bonos de carbono los cuales son considerados como otros ingresos no operacionales del negocio. Sin embargo, para el presente estudio de prefactibilidad no se considera este ingreso.

### 8.2 Estudio Financiero

Tabla 4: Parámetros de entrada del modelo financiero.

PARAMETROS INICIALES			DATOS ESPERADOS		
	Valor	Unidad		Valor	Unidad

<b>Caudal (m3/s)</b>	4.0	m3/s	<b>Potencia instalada</b>	20	MW
<b>Cota máxima</b>	1858	msnm	<b>Días del año</b>	360	días
<b>Cota mínima</b>	1278	msnm	<b>Horas del día</b>	24	horas
<b>Salto bruto</b>	580	m	<b>Energía media multianual</b>	120355	Mw año
<b>Salto neto</b>	558	m	<b>Precio Base</b>	220	\$/kW año
<b>Eficiencia combinada equipos</b>	90%		<b>Ingreso estimado de 1 año</b>	26478	COP
<b>Factor de planta</b>	70%				

Los ríos y quebradas en Colombia se caracterizan por tener un caudal bimodal (pese a que por el cambio climático algunas cuencas estén cambiando este modelo), lo que significa que se encuentran dos periodos de verano y dos periodos de invierno, tal cual se muestra en la siguiente gráfica.

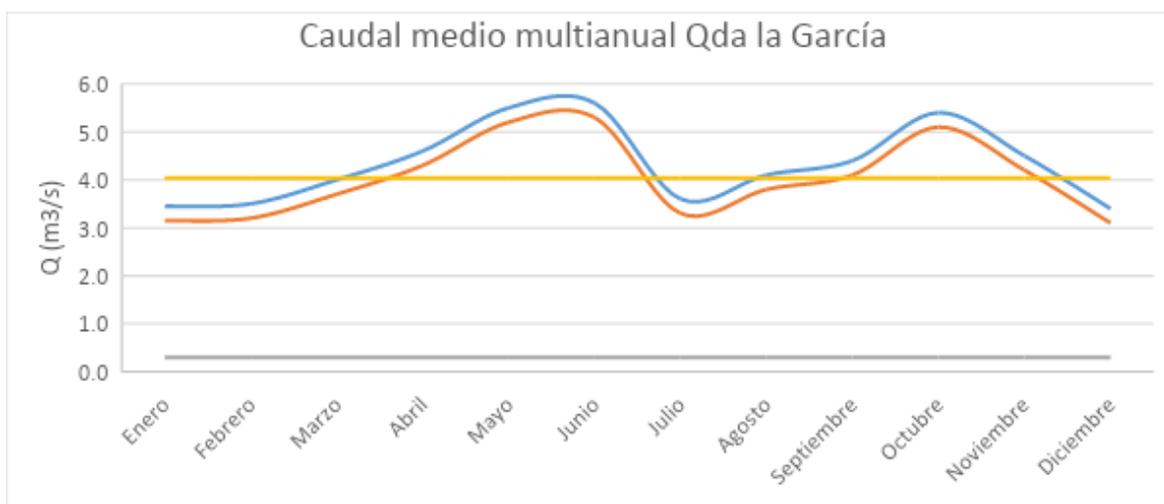


Gráfico 6: Caudal medio multianual Qda La García

### 8.3 Inversiones

Tabla 5: CAPEX del proyecto (en millones)

CAPEX (millones) *Si es un solo valor usar equipos electromecánicos	
<b>Predios</b>	1,404 1%

<b>CAPEX (millones) *Si es un solo valor usar equipos electromecánicos</b>		
<b>Obras Civiles</b>	88,984	50%
<b>Equipos Electromecánicos</b>	50,793	29%
<b>Otros equipos</b>	765	0%
<b>Costos Ambientales (licenciamiento, PMA)</b>	6,036	3%
<b>Administración e Ingeniería</b>	10,048	6%
<b>Líneas de conexión (incluye predios)</b>	8,535	5%
<b>Subestación</b>	389	0%
<b>Compra de Prima</b>	11,000	6%
<b>Total</b>	<b>177,953</b>	<b>100%</b>

Las inversiones están compuestas de predios, obras civiles y maquinaria las cuales se encuentran enfocados a la operación del negocio, estas se convertirán en los activos de la planta, cabe resaltar que los predios, y algunos componentes del CAPEX no son depreciables como el terreno, las obras civiles, costos ambientales y compra de prima. Esta inversión debe hacerse con una inversión proporcional entre los socios y los bancos, y el total de esta serían COP 177,953 mil millones.

Así mismo el flujo de CAPEX se presenta a continuación, el primer año corresponde a la compra de predios y los años 1 y 2 corresponde a la etapa de construcción de las obras civiles, de la fabricación y montaje de los equipos electromecánicos. Para la distribución del dinero en el tiempo se utilizó la metodología de la curva S.

Tabla 6: CAPEX en el período de inversión Valores en Millones.

<b>AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>Predios</b>	1,404	-	-
<b>Obras Civiles</b>	-	44,492	44,492

AÑO	0	1	2
<b>Equipos Electromecánicos</b>	10,159	-	40,634
<b>Otros equipos</b>	-	-	765
<b>Costos Ambientales (licenciamiento, PMA)</b>	205	3,121	2,710
<b>Administración e Ingeniería</b>	2,813	4,441	2,793
<b>Líneas de conexión (incluye predios)</b>	-	666	7,869
<b>Subestación</b>	-	-	389
<b>Compra de Prima</b>	3,667	3,667	3,667
<b>Total</b>	<b>18,248</b>	<b>56,386</b>	<b>103,319</b>

La distribución en el tiempo de la inversión correspondiente a los 177.953 Millones se hizo con la distribución de la curva S.

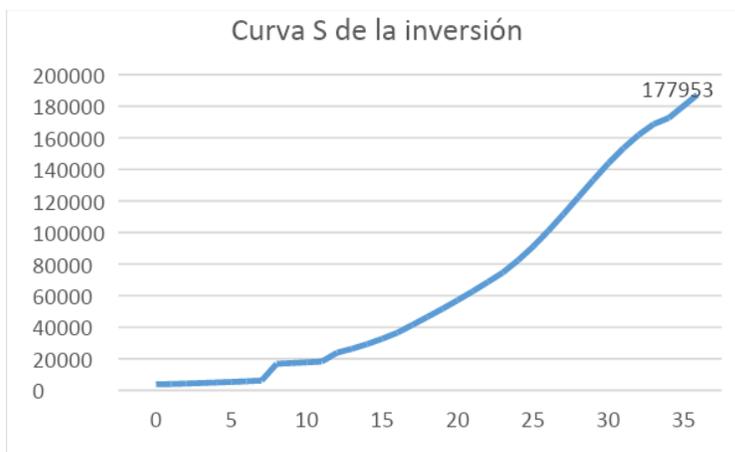


Gráfico 7: Curva S de la Inversión

Fuente: elaboración propia.

#### 8.4 Costos y gastos durante operación

Como se mencionó, una de las mayores ventajas de este tipo de proyecto es que los gastos en la etapa de operación disminuyen respecto a la etapa de inversión significativamente, se requiere un grupo de operadores, y un grupo que administre la central

hidroeléctrica (que no necesariamente debe estar en el sitio del proyecto). Se ilustra en la siguiente tabla la conformación del equipo de operación.

