

**ESTUDIO DE VIABILIDAD FINANCIERA PARA LA CONSTRUCCIÓN Y
PUESTA EN OPERACIÓN DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA
(PCHs) EN EL DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA**

**EDUARD SAMUEL QUINTERO SANDOVAL
YOLANDA MEJIA DE BETANCUR**

**MEDELLIN
UNIVESIDAD DEL TOLIMA
CORPORACION UNIVERSITARIA MINUTO DE DIOS
DIRECCIÓN DE POSTGRADOS GERENCIA DE PROYECTOS
2009**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD FINANCIERA PARA LA CONSTRUCCIÓN Y
PUESTA EN OPERACIÓN DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA
(PCHs) EN EL DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA**

**EDUARD SAMUEL QUINTERO SANDOVAL
YOLANDA MEJIA DE BETANCUR**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Especialista en Gerencia de Proyectos.**

**Asesor
JORGE ARBEY TORO**

**MEDELLIN
UNIVERSIDAD DEL TOLIMA
CORPORACION UNIVERSITARIA MINUTO DE DIOS
DIRECCIÓN DE POSTGRADOS GERENCIA DE PROYECTOS
2009**

Nota de aceptación

Firma Presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Medellín, Agosto de 2009

ADVERTENCIA

Prohibida la reproducción total o parcial de este trabajo, sin el permiso previo y por escrito de los autores.

¿QUÉ ES EL DERECHO DE AUTOR?¹

Es la protección que le otorga el Estado al creador de las obras literarias o artísticas desde el momento de su creación y por un tiempo determinado.

¿QUÉ NORMAS REGULAN EL DERECHO DE AUTOR EN COLOMBIA?

Artículo 61 de la Constitución Política de Colombia

Decisión Andina 351 de 1993

Código Civil, Artículo 671

Ley 23 de 1982

Ley 44 de 1993

Ley 599 de 2000, Artículo 270, 271 y 272 (Código Penal Colombiano), Título VIII

Ley 603 de 2000

Decreto 1360 de 1989

Decreto 460 de 1995

Decreto 162 de 1996

¹ Dirección Nacional de Derechos de Autor. <http://www.derautor.gov.co/htm/preguntas.htm#02>

ACUERDO NÚMERO 0066 DE 2003

Los autores autorizamos a la Universidad del Tolima la reproducción total o parcial de este documento, con la debida cita de reconocimiento de la autoría y cedemos a la misma Universidad los derechos patrimoniales, con fines de investigación, docencia e institucionales, consagrado en el artículo 72 de la ley 23 de 1982 y las normas que lo instituyan o modifiquen.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	9
1. TÍTULO DEL PROYECTO.....	10
1.1 SITUACION ACTUAL.	10
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.	11
1.3 FORMULACIÓN DE LA OPORTUNIDAD.	12
2. OBJETIVOS	15
2.1 OBJETIVO GENERAL	15
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
3. JUSTIFICACIÓN.	16
3.1 LA UBICACIÓN DEL PROYECTO.	17
3.2 ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD.	18
3.3 FACTIBILIDAD.	18
4. ALCANCE DEL ESTUDIO.	21
4.1 UNIDADES DE PRECIOS Y COSTOS	21
4.2 ESTRUCTURA GENERAL DE COSTOS DE GENERACIÓN	21
4.3 EVALUACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN	21
4.4 COSTOS DE GENERACIÓN Y SU ESTRUCTURA	22
5. MARCO DE REFERENCIA	24
5.1 MARCO TEORICO	24
5.2 MARCO CONCEPTUAL	25
5.2.1 ENERGÍA HIDRÁULICA.	25
5.2.2 PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA.	25
5.2.3 BOCATOMA	26
5.2.4 ENERGIA POTENCIAL:	26
5.2.5 ENERGIA CINETICA:.....	26
5.2.6 ENERGIA MECANICA:	26
5.2.7 ENERGIA ELECTRICA:	27
5.2.8 TURBINA:	27

5.2.9	TURBINA TIPO FRANCIS:	27
5.2.10	TURBINA TIPO PÉLTON:.....	27
5.2.11	KILOVATIO-HORA:.....	27
5.3	MARCO LEGAL	28
5.3.1	NORMATIVIDAD PARA UN GENERADOR DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA.	28
5.3.2	COMERCIALIZACIÓN EN ENERGÍA ELÉCTRICA	30
5.3.3	RÉGIMEN ECONÓMICO Y TARIFARIO PARA LAS VENTAS DE ELECTRICIDAD.	31
6.	<u>DISEÑO METODOLÓGICO</u>	33
7.	<u>RESULTADOS DE LA INVESTIGACION.</u>	34
7.1	COSTOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA HIDRÁULICA.	35
7.2	METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDRÁULICAS.	36
7.3	EVALUACION FINANCIERA	40
8.	<u>CONCLUSIONES</u>	45
9.	<u>BIBLIOGRAFIA</u>	47

LISTA DE TABLAS

- Tabla1. Proyecciones de energía y potencia
Tabla 2. Metodología de estimación de costos para la
Construcción de pequeñas centrales hidráulicas.
Tabla 3. Análisis Financiero

INTRODUCCIÓN

Por la riqueza hídrica que tenemos en nuestro país, por el desarrollo industrial que hemos tenido en los últimos años, por el auge de la construcción de nuevos proyectos de centrales de energía hidroeléctrica como ejemplo a citar Porce III, pescadero Ituango, como los más representativos, por la mirada que se le está dando al campo (zona agraria), frente a esto nos surge la idea de demostrar que tan viable es financieramente una pequeña central de generación de energía hidroeléctrica (PCH) en el departamento de Antioquia. Utilizando el caudal de uno de nuestros afluentes sin afectar el medio ambiente con la construcción de un embalse de grandes proporciones

La razón por la cual se escogió este tipo de generación de energía es debido a que el recurso hidráulico es abundante en la geografía antioqueña, y la inversión que se debe realizar es mucho menor que cuando se hacen grandes centrales de energía. No necesita embalse, no se genera contaminación ambiental, y además es un recurso renovable.