Tabla 7: Estimación de los gastos de Opex

Recursos	FP	Cantidad	Valor Unitario	Salario incluye FP	%	Valor total Mes por en millones	Valor total por año en millones
<b>COSTO VENTAS</b>							
5 Operador bocatomeros	1.6	5.00	3.50	5.60	100%	5.60	67.20
5 Operadores electromecánicos	1.6	5.00	3.50	5.60	100%	5.60	67.20
3 Guardabosques	1.6	3.00	3.50	5.60	100%	5.60	67.20
2 Auxiliares de servicios generales	1.6	2.00	1.50	2.40	100%	2.40	28.80
Vigilancia (3 puestos por 24 horas)						24.00	288.00
Papelería						3.00	36.00
Reparaciones (medio más calificada)						66.20	794.34
Seguros						66.20	794.34
						<b>178.59</b>	<b>2143.09</b>
<b>COSTO ADMINISTRACIÓN</b>							
1 Gerente	1.4	1.00	15.00	21.00	30%	6.30	75.60
1 Administrador	1.4	1.00	7.14	10.00	30%	3.00	36.00
1 Secretaria	1.4	1.00	2.50	3.50	30%	1.05	12.60
1 Ingeniero de Operaciones	1.4	1.00	10.00	14.00	100%	14.00	168.00
1 Ingeniero Ambiental	1.4	1.00	5.71	8.00	50%	4.00	48.00
Alquiler de oficina mes		1.00	5.00	0.00		5.00	60.00
						<b>33.35</b>	<b>400.20</b>

Fuente: elaboración propia

Los valores anteriormente descritos corresponden al año de operación; y se indexan de acuerdo con las proyecciones macroeconómicas, que para el caso del presente análisis se tomaron de acuerdo con las proyecciones de Luis Fernando Mejía.

## 8.5 Datos Financieros de Entrada al Modelo

Tabla 8: Datos financieros de entrada al modelo

<b>Tasa impositiva</b>	35.00%	
<b>Equity</b>	30.00%	Aporte de socios
<b>Pasivo Financiero</b>	70.00%	Deuda Banco
<b>KD</b>	8.66%	
<b>Rf (renta fija)</b>	10.00%	
		Tasa Spot: Treasury Constant Maturities. Fuente: U.S. Department of Treasury <a href="http://www.ustreas.gov/offices/domestic-finance/debt-management/interest-rate/yield.shtml">http://www.ustreas.gov/offices/domestic-finance/debt-management/interest-rate/yield.shtml</a>
<b>Rm</b>	11.70%	<a href="http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html">http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html</a>
<b>Beta</b>	0.83	
<b>RP</b>	2.5%	
<b>CAPM (KE)</b>	13.91%	
		$Ke = Rf + Be * (E(rm) - Rf) + Rp$
<b>WACC</b>	<b>8.11%</b>	

A continuación, el coeficiente de riesgo  $\beta$  del proyecto:

Tabla 9: Coeficiente B del proyecto

<i>Industry Name</i>	<i>Number of firms</i>	<i>Beta</i>	<i>D/E Ratio</i>	<i>Effective Tax rate</i>	<i>Unlevered beta</i>	<i>Cash/Firm value</i>
<b>Packaging &amp; Container</b>	26	1.01	49.68%	17.09%	0.74	4.80%
<b>Paper/Forest Products</b>	11	1.21	41.32%	12.01%	0.93	6.63%
<b>Power</b>	50	<b>0.83</b>	71.54%	15.61%	0.55	1.83%
<b>Precious Metals</b>	76	0.99	12.01%	3.11%	0.91	7.87%
<b>Publishing &amp; Newspapers</b>	21	1.69	36.81%	11.64%	1.34	8.83%
<b>R.E.I.T.</b>	238	1.35	53.80%	1.94%	0.97	2.00%
<b>Real Estate (Development)</b>	19	1.06	79.94%	2.60%	0.67	9.62%
<b>Real Estate (General/Diversified)</b>	10	0.91	26.41%	9.94%	0.76	8.80%
<b>Real Estate (Operations &amp; Services)</b>	51	1.15	56.36%	6.54%	0.81	6.85%
<b>Recreation</b>	60	1.23	29.58%	7.75%	1.01	5.96%

<b>Total Market</b>	<b>7229</b>	<b>1.09</b>	<b>40.09%</b>	<b>7.05%</b>	<b>0.85</b>	<b>6.87%</b>
<b>Total Market (without financials)</b>	<b>5619</b>	<b>1.15</b>	<b>19.99%</b>	<b>6.01%</b>	<b>1</b>	<b>3.65%</b>

*Nota.* Tomado de [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html)

## 8.6 Proyecciones Macroeconómicas

Para las proyecciones del negocio se consideran las variables macroeconómicas colombianas, el Índice de precios del Consumidor IPC, Índice de precios del productor IPP, y producto Interno Bruto, igual que el de Estados Unidos así como una tasa de cambio, para las compras que se llegasen a realizar en moneda extranjera; cabe resaltar que existe un riesgo en el pronóstico de las tasas de cambio dadas las variables de cambio, ya que estas fluctúan de forma incierta y puede aumentar en comparación al Peso, motivo por el cual se debe sensibilizar la tasa de cambio para poder modificarla acorde a la realidad actual del mercado y no impactar de forma negativa la valoración del proyecto.

La segunda variable importante a tener en cuenta es la inflación actual en Colombia, ésta casi alcanza los dos dígitos, y afecta no solo el aumento del IPC reflejado en los precios de venta sino también las compras que se realicen en CAPEX. El modelo cuenta con un aumento inflacionario promediado que se ve afectado por una tasa de indexación el cual aumenta progresivamente, esto contribuye a la distribución eficiente de los costos y precios, proyectándose de manera uniforme y que eventualmente muestran un pronóstico claro del proyecto.

Para las proyecciones de los diferentes datos de entrada se utilizaron las siguientes proyecciones a partir del año 2022.

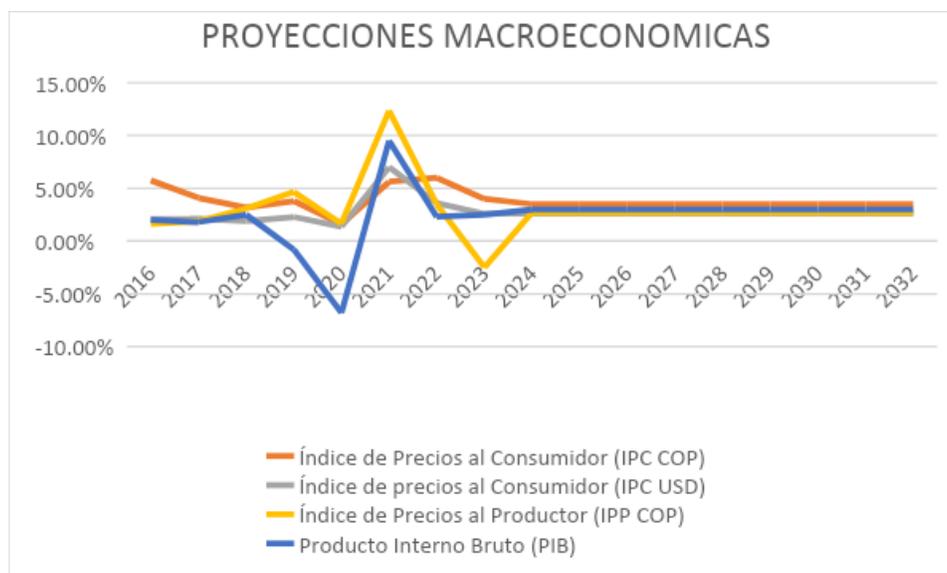


Gráfico 8: Proyecciones macroeconómicas

Nota. Tomado de Modelo financiero de Luis Fernando Munera

## 8.7 Flujo de Caja Libre -Anexo de los estados financieros proyectados en el horizonte del proyecto-

AÑO DEL PROYECTO	0	1	2	3	4	5
Ingresos				26,478	27,087	27,764
Costo Energía generada				(2,143)	(2,192)	(2,247)
<b>UTILIDAD BRUTO</b>				<b>24,335</b>	<b>24,895</b>	<b>25,517</b>
Gastos admin				(400)	(409)	(410)
Gastos de ventas				(1,117)	(1,142)	(1,171)
<b>EBITDA</b>				<b>22,818</b>	<b>23,343</b>	<b>23,936</b>
Depreciación y amortización				(6,048)	(6,048)	(6,048)
<b>UTILIDAD OPERATIVA</b>				<b>16,770</b>	<b>17,295</b>	<b>17,888</b>
Impuesto de renta				(2,220)	(2,099)	(2,544)
<b>UODI</b>				<b>14,550</b>	<b>15,196</b>	<b>15,344</b>
Depreciación				6,048	6,048	6,048
Reposición Activos Fijos				0	0	0
Diferencia KTN						
Predios	(1,404)	0	0			
Obras Civiles	0	(44,492)	(44,492)			
Equipos Electromecánicos	(10,159)	0	(40,634)			
Otros equipos	0	0	(765)			
Costos Ambientales (licenciamiento, PMA)	(205)	(3,121)	(2,710)			
Administración e Ingeniería	(2,813)	(4,441)	(2,793)			
Líneas de conexión (incluye predios)	0	(666)	(7,869)			
Subestación	0	0	(389)			
Compra de Prima	(3,667)	(3,667)	(3,667)			
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE</b>	- 18,248	- 56,386	- 103,319	20,598	21,244	21,392
Desembolso de créditos	12,773	39,470	72,324	0	0	0
Abono a capital	0	0	0	(4,800)	(4,871)	(5,360)
Interés	0	(1,124)	(4,643)	(10,427)	(11,298)	(10,618)