Con la realización de este trabajo esperamos contribuir a despejar dudas a quienes estén interesados en este tipo de inversión, logrando demostrar los costos y beneficios económicos que se pueden obtener. Además, afianzar los proyectos que en un futuro se puedan realizar, Todo esto en pro de un desarrollo integral, el cuidado del medio ambiente y la generación de rentabilidad.

El análisis que se presenta a lo largo de este trabajo, contribuye al desarrollo energético colombiano, a la inversión de capital en nuestro país, a fomentar el empleo, a utilizar el recurso hídrico con una conciencia ambiental, y a contribuir con los conocimientos técnico-financieros en este campo.

1. TÍTULO DEL PROYECTO.

Estudio de viabilidad financiera para la construcción y puesta en operación de una pequeña central hidroeléctrica (PCHS) en el departamento de Antioquia.

1.1 SITUACION ACTUAL.

El consumo de energía en nuestro país es bastante grande debido a las muchas empresas y a la mayor tecnología traída a nuestra región, motivo por el cual se hace necesario buscar nuevas fuentes de generación de energía. En el departamento de Antioquia se cuenta con proyectos como el de Porce III que se inició en febrero de 2007 con el desvío del Rio Porce, donde se espera que esté en funcionamiento en agosto o septiembre del 2010. Su producción será de 660 megavatios, lo que la ubicaría como la segunda central más productiva después del complejo San Carlos que produce 1240 megavatios, y la mayor productora de energía del país seguida de Chivor y Guavio.

Actualmente se encuentra en su fase de aprobación el proyecto pescadero Ituango, que será la Central Hidroeléctrica más grande del país con una capacidad de generación de 2400 megavatios. La construcción de esta obra además traerá nuevas obras a la región, permitiendo un mejor desarrollo económico, entre estas obras tenemos la doble calzada hasta Urabá, un puerto en Urabá y una empresa de aluminio que se servirá de la hidroeléctrica para su producción.

Además, se alistan nuevos proyectos en el Valle del Cauca, Tolima y Caldas. “La Empresa de Energía del Pacífico, EPSA, invertirá US\$162 millones en seis microcentrales para incrementar su capacidad generadora en la región. Aprobada la licencia ambiental para la planta del municipio de Bugalagrande, cuyo costo será de US\$50 millones”². Por último, en Colombia existen 60 pequeñas centrales

²Boletín de energía: “Expansión eléctrica será con pequeñas centrales” Julio 28 de 2007.

y se proyecta la construcción un número significativo en los departamentos del Valle del Cauca, Caldas y Tolima³.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.

En décadas pasadas, la mayoría de municipios de nuestro País disponían de su Pequeña Central Hidroeléctrica y en algunas fincas de microcentrales; las cuales en su mayoría fueron construidas con recursos económicos propios y parte de la ingeniería de diseño y construcción era nacional. En Colombia, las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH en adelante), comenzaron a implementarse a finales del siglo XIX con plantas en Bogotá, Bucaramanga y Cúcuta. En la década de los treinta ya existían PCH a filo de agua que suministraba una potencia de 45 mw. Estos aprovechamientos fueron absorbidos en la década de los setenta por los grandes proyectos hidroeléctricos, que conformaron la base de la generación a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN) Colombiano. El cual no cubre todo el territorio nacional, geográficamente suministra energía al 40 % de éste, alimentando grandes centros de consumo con un reducido abastecimiento a la población rural^{4, 5}.

A pesar de que Colombia cuenta con estas grandes centrales hidroeléctricas y por tanto tiene la capacidad para atender la demanda actual, según cálculos de crecimiento y desarrollo del país, el consumo de energía va ser cada vez mayor.

Dado que la construcción de grandes centrales requiere de varios años para su diseño y puesta en marcha, además de los altos costos, el desplazamiento de gran parte de población debido a los grandes embalses y por ende la afectación al ecosistema, se hace necesario pensar en la construcción de pequeñas centrales

³ Diario El País - Cali Colombia la nación opinión noticias. Febrero 11 de 2009.

⁴ R. Ortiz. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Bogotá. Mac Graw Hill. 2001.

⁵ Florez, R.O.; Jimenez, J.A.A. Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina) Volume 6, Issue 2, June 2008 Pag (s):170 - 175

que aportan soluciones rápidas y con menor impacto sobre la población. El problema radica en no contarse con estudios financieros que permitan ver la viabilidad costo-beneficio de la construcción y puesta en marcha de una PCHs.

1.3 FORMULACIÓN DE LA OPORTUNIDAD.

Con el apagón del año 1992 en Colombia se generó la mayor crisis energética del país, a partir de esto se han venido presentando nuevas oportunidades en el sector energético con la nueva normatividad que da la posibilidad de generar energía por parte del sector privado; con la creación de pequeñas centrales hidroeléctricas especialmente en zonas rurales de difícil acceso, que se encuentran aisladas no interconectadas al sistema nacional, las cuales utilizan para su abastecimiento recursos no renovables y contaminantes como la quema de leña, y /o plantas eléctricas de combustible fósil.