Gráfico 9: Flujo de Caja Libre

Para el Flujo de Caja Libre se tienen en cuenta las variables en los pronósticos y el presupuesto, durante los 3 primeros periodos se espera que el negocio esté en etapa de desarrollo, construcción y finalmente, la iniciación de la etapa de ejecución y operaciones a partir del periodo 3, es en este periodo que se espera que el proyecto genere flujos de caja positivos y construyan el valor del proyecto esperado.

Dentro de las proyecciones del flujo la inversión en activos posee gran parte del costo de éste, representado en equipos electromecánicos, construcciones en obras civiles y demás componentes de la propiedad planta y equipo destinados a la operación del negocio.

El segundo componente más importante es el desembolso de los créditos y los intereses generados por el mismo, en esta etapa hay que resaltar que este tipo de proyectos poseen préstamos a largo plazo de alrededor de 15 años o más; en este, se considera un periodo similar y una tasa acorde a la otorgada para esta clase de negocios y que poseen un periodo de gracia de al menos 3 años mientras se estabiliza el mismo. Cabe resaltar que para asegurar flujos constantes el banco pide como garantía que se establezca un contrato equivalente a la duración del proyecto, esto presenta una desventaja competitiva al mantener un precio fijo y que no se ajuste a largo plazo. Una solución es realizar contratos con menores cantidades de tiempo y periodos constantes, estos ayudan a estimular la operación y ajustar el precio de venta de megavatios de acuerdo con un periodo medio.

A continuación, el perfil del Flujo de Caja Libre:

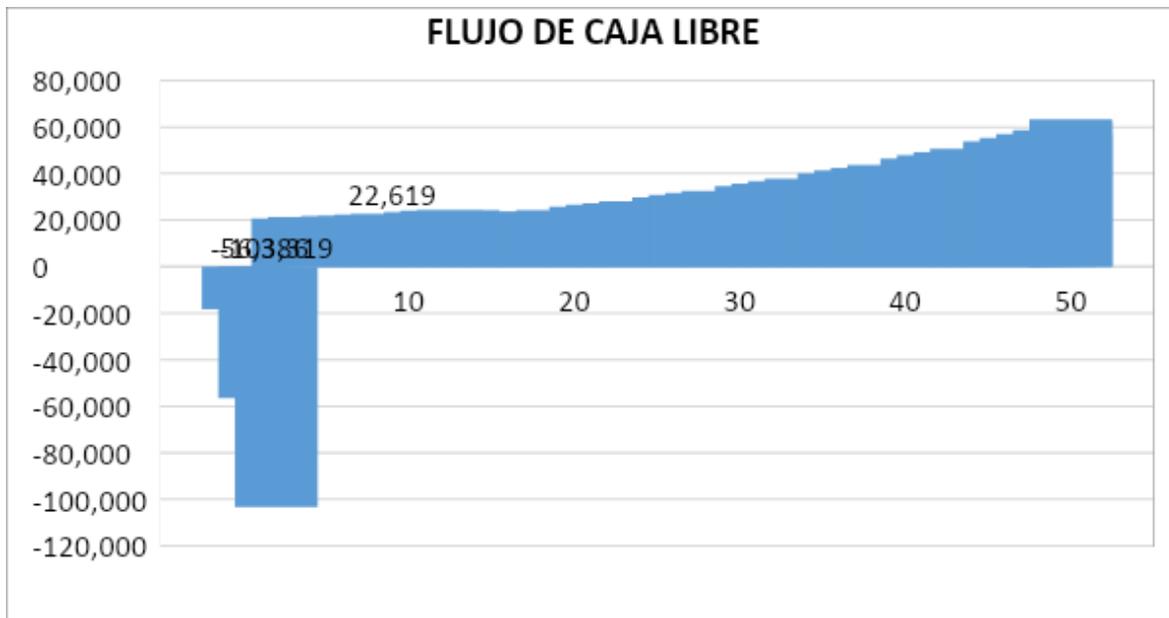


Gráfico 10: Flujo de caja libre del proyecto

A continuación, el Flujo de Caja para los Accionistas, en el año 18 un sobresalto el cual corresponde al final del pago de la deuda. Nótese que la modelación del proyecto genera flujo positivo a partir del año 4.

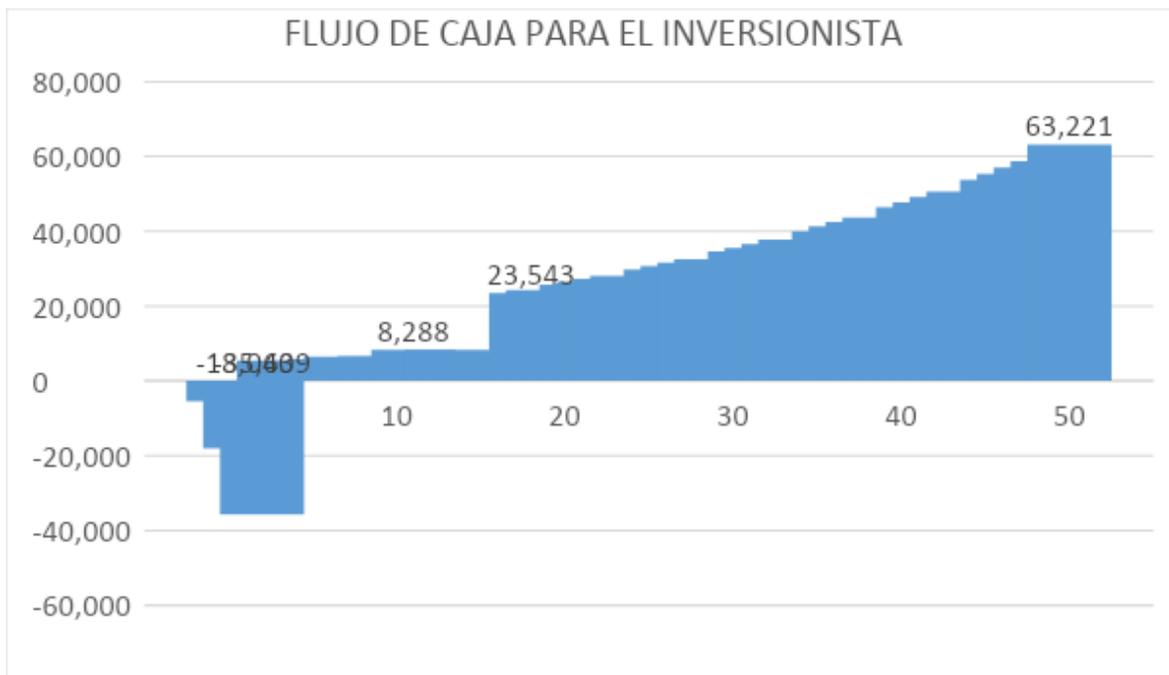


Gráfico 11: Flujo de caja libre para el inversionista

PCH Caicedo										
En Millones de COP	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
<b>Ingreso</b>										
+ Ingresos de servicios y ventas	26,478	27,087	27,764	28,597	29,455	30,339	31,249	32,186	33,152	
- Coste de operación	(2,143)	(2,192)	(2,247)	(2,315)	(2,384)	(2,456)	(2,529)	(2,605)	(2,683)	
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>24,335</b>	<b>24,895</b>	<b>25,517</b>	<b>26,283</b>	<b>27,071</b>	<b>27,883</b>	<b>28,720</b>	<b>29,581</b>	<b>30,469</b>	
- Gastos admin	(400)	(409)	(410)	(412)	(412)	(412)	(412)	(412)	(412)	
- Gastos asociados a las ventas	(1,117)	(1,142)	(1,171)	(1,206)	(1,242)	(1,279)	(1,318)	(1,357)	(1,398)	
Transferencias \$ KW	758	776	795	819	844	869	895	922	949	
FAZNI										
Contribución CND-ASIC LAC	300	307	314	324	333	343	354	364	375	
Fondos Especiales Municipales										
Sobretasa ambiental										
Ley eléctrica	59									
ICA+Predial+GMF		60	61	63	65	67	69	71	73	
CERE										
<b>EBITDA</b>	<b>22,818</b>	<b>23,343</b>	<b>23,936</b>	<b>24,665</b>	<b>25,417</b>	<b>26,192</b>	<b>26,990</b>	<b>27,812</b>	<b>28,659</b>	
- Depreciación y amortización	(6,048)	(6,048)	(6,048)	(6,048)	(6,048)	(6,048)	(6,048)	(6,433)	(6,433)	
<b>Utilidad Operativa</b>	<b>16,770</b>	<b>17,295</b>	<b>17,888</b>	<b>18,616</b>	<b>19,369</b>	<b>20,144</b>	<b>20,942</b>	<b>21,379</b>	<b>22,226</b>	
- Gastos financieros	(10,427)	(11,298)	(10,618)	(10,031)	(8,756)	(9,268)	(8,455)	(7,704)	(6,430)	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>6,343</b>	<b>5,997</b>	<b>7,270</b>	<b>8,585</b>	<b>10,613</b>	<b>10,875</b>	<b>12,487</b>	<b>13,675</b>	<b>15,796</b>	
+ Impuesto sobre la renta actual	(2,220)	(2,099)	(2,544)	(3,005)	(3,714)	(3,806)	(4,370)	(4,786)	(5,529)	
<b>Utilidad Neta</b>	<b>4,123</b>	<b>3,898</b>	<b>4,725</b>	<b>5,580</b>	<b>6,898</b>	<b>7,069</b>	<b>8,116</b>	<b>8,889</b>	<b>10,267</b>	
<b>Referencia</b>										
<b>EBITDA</b>	22,818	23,343	23,936	24,665	25,417	26,192	26,990	27,812	28,659	
<b>Margen EBITDA (U12M)</b>	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	
<b>Margen bruto</b>	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	
<b>Margen operacional</b>	0.63	0.64	0.64	0.65	0.66	0.66	0.67	0.66	0.67	
<b>Margen de beneficio</b>	0.16	0.14	0.17	0.20	0.23	0.23	0.26	0.28	0.31	

Ilustración 6: Estado de Resultados Integral

Para los cálculos del Estado de Resultados Integral se consideran los ingresos representados en un precio de venta estándar de megavatios equivalente a 20 MW anuales de producción, al ser esta planta menor a 20 MW no existe una regulación estricta en el precio de ésta; sin embargo se tienen consideraciones como caudal, caída y demás variables para calcular la media anual de producción, a estos ingresos se les atribuyen los gastos regulares de administración además de los operativos, los intereses del préstamo bancario y los impuestos pagados al estado estipulados en el inciso del marco tributario, el cual incluye los impuestos especiales al sector más los regulares (como renta y anticipos).

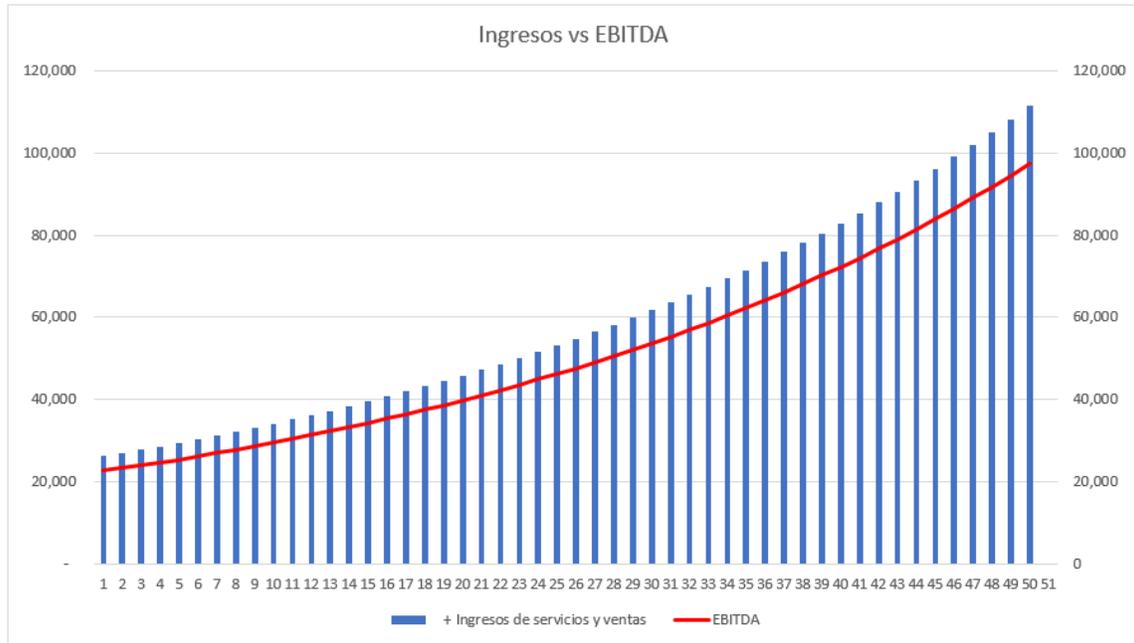


Gráfico 12: Ingresos Vs EBITDA

Tal como describe la gráfica del inciso, los ingresos incrementen de forma sustancial a lo largo de los años de vida útil del proyecto, y se refleja en el EBITDA el cual va aumentando durante el mismo periodo, esta también muestra que en el periodo de estabilización del proyecto el EBITDA se mantiene constante, esto indica que a largo plazo el proyecto tenderá a mantenerse en un balance entre sus ingresos y gastos y crecer de forma congruente.

## 8.8 Balance General

PCH Caicedo							
AÑO DEL PROYECTO		0	1	2	3	4	5
<b>ACTIVOS CAPITALIZADOS</b>							
Predios		1,404	1,404	1,404	1,404	1,404	1,404
Obras Cíviles		0	44,492	88,984	88,984	88,984	88,984
Equipos Electromecánicos		10,159	10,159	50,793	50,793	50,793	50,793
Otros equipos		0	0	765	765	765	765
Costos Ambientales (licenciamiento, PMA)		205	3,326	6,036	6,036	6,036	6,036
Administración e Ingeniería		2,813	7,254	10,048	10,048	10,048	10,048
Líneas de conexión (incluye predios)		0	666	8,535	8,535	8,535	8,535
Subestación		0	0	389	389	389	389
Compra de Prima		3,667	3,667	3,667	3,667	3,667	3,667
Depreciaciones					6,048	6,048	6,048
<b>CAJA</b>					5,371	5,075	5,413
<b>TOTAL ACTIVOS FIJOS</b>		18,248	70,967	170,620	164,572	164,572	164,572
<b>ACTIVOS TOTAL</b>		18,248	70,967	170,620	164,572	164,572	164,572
<b>TOTAL ACTIVOS FIJOS</b>		18,248	70,967	170,620	164,572	164,572	164,572
<b>ACTIVOS TOTAL</b>		18,248	70,967	170,620	164,572	164,572	164,572
<b>PASIVOS</b>							
Crédito LP		0	35,120	175,783	165,316	165,879	165,414
CxP Proveedores							
Otros Créditos							
Intereses Causados							
<b>TOTAL PASIVOS</b>		0	35,120	175,783	165,316	165,879	165,414
<b>PATRIMONIO</b>							
Capital		18,248	35,847	-5,163	-4,867	-5,205	-5,568
Utilidad del período		0	0	0	4,123	3,898	4,725
Utilidades retenidas							
Utilidades repartidas							
<b>Saldo utilidades</b>		18,248	35,847	-5,163	-744	-1,307	-843
chequeo		0	0	0	0	0	0