A pesar de que la implementación de las PCH es relativamente costosa frente a otras tecnologías, la utilización de recursos en PCH en Colombia sigue siendo una pieza clave en el desarrollo socioeconómico de muchas regiones en lo que respecta al mejoramiento de la calidad de vida, servicios públicos, mejoramiento tecnológico en industrias como las agrícolas, ganaderas y pesqueras entre otras, además de preservar el medio ambiente al cuidar las cuencas hidrográficas, las cuales son fuentes energéticas de primera mano en el país⁶.

El gobierno Nacional ha planteado en el plan energético 2025 como una forma de generación de energía, el desarrollo de proyectos de pequeña y mediana capacidad conectados al nivel de distribución del sistema eléctrico.

⁶ Ávila, F. Caracterización de las pequeñas centrales hidroeléctricas-PCH. <http://www.revistaenlaceuan.com/edicion19/tema2.html> (consulta 23 de julio 2009)

En el departamento de Antioquia contamos con grandes recursos hidrológicos y características topográficas que se pueden aprovechar en la creación de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Otro aspecto que se tuvo en cuenta en analizar la construcción de una central convencional versus una PCH, fue:

- En las centrales convencionales necesitan embalse, y por ende la compra de extensiones muy grandes de tierra, desplazamiento de comunidades y transformación del medio ambiente.
- Su construcción demanda unos recursos muy altos en comparación con los de una PCH.
- Los tiempos que demora la construcción de una central convencional son mucho mayores.

En las PCHs

- No se necesita embalse.
- Energía limpia: No emite gases "invernadero", ni provoca lluvia ácida, ni produce emisiones tóxicas.
- El tiempo de construcción es mucho menor
- No transforma el medio ambiente
- La relación de costos es mucho menor que la de una central convencional.
- Disponibilidad: El ciclo del agua lo convierte en un recurso inagotable.
- Energía de bajo costo: Sus costos de explotación son bajos, y sus desarrollos tecnológicos, hace que se aproveche de manera eficiente los recursos hidráulicos disponibles.

- Trabaja a temperatura ambiente: No son necesarios sistemas de refrigeración o calderas, que consumen energía y, en muchos casos, contaminan.
- La regulación del caudal controla en riesgo de inundaciones.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar la viabilidad financiera para la construcción y puesta en marcha de una Minicentral de generación de energía hidroeléctrica.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar los procesos que permiten establecer los costos de la generación de energía hidráulica.
- Identificar una metodología de estimación de costos para la construcción de pequeñas centrales hidráulicas.
- Realizar un estudio financiero que permita establecer la inversión requerida y el retorno mínimo que debe dar el proyecto para satisfacer las metas de los inversionistas.

3. JUSTIFICACIÓN.

El desarrollo energético en Colombia es uno de los campos que mas progreso ha tenido desde 1992. En esta fecha sucedió en Colombia el fenómeno del niño, (el apagón, situación esta que ocasiono enormes pérdidas económicas- derivadas del racionamiento de energía. Este fenómeno sirvió para analizar la infraestructura eléctrica del país, encontrando deficiencias tanto en la generación como en la transmisión del producto.

Partiendo de estas evidencias se dinamiza el desarrollo energético colombiano, con la- construcción de nuevas centrales de generación de energía, y la puesta en operación de las que ya estaban en proceso de construcción. Con la construcción de centrales de generación de energía hidráulica también se opta por la construcción de centrales térmicas y eólicas. De esta manera se fue dando todo el desarrollo eléctrico nacional, impulsado por la demanda que genera este recurso. Entre los factores que inciden en la necesidad del recurso energético están, por una parte, el desarrollo industrial y de otro lado el crecimiento demográfico, variables estas, que se traducen en crecimiento económico nacional.

El estudio de la viabilidad financiera no es otra cosa que ver si existe suficiente dinero para financiar los gastos e inversiones que implica la puesta en marcha y operación del proyecto. Por lo general, los buenos proyectos, son aquellos con rentabilidad alta, con un riesgo razonable y bien evaluado, encuentran financiamiento con cierta facilidad.

También se afirma que los proyectos deben ser evaluados con independencia de las fuentes de financiamiento. Lo que se observa en la realidad es, que no es fácil conseguir recursos financieros si no se cuenta con garantías reales (prendas

sobre vehículos, hipotecas sobre terrenos o cascos, etc.) y que el acceso a créditos para los microempresarios tiene más de una dificultad.

Al pensar en el dimensionamiento de proyectos de PCH en el país y de su sostenibilidad, se deben tener en cuenta aspectos mínimos muy importantes y que no se pueden pasar a la ligera como la problemática ambiental de los cuerpos de agua, el enfoque de los sistemas fluviales, la ecohidrología y la ecohidráulica, y la integración de los estudios de hidrología, ecología y geomorfología.

Al caracterizar la viabilidad del proyecto, se debe realizar necesariamente el análisis de los siguientes aspectos:

3.1 La ubicación del proyecto.

Si conseguimos un punto ideal, tendremos beneficios importantes que harán bajar los costos del proyecto y maximizarían la capacidad instalada del generador de energía eléctrica. Se deben hacer visitas técnicas acompañados de personal especialista –especializado- en este tipo de aéreas como geólogos, ingenieros civiles, de vías y los de proyectos de energía.