## 8.9 Indicadores Financieros

<b>EBITDA</b>	22,818	23,343	23,936	24,665	25,417	26,192	26,990
<b>Margen EBITDA (U12M)</b>	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86
<b>Margen bruto</b>	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
<b>Margen operacional</b>	0.63	0.64	0.64	0.65	0.66	0.66	0.67
<b>Margen de beneficio</b>	0.16	0.14	0.17	0.20	0.23	0.23	0.26

*Ilustración 7: Márgenes calculados del proyecto*

Tabla 10: Resultados de los indicadores financieros después del escenario base

<b>TIR PROYECTO</b>	<b>12.25%</b>
<b>TIR INVERSIONISTA</b>	<b>14.36%</b>
<b>TIO</b>	<b>12.00%</b>
<b>WACC</b>	<b>8.11%</b>
<hr/>	
<b>VPN CON WACC</b>	<b>84,268</b>
<hr/>	
<b>VPN CON TIO</b>	<b>16,964</b>

## 9. Gestión de Riesgo

### 9.1 Factores de Éxito del Proyecto

Los factores de éxito del proyecto pueden fundamentarse con que se cuenta con una hidrología estable, se ha analizado el Factor de planta (básicamente es la eficiencia de la cuenca para entregar energía) y es de alrededor del 70% con los datos hidrológicos vigentes. Sin embargo, esta variable es objeto de análisis en la gestión de riesgo.

Por tratarse de una central de 20 MW, se consideran no despachadas centralmente. Además, por ser a filo de agua las PCHs tienen la opción de tener acceso al despacho central solo si su capacidad instalada se encuentra hasta 20 MW.

De igual manera, al no participar en el Mercado de Energía Mayorista las PCHs no reciben cargos por la generación de energía en firme al sistema en tiempos de escasez (cargo por confiabilidad), pero de la misma forma tampoco deben pagar cargos del sistema como el CERE y el FAZNI (Fondo de adaptación para las zonas no interconectadas).

Es característico de la región donde se localiza el proyecto dentro del departamento de Antioquia por su geografía montañosa y a la vez por su ríos y quebradas caudalosas lo hace ser uno de los departamentos de Colombia con mayor potencial hidroeléctrico. A

continuación, se presenta la matriz de riesgo del proyecto, en la cual se realizó el análisis de 6 riesgos

Tabla 11: Matriz de Riesgos del proyecto

Riesgo	Causa	Consecuencia	Probabilidad	Impacto financiero sobre el presupuesto del Proyecto.
Entrada de Hidroituango volatilidad del precio de la energía, ya que eventualmente bajará.	Aumento en la oferta de generación	Disminución del precio de energía por entrada de nuevos competidores y/o cambios en la regulación de la CREG	0.40	\$ 5,000
Bajen el caudal por debajo de lo admisible	Fenómeno del niño, verano intenso.	Disminución de ingresos, incluso que no puedo cumplir el contrato con el comercializador, y las obligaciones financieras	0.50	\$ 15,000
Incremento del CAPEX	Aumento del precio de materiales como el acero	disminución de los indicadores financieros atractivos para la empresa	0.80	\$ 10,000
Volatilidad de las tasas de interés de los préstamos	Aumento de las tasas de interés por las condiciones actuales de la economía Colombiana	Un valor de deuda e interés más altos para cubrir la necesidad de inversión en CAPEX para la ejecución del proyecto.	0.7	\$ 48,000
Operativo: falla en la tubería de conducción	Deslizamiento o movimiento en masa	Parar totalmente la operación de la energía	0.05	\$ 25,000
Riesgo por transporte de los equipos	Zonas geológicas inestables	Volcamiento o accidente de los equipos que transportan los generadores.	0.3	\$ 10,000

Tabla 12: Matriz DOFA

<b>Debilidades</b>	<b>Oportunidades</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● No se tiene definida una oferta a los diferentes segmentos de clientes.</li> <li>● No se cuenta con un plan de comunicaciones a clientes que permita identificar la oferta.</li> <li>● No se tiene definido un plan de acción para ajustar los precios luego de la entrada de Ituango en ejecución.</li> <li>● Concertar contratos a un precio fijo para asegurar flujos efectivos a largo plazo para garantizar financiaciones.</li> <li>● Bajo retorno sobre el capital invertido por factores externos.</li> <li>● Fallas del sistema y pérdidas técnicas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Crear contratos a términos menores para poder flexibilizar los precios y asegurar flujos óptimos.</li> <li>● La PCH será la única suministradora de la zona, motivo por el cual cuenta con el suministro necesario para la región.</li> <li>● Invertir en innovación para adaptación a las nuevas tendencias del mercado.</li> <li>● Apertura de nuevos mercados.</li> <li>● Aparición de nuevos inversionistas, con el fin de ajustar los valores a ser financiados para la creación del proyecto</li> </ul>
<b>Fortalezas</b>	<b>Amenazas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● Abastecer la demanda de energía por reemplazo de energías fósiles.</li> <li>● La cuenca cuenta con recursos hídricos óptimos para el sostenimiento a largo plazo del proyecto.</li> <li>● Inversiones en la transmisión y expansión de la generación de energía.</li> <li>● El proyecto cuenta con un modelo sólido de proyección de recursos que brinda seguridad a los inversionistas.</li> <li>● La PCH contará con la más alta tecnología de creación de energía, brindando eficiencia en los procesos y calidad a todo el personal.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Invasión por parte de terceros a los predios que impida o ralentice el proceso de iniciación del proyecto.</li> <li>● Aparición de competidores que poseen mayor alcance, como Ituango y que logren ajustar el precio del sector.</li> <li>● Factores ambientales que entorpezcan la operación del negocio, como fenómenos climáticos, deforestación entre otros.</li> <li>● Cambios inflacionarios, intereses y coste de los recursos financieros como cambios en las tasas de cambio a USD.</li> <li>● Problemas de índole social que impidan la operación del negocio (terrorismo, atentados, huelgas etc.)</li> </ul>

Escala de probabilidad		Valoración financiera			
MUY ALTO	1	5000	15000	50000	80000
ALTO	0.6	3000	9000	30000	48000
MEDIO	0.3	1500	4500	15000	24000
BAJO	0.2	1000	3000	10000	16000
		5,000	15,000	50,000	80,000
		Bajo	Medio	Alto	Muy alto

La anterior tabla representa los valores de riesgo que son admisibles en color verde, en color amarillo y café los que ameritan algún tipo de tratamiento con el fin de disminuir el riesgo y en color rojo los valores que son inadmisibles.

Se realizó sensibilización con la función tabla de Excel en la cual se perciben los valores para los cuales la Tasa interna de Rentabilidad (TIR) es un valor atractivo, las dos variables analizadas son: el precio de la energía (en escala vertical \$/kwh) , la cantidad de energía generada (en Mwh Año).

Tabla 13: Sensibilidad de la variable Energía (MWhaño) y la variable Precio (kwhaño) realizado con la función tabla.

		Generación				
TIR INVERSIONISTA		Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
14.36%		120,355	108,320	97,488	87,739	78,965
240		16.01%	14.09%	12.43%	10.99%	9.72%
230		15.18%	13.37%	11.81%	10.44%	9.24%
220		14.36%	12.67%	11.19%	9.90%	8.76%
210		13.56%	11.97%	10.58%	9.36%	8.28%
190		11.99%	10.60%	9.38%	8.30%	7.32%
180		11.23%	9.94%	8.79%	7.76%	6.84%

En la tabla 14 se presenta una sensibilización similar a la anterior en la cual las dos variables analizadas son el precio en la escala vertical (\$/kwh) y en la escala horizontal el presupuesto del proyecto.