Hacer visitas a la comunidad acompañados de trabajadores sociales y psicólogos para la mitigación del impacto socioeconómico en la región. Cabe recalcar que este es un paso fundamental para iniciar el análisis de este tipo de proyectos

Conseguir la licencia de concesión para desarrollar este tipo de proyectos ante CORANTIOQUIA. Con el otorgamiento de esta licencia se tiene vía libre por dos años para hacer todos los estudios y cálculos hídricos y de caudales.

También se debe estudiar si el afluente es utilizado para consumo humano o de riego. Igual, se deben dictaminar los niveles mínimos en época de verano y los

caudales máximos en época de lluvia. Con estos estudios, se trata de ubicar el punto ideal para iniciar el estudio de pre-factibilidad.

3.2 Estudio de Pre-factibilidad.

Con la realización de este estudio, lo que se busca es reducir las situaciones adversas o desfavorables en el estudio de factibilidad. En este estudio se debe realizar:

- Ubicar el área que posiblemente sea el más adecuada para iniciar la construcción de una PCH.
- Determinar con la mayor exactitud posible, los niveles y caudales hídricos. Es de anotar, que esta es la materia prima para nuestro proyecto. Si en este cálculo se falla hay serios indicadores que la PCH no sea viable financieramente, pero no cuando ya esté en operación y con todos los recursos invertidos.
- Determinar el punto ideal, donde los equipos instalados nos dé el rendimiento esperado y calculado, aprovechando al máximo la capacidad de la unidad generadora y los caudales hidráulicos estudiados.
- Determinar las vías de penetración. Este es otro factor para analizar, ya que este es un aspecto fundamental para los costos y transporte de equipos.

3.3 Factibilidad.

Con el estudio de factibilidad se determina si el proyecto es realmente interesante para invertir. Esto es lo que se debe analizar para saber que tan interesante es el proyecto:

- Pre diseño de las obras. Basados en los estudios de cartografía geología, estudios de ingeniería, vías de penetración⁷.
- Ubicación definitiva, basado en estudios hidráulicos y caudales.

En este punto, se deben hacer o identificar varios escenarios (prospectiva), con el fin de seleccionar la que mejor resultados arroje, maximizando el caudal hidráulico y buscando el menor costo, sin caer en deficiencias técnicas o de calidad.

Analizando todos estos datos y buscando una forma eficiente de producir energía eléctrica, que además este en armonía con el medio ambiente, vemos como una PCH es la que mejor cumple con la idea de generar energía de una manera eficiente y en armonía con el medio ambiente, buscando también que sea una empresa exitosa y que genere unos ingresos que sean atractivos para el desarrollo industrial y la creación de empresa.

Utilizando la riqueza hídrica que poseemos en el departamento de Antioquia, los conocimientos en la construcción de centrales de este tipo, la mano de obra nacional, que en este campo es muy calificada, y abriendo nuevas fuentes de trabajo en las zonas de influencia donde se realice este proyecto.

Para la realización de este trabajo analizaremos:

- Inversión inicial
- Costos
- Intereses
- Depreciación
- TIR
- VPN
- TIO

⁷ Bonilha, J. Tópicos especiais para proyecto de pequenas centrais hidroelétricas: Obras civiles. Revista Latinoamericana de Hidráulica No.3, mayo 1988, pp 113-175

- costos de mantenimiento
- costos de recursos energéticos
- Gastos de administración
- Impuestos.

4. ALCANCE DEL ESTUDIO.

Es este estudio establece únicamente algunos de los parámetros para la obtención de datos reales de los costos que se sobrevendrían con la realización de este tipo de proyectos, por lo tanto, se tienen en cuenta:

4.1 Unidades de precios y costos

Se hará referencia al proceso de costos como unidad, el dólar Americano (USD) y/o el peso Colombiano

4.2 Estructura general de costos de generación

En los desarrollos hidroeléctricos de las plantas de generación los costos de inversión están determinados por las características específicas y ubicación de cada proyecto, entre las cuales se enumeramos las siguientes: Infraestructura existente para la construcción del proyecto; vías de penetración para el acceso a los sitios de las obras e infraestructura.

4.3 Evaluación de costos de generación

Para la creación de la macro en Excel se tuvieron en cuenta todos los criterios para la estimación de los costos de generación. Se tomaron: El costo FOB, transporte marítimo y seguros (TMS), aranceles, nacionalización, bodegaje, carta de créditos (NBC) transporte internos y seguros (TSI), costo de instalación (CI). Además, del salto aprovechable junto con el caudal del río dictaminan cuantas unidades generadoras pueden ser puestas en servicio y que tipo, ya sea de tipo Francis o Pélton

Dentro de la estructura del costo de generación se incluyeron aspectos relacionados con la legislación vigente y aplicable en materia de importación,

convenios aduaneros, tratados comerciales, tributación, seguros, transporte nacional y en cualquier otro aspecto determinante en la definición de dicho costo.

4.4 Costos de generación y su estructura

Como vamos a dimensionar los costos en que se incurrirían en el desarrollo del proyecto y en la operación comercial del mismo tuvimos en cuenta:

Costos preoperativos son:

Estudios e investigaciones.

Ingeniería.

Predios.

Obras civiles.

Equipos.

Obras de infraestructura.

Imprevistos en obras y equipos .

Costos operativos son:

Administración, operación y mantenimiento (AOM) Componente fija

Administración, operación y mantenimiento (AOM) Componente variable.

Costos financieros.

Manejo ambiental.

Inversiones ambientales.

Seguros.

Costos de ley.

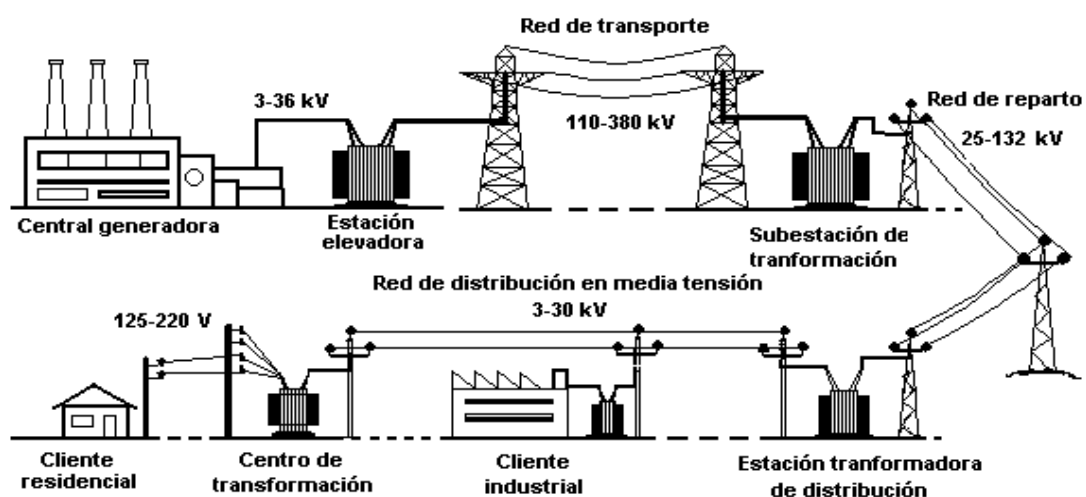
Al totalizar los costos preoperativos y utilizando variables económicas como la tasa de descuento y la vida útil de la PCH evaluada, se calcula el costo preoperativo anual. Este costo se suma al costo operativo anual para obtener el costo total anual. La relación entre el costo total anual y la energía generada constituye el costo unitario de generación, que es lo que se busca con el presente análisis. La energía media anual se determina mediante las características propias de la central, tales como capacidad instalada y factor de planta. Que en este caso el factor de planta será del .92 %. (Ver anexo)

5. MARCO DE REFERENCIA

5.1 MARCO TEORICO

La energía hidráulica tiene la cualidad de ser renovable, pues no se agota la fuente primaria al explotarla, y es limpia, ya que no produce en su explotación sustancias contaminantes de ningún tipo. Sin embargo, el impacto medioambiental de las grandes presas, por la severa alteración del paisaje e incluso, la pérdida o alteración de la flora y la fauna de una extensa región. Por estos factores se mira con especial atención la construcción de pequeñas centrales de energía que no alteren, que sean más respetuosas con el medio ambiente y que se beneficien de los progresos tecnológicos, logrando un rendimiento y una viabilidad económica razonables para suplir unas necesidades sentidas en la región, además de ser catalogada como energía renovable.

En el siguiente grafico podemos expresar de una manera muy sencilla el proceso de la energía desde la parte del generador hasta el consumidor final que es el cliente residencial y el cliente industrial



Fuente: Proceso de energía

5.2 MARCO CONCEPTUAL

5.2.1 Energía hidráulica.

Es la que se obtiene aprovechando la energía cinética y la energía potencial que tenemos en los embalses o ríos por su caudal. La energía potencial es la que tenemos almacenada en los embalses, cuando a través de las tuberías o túneles de conducción entran en movimiento aquí es donde se convierte en energía cinética, este es el principio es el que se utiliza para darle movimiento mecánico a la unidad generadora. Este es el principio universal para generar energía Hidroeléctrica desde una minicentral hasta los más grandes megaproyectos.

Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, por su producción. Por la forma de producirla es catalogada como energía verde porque su impacto ambiental es mínimo y usa la fuerza hídrica sin represarla. Esta es la forma de energía que aplica en el caso que estamos analizando El aprovechamiento de este tipo de energía se remonta hacia el siglo anterior donde se utilizaban rotores con palas, y este generaba un movimiento mecánico utilizado en los molinos rurales.

5.2.2 Pequeña central hidroeléctrica.

Es una pequeña central de generación de energía hidroeléctrica con una capacidad de generación baja, en su mayoría se construyen en zonas donde el caudal de agua no es propicio para la construcción de una presa que almacene cantidades considerables de agua. pero si aprovechan la energía cinética y potencial del agua para producir energía.

En el mundo actual no existe un criterio único para definir la potencia de la PCH. Su clasificación es particular para cada país según su nivel de desarrollo y, en particular, de su política energética. Esta variedad en la clasificación de la potencia de las PCH's, dificulta la evaluación del potencial de los recursos hidroenergéticos en pequeña escala.

En particular, porque la PCH debe usar equipos estandarizados y llegar a utilizar alturas muy bajas, con un radio de acción local y una relación directa con la carga. Esto significa que el uso de los recursos hidroenergéticos en pequeña escala requiere de un uso óptimo y causar el mínimo impacto ambiental. Además de estos factores, los potenciales hidroenergéticos en pequeña escala de una región previamente evaluada varían con el tiempo ya que dependen de los cambios climáticos, de los métodos hidrológicos y cartográficos utilizados para determinar el caudal y la caída y de factores socio-ecológicos⁸.