Tabla 14: Sensibilidad del CAPEX del proyecto y de la variable Precio

		Capex				
Capex		Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
		160157.8126	169055.469	186850.781	195748.438	204646.094
14.36%		0.900	0.950	1.050	1.100	1.150
240		18.12%	17.00%	15.13%	14.34%	13.63%
230		17.16%	16.11%	14.35%	13.61%	12.94%
220		16.22%	15.23%	13.59%	12.89%	12.27%
210		15.29%	14.37%	12.83%	12.18%	11.60%
190		13.50%	12.70%	11.37%	10.80%	10.29%
180		12.62%	11.89%	10.65%	10.12%	9.64%

En ambos casos las dos tablas anteriores representan valores admisibles para el inversionista en color verde y en riesgo las combinaciones que se aprecian en color rojo.

## 9.2 Modelación en el programa @Risk

Se realizó modelación con el programa @Risk el cual es una aplicación que viene como complemento de Excel y se utiliza para analizar el riesgo y la incertidumbre en los diferentes proyectos combinando la simulación Monte Carlo.

Las variables de entrada son las siguientes:

El precio de la energía

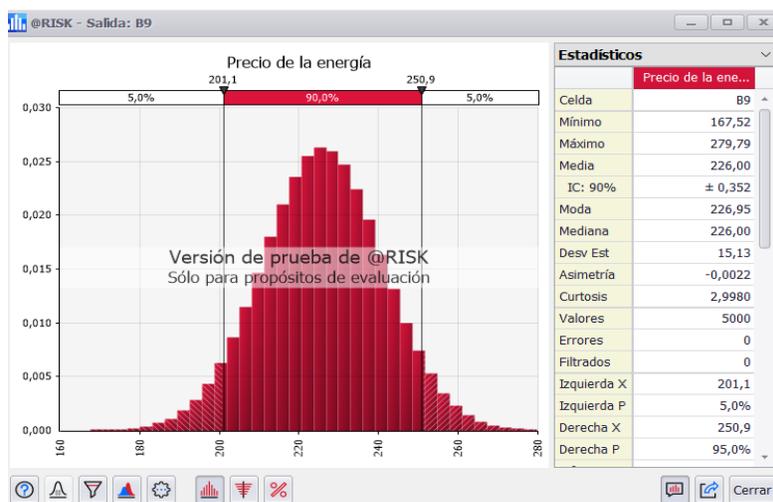
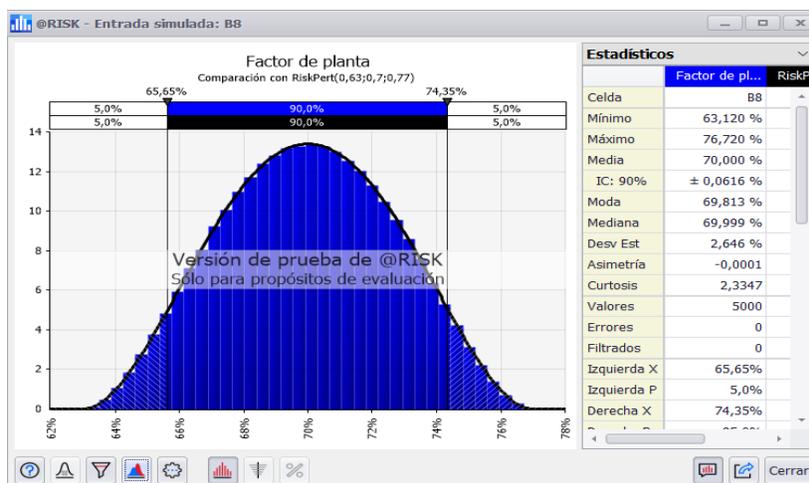
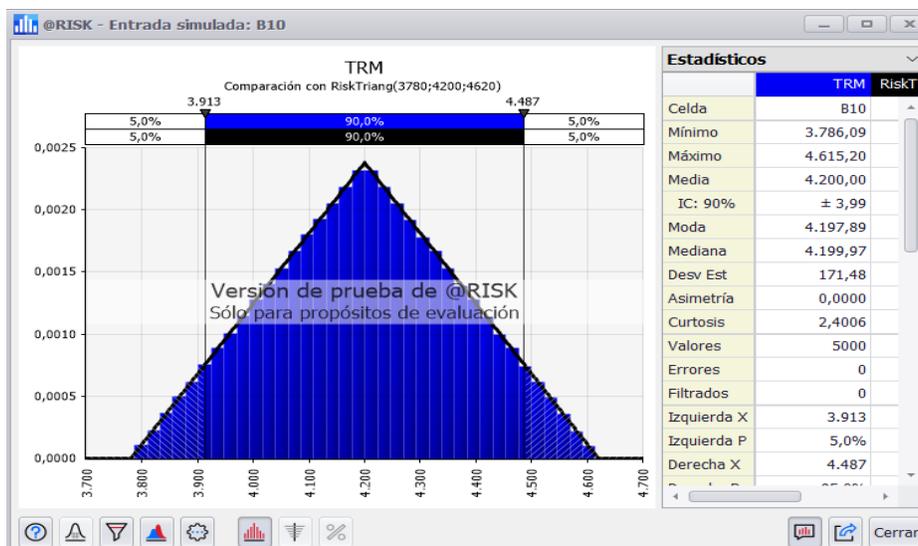


Ilustración 1: Definición de la variable peso en el @Risk.

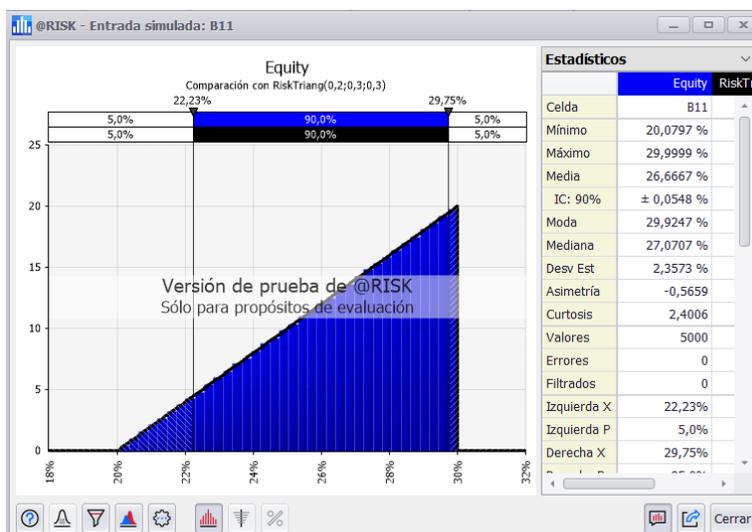
El factor de planta el cual es la variable con la distribución Normal



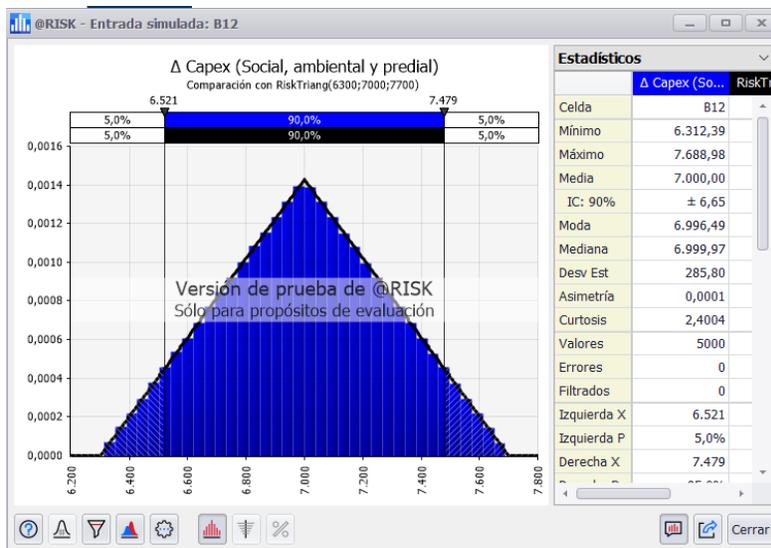
la TRM en el proyecto representa todos los equipos electromecánicos que van a ser adquiridos mediante la moneda extranjera y se definió con una distribución triangular con valores de 3786, 4615 y 4200.