5.2.3 Bocatoma

Obra en concreto que canaliza el agua para obtener la fuerza cinética necesaria para obtener la potencia con la cual se diseñó la unidad generadora.

5.2.4 Energía Potencial:

Es el agua que se encuentra en la represa.

5.2.5 Energía cinética:

Es la que posee el agua en movimiento viajando a través de la tubería de conducción

5.2.6 Energía Mecánica:

Es la que produce la turbina al ser movida por el agua.

⁸ Ortiz, F. Método para la evaluación de los recursos hidroenergéticos en pequeña escala. Revista Energía y Computación Vol. 15 No. 1 Junio de 2007 p. 15 - 20

5.2.7 Energía eléctrica:

Es la que produce el generador a través del movimiento mecánico en el giro de rotor magnetizado.

5.2.8 Turbina:

Dispositivo para convertir la fuerza del agua en movimiento mecánico.

5.2.9 Turbina tipo Francis:

Turbina que usa para su movimiento volumen de agua, y está formada por laberintos y un conjunto de alabes para aplicaciones de poca altura y mucho caudal.

5.2.10 Turbina tipo Pélton:

Turbina que usa para su movimiento presión de agua, y consiste en una rueda maciza con cangilones. Para aplicaciones de gran altura de caída y poco caudal⁹.

5.2.11 Kilovatio-hora:

Unidad de consumo eléctrico de un vatio durante una hora.

⁹ J. A. Palacios, A. Chamorro, A. Murillo, G. A. Jaramillo. Análisis Hidrostático de una máquina hidráulica para bajas caídas, I Congreso Internacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía, CIUREE 2004, Cali, 4-6 de Noviembre, 2004-

5.3 MARCO LEGAL

5.3.1 Normatividad para un generador de energía hidroeléctrica.

Ley 143 de servicios públicos O ley eléctrica: se encarga de los procesos y procedimientos para la generación comercialización y distribución de energía eléctrica en Colombia y en las siguientes citas está enmarcado el negocio de una PCHs. *“Libre competencia En las actividades del sector podrán participar diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, los cuales gozarán de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de libre competencia, de conformidad con los artículos 333, 334 y 336 de la Constitución Nacional”*

Ley de los Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142/94) y la Ley Eléctrica (Ley 143/94) se modificó totalmente el esquema de funcionamiento del sector eléctrico, introduciendo la competencia y la participación del capital privado. Este nuevo esquema distribuidor estableció que el Servicio de Energía Eléctrica en Colombia se prestaría con la participación de cuatro tipos de agentes: Generador, Transmisor, y Comercializador.

Se crearon entidades como: 2) **CND** (Centro Nacional de Despacho), la **CREG** (Comisión de Regulación para Energía y Gas), la **SSPD** (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios), el **MEM** (Mercado de Energía Mayorista), el **CNO** (Consejo Nacional de Operación) y el **CAC** (Comité Asesor de Comercialización). Estos organismos participan en el funcionamiento del sector tanto en la parte de expedición de normas regulatorias, como en la vigilancia, además interviniendo, operando el sistema, fijando tarifas o administrando las cuentas del mercado de energía; todo esto con el fin de prestar a los usuarios un servicio eficiente y continuo. Además de las normas generales del sector, cada empresa establece con sus usuarios un contrato de prestación del servicio (Contrato de condiciones

Uniformes), el cual define las obligaciones y derechos de las empresas y los usuarios del servicio.

Ley 143 de 1991: Artículo 7, que establece *“Las entidades públicas y privadas con energía eléctrica disponible podrán venderla, sujetas al Reglamento de Operación, a las empresas generadoras, a las distribuidoras, o a grandes consumidores, a tarifas acordadas libremente entre las partes.”*

Ley 143 de 1991: Artículo 26, que establece *“Conservación Ambiental Proyectos susceptibles de producir deterioro ambiental tendrán la obligación de evitar, mitigar, reparar y compensar los efectos negativos sobre el ambiente natural y social. Los autogeneradores, las empresas que vendan o repartan a cualquier título excedentes de energía eléctrica, están obligados a cancelar la transferencia en los términos que trata el artículo 45 de la ley 99 de 1993.”*

Ley 143 de 1991: Artículos 50 al 54, que establece *“Generador Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica y tiene por lo menos una planta y/o unidad de generación conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal. “*

- Resolución CREG 03 de 2000 que plantea, *“Plantas Menores”*. Son plantas con menos de 20 MW y comercializan su energía con terceros. La categoría de Plantas Menores y la de Autogeneradores son excluyentes. Opciones para comercializar la energía: Precio de Bolsa menos un peso a comercializadora que atiende mercado regulado. Participar en convocatorias públicas con comercializadoras que atiendan mercado regulado, precios libres a Generadores o Comercializadores de Usuarios No Regulados. Plantas con Capacidad Efectiva mayor o igual a 10 MW y menor de 20 MW podrán optar por el Despacho Central”

- Resoluciones CREG 086 de 1996 y 039 de 2001. Artículo 7º. Plantea las Reglas sobre comercializadores. Sin excepción, todos los comercializadores de energía en el Sistema Interconectado Nacional estarán sujetos a lo establecido en la
- Resolución CREG-054 de 1994, o las disposiciones que la modifiquen o sustituyan. Artículo 8º. Vigencia. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias, en especial la Resolución CREG-199 de 1997, expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

5.3.2 Comercialización en energía eléctrica

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 14.25 de la Ley 142 de 1994, la comercialización es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de energía eléctrica. La Ley 143 en el artículo 11 define la actividad de comercialización como la compra y venta de energía eléctrica a los usuarios finales regulados o no regulados. Sin embargo, a la citada definición hay que agregarle la compra y venta que se realiza en el mercado mayorista de energía eléctrica.

De acuerdo con el artículo 11 de la Ley 143 de 1994 y el artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1995, se deducen tres (3) formas de comercialización: (i) comercialización en el mercado de energía mayorista - MEM, (ii) comercialización a usuarios regulados y (iii) comercialización a usuarios no regulados¹⁰.

¹⁰ Cadena, Á, Botero, S, Tautiva, C *et al.* Regulación para incentivar las energías alternas y la generación distribuida en Colombia. (Conclusiones). *Rev. ing.*, Julio/Dic. 2008, no.28, p.90-98.

- Comercialización en el mercado mayorista: La comercialización en el mercado mayorista se realiza mediante la compra y venta de grandes bloques de energía eléctrica entre generadores y comercializadores. Los comercializadores que atienden usuarios finales conectados al Sistema Interconectado Nacional, están obligados a realizar las transacciones de compra de la energía que requieran en el Mercado Mayorista de Electricidad, tal y como lo estipula la resolución CREG 053 de 1994.

Las compras entre agentes generadores y entre agentes comercializadores no están reguladas, por tanto las condiciones y el precio son pactados libremente. (Art. 42 Ley 143 de 1994), y las partes pueden acudir, con libertad, a cualquier figura contractual típica o atípica para su celebración. Sin embargo, dichos contratos deben registrarse ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y para que estos contratos puedan liquidarse en la bolsa de energía deben contener: la identidad de las partes contratantes, reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, durante la duración del contrato, las cantidades de energía a asignar bajo el contrato y el respectivo precio, en forma consistente con los procedimientos de liquidación establecidos en la Resolución CREG 024 de 1999.

5.3.3 Régimen económico y tarifario para las ventas de electricidad.

Las transacciones de electricidad entre empresas generadoras, entre distribuidoras, entre aquéllas y éstas y entre todas ellas y las empresas dedicadas a la comercialización de electricidad y los usuarios no regulados, son libres y serán remuneradas mediante los precios que acuerden las partes. Se incluyen en este régimen las transacciones que se realicen a través de interconexiones

internacionales. *Ley 142 de 1994; Art. 8, numeral 8.3; Art. 14, numeral 25; Art. 171, numeral 171.2 Resolución CREG 4 de 2003*

Las ventas de electricidad a usuarios finales regulados serán retribuidas sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación.

Las compras de electricidad por parte de las empresas distribuidoras de cualquier orden deberán garantizar, mediante contratos de suministro, el servicio a los usuarios atendidos directamente por ellas, por el término que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Tales contratos se celebrarán mediante mecanismos que estimulen la libre competencia y deberán establecer, además de los precios, cantidades, forma, oportunidad y sitio de entrega, las sanciones a que estarán sujetas las partes por irregularidades en la ejecución de los contratos y las compensaciones a que haya lugar por incumplimiento o por no poder atender oportunamente la demanda. *“Un generador de energía requiere estar inscrito en con el administrador del sistema Eléctrico (empresa XM) y en caso de no estarlo, puede contratar la comercialización de su energía mediante un agente existente en el mercado que lo represente. En este caso, los precios (descuentos a que haces referencia) y demás condiciones contractuales se pactan libremente entre las partes (libre comercio). Una PCH puede vender su energía en Bolsa, puede participar en las convocatorias que hacen los comercializadores para compras de energía a largo plazo y también puede vender libremente a quienes representan a los clientes no regulados (Grandes clientes) La energía se liquida mensualmente, aunque se contrate a largo plazo (normalmente un año o más) o aunque se oferte diariamente en bolsa. Para efectos de la viabilidad financiera de la PCH, es procedente hacer una proyección de precios para calcular los ingresos de la planta. Considerando que los precios de la energía a futuro son muy inciertos por la alta volatilidad de este sector, se debe tener presente que en la evaluación del proyecto se debe manejar cierto grado de incertidumbre en la información.”*

6. DISEÑO METODOLÓGICO

El diseño metodológico lo dimensionamos en varias etapas:

- Recolección de la información de las normatividades para el ingreso de los privados al negocio de la energía en Colombia a través de la regulación de la CREG.
- Recolección de datos técnicos y geográficos necesarios para la construcción de la minicentral de generación.
- Visitas técnicas a proyectos que ya estén en funcionamiento.
- Confrontación de datos estadísticos con los recogidos en forma puntual para este proyecto.
- Revisión del estado de Preinversión.
- Construcción del estudio financiero.
- Análisis financiero de los costos de adquisición de todos los equipos predios y mano de obra de este proyecto.
- Evaluación de la conveniencia del proyecto.

7. RESULTADOS DE LA INVESTIGACION.

Para la obtener los resultados en la investigación realizamos un recorrido por tres fases, así:

Fase de Organización: Se realizó un estudio de las cuencas hidrológicas de Antioquia, donde se analizó especialmente el norte de Antioquia, pues en esta región hay un potencial hídrico muy grande y aprovechable, de hecho las Empresas Públicas de Medellín tienen proyectos similares. Además, se les está realizando la factibilidad para su puesta en servicio: Se analizó la parte civil, vías de penetración y el estudio financiero de la adquisición de los predios dado el caso de que la evaluación de este proyecto sea viable.

Fase de Ejecución: En esta fase se examinarán dos aspectos.