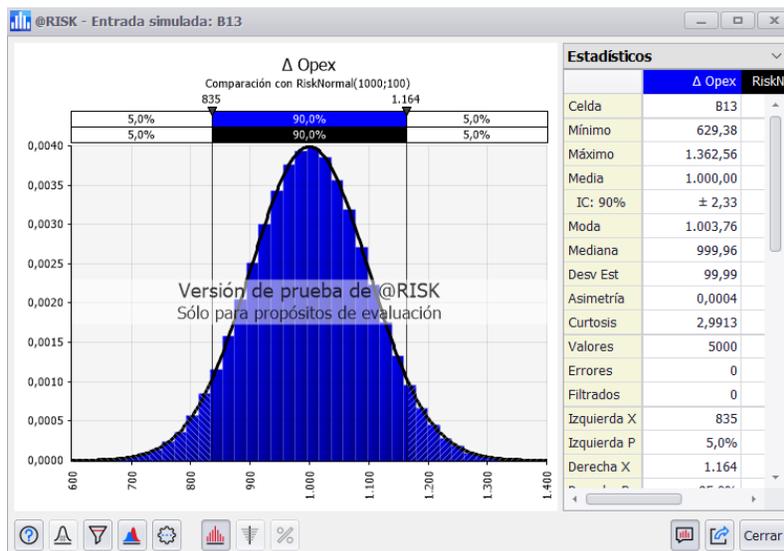
el Equity el cual se definió como una distribución triangular cuyos valores son 20%, 30% y 26%



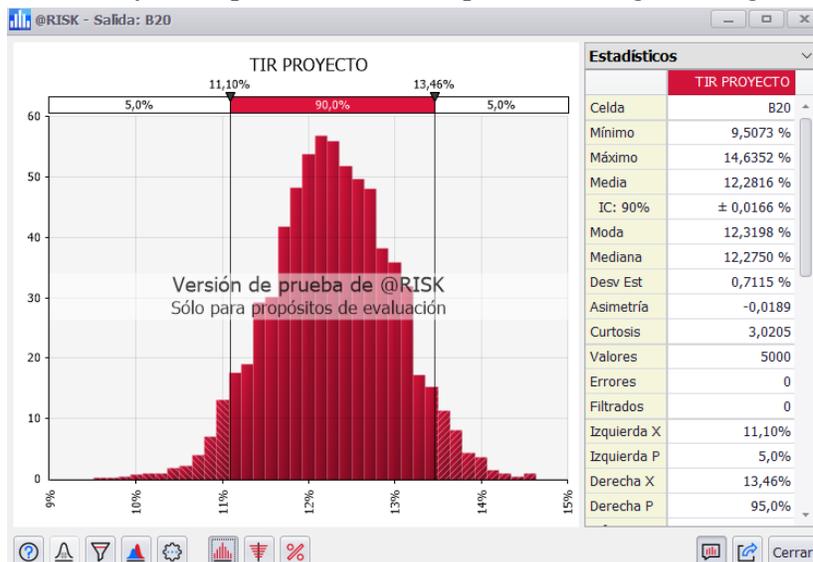
la otra variable sensible para el proyecto es el incremento del Capex del proyecto, el cual se definió con la distribución triangular. de acuerdo a la siguiente ilustración



Se definió un incremento en el Opex de acuerdo con la distribución normal



Después de definidas las variables anteriores, las cuales afectan directamente los indicadores de tasa interna de rentabilidad y valor presente Neto se aprecian los siguientes gráficos:



La anterior imagen indica que el 90% de las veces la TIR del proyecto estará entre valores de 11.10% y 13.46%.

Gráfico tornado con la TIR del proyecto

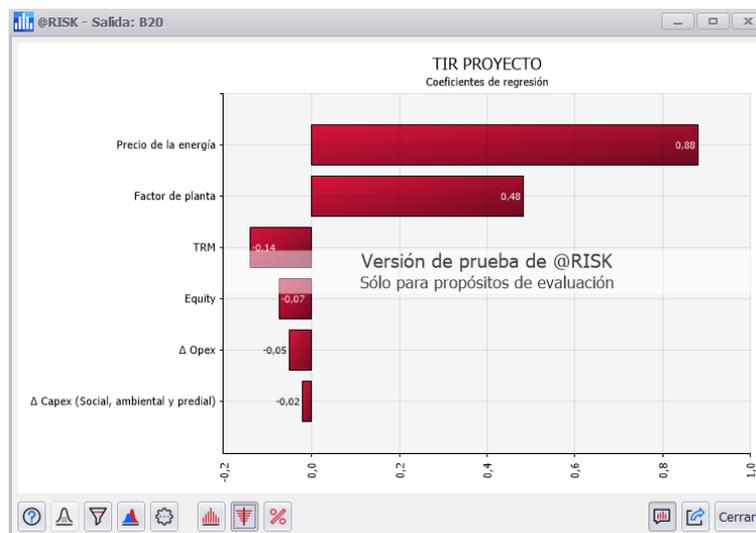
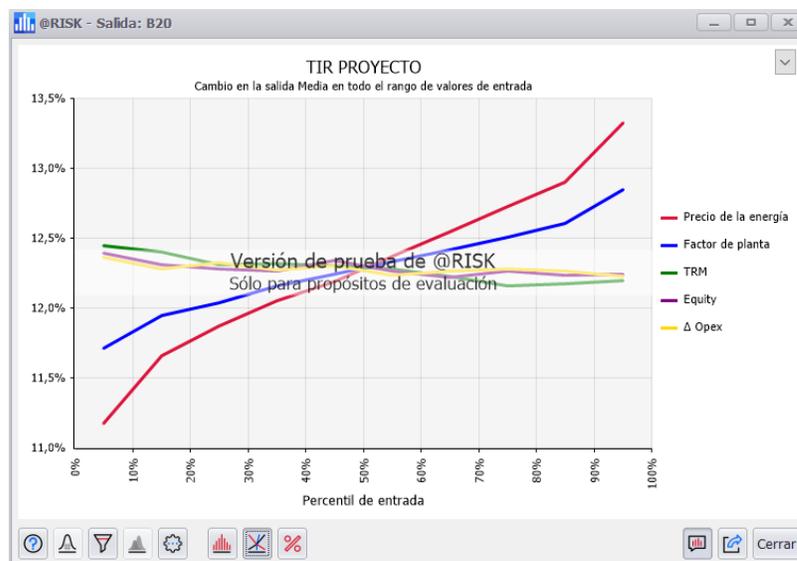
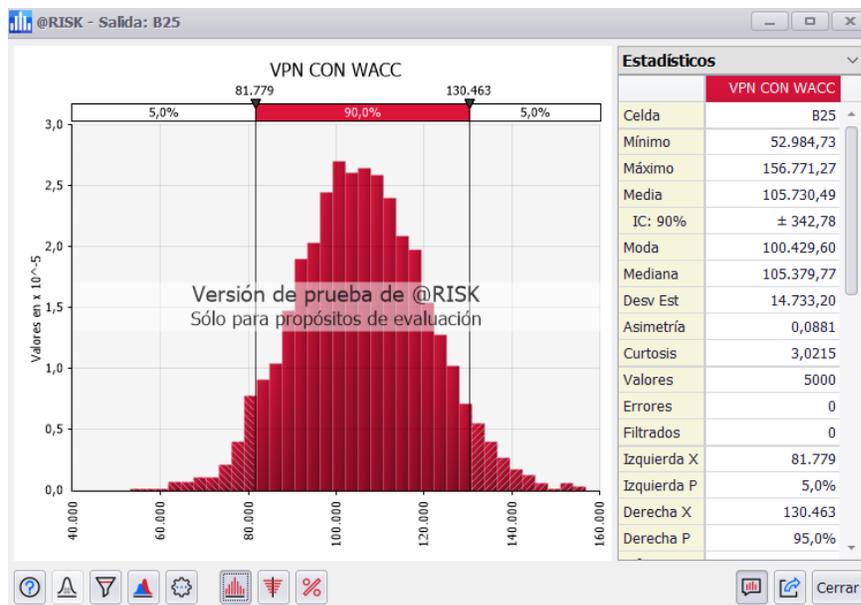


Gráfico telaraña con la TIR del proyecto



En cuanto al Valor Presente Neto del Proyecto se tiene lo siguiente:



El 90% de las veces el proyecto obtendría Valores presentes Netos entre 81.779 MM y 130.463 MM.

Gráfico Tornado con el Valor Presente Neto del Proyecto

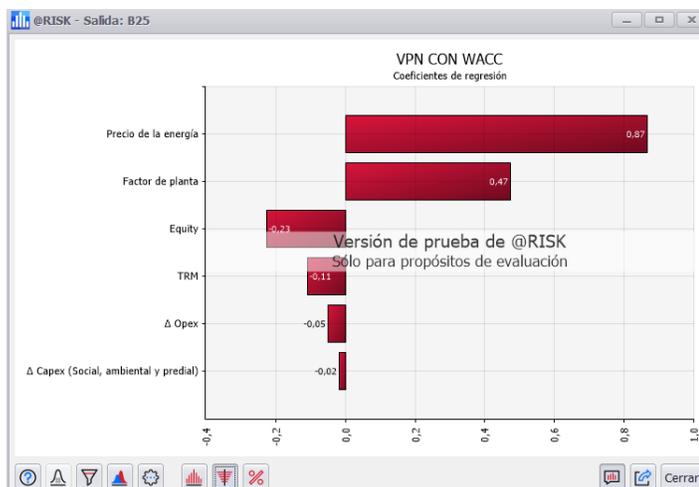
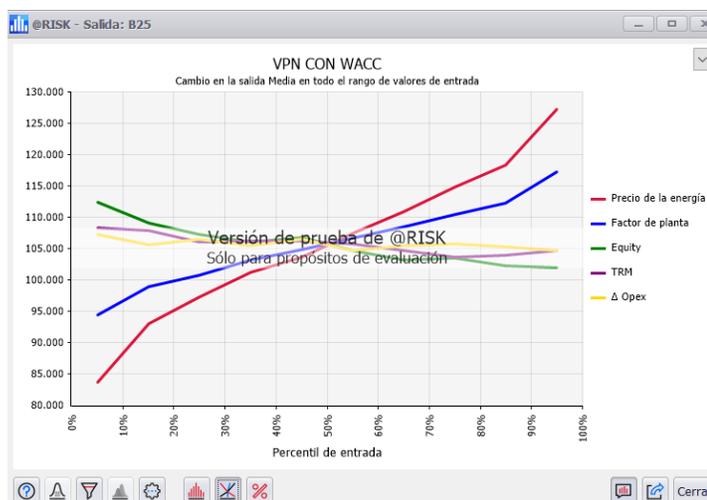


Gráfico telaraña con el Valor Presente Neto del Proyecto.



Nótese que en todos los gráficos anteriores la variable más sensible es el precio de la energía. Para lo cual el proyecto con el fin de disminuir la incertidumbre y el riesgo asociado a este valor puede realizar contratos a corto y mediano plazo con comercializadores.

La otra variable de mayor sensibilidad para el proyecto es el factor de planta y básicamente depende de la estabilidad de la cuenca y la respuesta para que sea eficiente en el control del agua. Es una variable netamente ambiental, como medida para disminuir la incertidumbre asociada se pueden realizar la obtención de predios y realizar programas de reforestación para un mejor almacenamiento del caudal.

Para las variables de Equity, TRM e incremento de gastos durante operación se observa que no son tan sensibles a la Tasa interna de retorno y al Valor Presente Neto.

## 10 Conclusiones y/o recomendaciones

1. *Las inversiones en proyectos de generación de energía son interesantes y atractivas siempre que se enmarquen de la manera más adecuada en la industria de generación eléctrica colombiana.*
2. *Las inversiones en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs) son de largo plazo y deben valorarse como tales en los portafolios correspondientes.*
3. *Los proyectos de energía hidráulica representan largos periodos de alta inversión en los cuales el riesgo es mayor por el incremento del presupuesto de ejecución, sin embargo una vez superada esta etapa, los costos asociados a la operación y mantenimiento disminuyen en gran medida lo que las hace que sean atractivas.*
4. *La variable precio de energía es la más sensible para el modelo financiero, la mejor forma de blindar la volatilidad de este valor es firmar contratos a corto y mediano plazo con comercializadores de energía.*
5. *Los años siguientes será de entrada de energías Renovables no convencionales como la Eólica y la Solar, no puede mirarse como una amenaza a la energía hidroeléctrica a filo de agua debido a la ventaja que tiene hoy día las plantas hidráulicas y que tiene que ver con el Factor de Planta y el menor impacto ambiental que representan respecto a las grandes áreas que debe tener por ejemplo un parque solar respecto a una PCH.*
6. *Los resultados del Estado de Resultados Integral (ERI) comprueban la viabilidad del negocio arrojando no solo EBITDA positivo a lo largo de la duración del mismo sino márgenes altos y competitivos, los cuales son atrayentes de inversión de terceros, esto contribuye a reducir la deuda que eventualmente ha de adquirirse con un banco para suplir la necesidad de inversión.*

## 11. Bibliografía

- MACIAS ACEVEDO Juan Pablo y otros, 2015, Atlas potencial Hidroenergético de Colombia; 2015, Atlas de potenciales (upme.gov.co)
- INFORME OFERTA Y GENERACIÓN, 2022, XM, Boletines energéticos (xm.com.co)
- LOPERA VIECO Eduardo, 2020, La importancia del recurso hídrico en Colombia, Sociedad Antioqueña de Ingenieros y Arquitectos (SAI), V seminario de Centrales Hidroeléctricas.
- RIESGOS EN LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS, 2020, Sociedad antioqueña de Ingenieros, V seminario de Centrales Hidroeléctricas.
- GALLEGO ESCOBAR, 2018 Costo del Patrimonio en las energías HZ Energy SAS.
- SHARPE, W. F. (2016). Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk. *The Journal of Finance*, 71(1), 499–499. <https://doi.org/10.1111/jofi.12318>
- Ley 1017 de 2014 Recuperado de [http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY\\_1715\\_2014.pdf](http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf)
- Ley 1819 de 2016 <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=79140>
- XM S.A. E.S.P. (2022). Lista de pequeñas centrales eléctricas. Medellín. Recuperado de <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=lista>
- XM S.A. E.S.P. (2022). Informe de operación del SIN y Administración del Mercado, 323.
- XM S.A. E.S.P. (2022). Capacidad efectiva por tipo de generación. Medellín. Recuperado de <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>
- UPME. Resolución 0520 del 9 de octubre de 2007 (2007). Bogotá D.C. Recuperado de [http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Generacion/0520\\_2007.pdf](http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Generacion/0520_2007.pdf)
- SAPAG CHAIN, N. (2011). PROYECTOS DE INVERSIÓN Formulación y Evaluación. (I. F. Maluf, Ed.). 2 ed. Chile: Prentice Hall.
- Naciones Unidas. (1992). Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. [https://doi.org/FCCC/INFORMAL/84.GE.05-62301\(S\)220705220705](https://doi.org/FCCC/INFORMAL/84.GE.05-62301(S)220705220705).
- ORTIZ ECHAVARRIA, M., & Londoño Aristizábal, N. (2017). Análisis del mercado de contratos del MEM en Colombia durante el último fenómeno de El Niño (2015-2016). Universidad EAFIT.
- QUIJANO RESTREPO, A., & Idárraga García, C. A. (2018). Experiencias en financiación de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia. EAFIT.
- QUINTERO QUINTERO, M. del C., & Isaza Cuervo, F. (2013). Dependencia hidrológica y regulatoria en la formación de precio de la energía en un sistema hidro dominado: caso sistema eléctrico colombiano. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 12(22), 85–96. Recuperado de

<http://ezproxy.eafit.edu.co/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=e>

Redacción de El País. (2018, May 18). Cronología: esta es la historia de la crisis de Hidroituango que tiene en alerta al país. Recuperado de <https://www.elpais.com.co/colombia/cronologiaesta-es-la-historia-de-la-crisis-de-hidroituango-que-tiene-en-alerta-al-pais.htm>