1. Una caída de 80 metros y un caudal de 2m³/seg
2. Facilidad de acceso. En el área hay vías con unas especificaciones aceptables para el transporte de equipo y maquinaria, esto debido a la influencia de las EPM y las centrales que hay en el área de influencia.

Fase de Implementación: Como es solo, el estudio de la viabilidad financiera, se definió que tan viable es para el inversionista y como es la Tasa Interna de Retorno (TIR), teniendo en cuenta toda la normatividad y las leyes que se deben cumplir para llevar a cabo un tipo de proyecto de esta envergadura también los tiempos en la fase de construcción y el desembolso y el costo de este desembolso para iniciar a pagar intereses por estos créditos.

Fase de Evaluación: Con toda la información tomamos la decisión sobre la viabilidad de este proyecto.

7.1 COSTOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA HIDRÁULICA.

Los costos de construir una PCH se obtuvieron de estudios y normatividades del área de proyectos de EPM y mediante el conocimiento y experiencia de diversos especialistas en las diferentes disciplinas que demanda este tipo de proyectos.

Los costos se cuantificaron de acuerdo a características especiales como: geológica el caudal hidráulico, la cabeza neta y precios unitarios de las diferentes obras civiles. Se analizaron las características principales del tipo de sistema a instalar (Rodete Francis ó rueda Pélton), capacidad del generador, características principales de los servicios auxiliares eléctricos y mecánicos.

Se construyo una **tabla dinámica** con los costos aproximados de inversión. Se realizaron las simulaciones de los costos, (análisis de sensibilidad).- *Si el precio del Kilovatio varia por efectos del mercado o de las condiciones climáticas (lluvias)*- Según la potencia y el caudal, también con relación al valor del Dólar americano, en ella se discrimino cada ítem, tanto en lo técnico como en lo de los costos operativos, las tasas tributarias, también la relación costo Kilovatio instalado / Dólar. Parámetro muy importante para definir la viabilidad de la iniciación del proyecto.

En esta tabla dinámica se diseño para simular más de 100 escenarios posibles y, así tener mayor certeza de las decisiones que tomemos a nivel de la gerencia de proyectos.

7.2 METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDRÁULICAS.

COSTOS APROXIMADOS DE INVERSION PCH		
CABEZA NETA (m)	80,0	
CAUDAL (mts cub./seg)	2,0	
POTENCIA DEL GENERADOR (kw)	1.337,6	
PRECIO ACTUAL DEL DOLAR (\$)	2.100,0	
PRECIO ACTUAL DEL KW/HORA GENERADO EN BOLSA (\$/kw/hora)	80,0	
1. DISEÑO, ASESORIA E INTERVENTORIA, ESTUDIOS TECNICOS, ECONOMICOS Y AMBIENTALES	64.939,2	158.452.653,9
2. PRESA EN CONCRETO		
Costo de la presa (US\$)	4.284,5	8.997.439,8
Altura de la cresta de la presa (m)	1,5	
Longitud de la presa incluido el vertedero (m)	5,0	
Coeficiente que depende de la forma del valle		
Trapezoidal: 2.85	4.284,5	8.997.439,8
Triangular: 1.0	1.503,3	3.156.996,4
Doble Trapecio: 0.6	902,0	1.894.197,8
3. BOCATOMA		
Costo de la bocatoma (US\$)	10.559,7	22.175.332,2
Caudal de diseño (mts cub/seg)	2,0	
4. DESARENADOR		
Costo del desarenador (US\$)	15.222,4	31.966.990,3
Caudal de diseño (Mts Cub/seg)	2,0	
Constante del grano limite		
d<0.1 mm: 1.37	15.222,4	31.966.990,3
0.1 mm <d >1.0mm: 1.00	11.111,2	23.333.569,6
d>1.0 mm: 0.85	9.444,5	19.833.534,1
5. CONDUCCION EN BAJA PRESION EN CANAL EN TIERRA		
Costo del canal en tierra (US\$)	-	-
Caudal de diseño (mts cub/seg)	2,0	
Longitud total del canal (km)	-	

Coeficiente topográfico		
Montañoso: 1.50	-	-
Ondulado: 1.30	-	-
Plano: 0.85	-	-
6. CONDUCCION EN BAJA PRESION EN CANAL EN CONCRETO REFORZADO		
Costo del canal en tierra (US\$)	18.058,4	37.922.692,5
Caudal de diseño (mts cub/seg)	2,0	
Longitud total del canal (km)	0,1	
Coeficiente topográfico		
Montañoso: 1.50	18.058,4	37.922.692,5
Ondulado: 1.30	15.650,6	32.866.333,5
Plano: 1.00	12.039,0	25.281.795,0
7. CAMARA DE CARGA		
Costo cámara de carga (US\$)	7.767,5	16.311.750,0
Caudal de diseño (mts cub/seg)	2,0	
8. CONDUCCION DE BAJA PRESION EN TUBERIA DE ACERO		
Costo de la tubería en acero con juntas de dilatación (US\$)	-	-
Caudal de diseño (mts cub/seg)	2,0	
Longitud total de la tubería (km)	-	
9. BLOQUES DE ANCLAJE PARA TUBERIAS EN BAJA PRESION		
Costo de los bloques de anclaje de la tubería de baja presión (US\$)	-	-
Caudal de diseño (mts cub/seg)	2,0	
Longitud total de la tubería (km)	-	
10. TUBERIA FORZADA		
Costo de la tubería forzada en acero con juntas de dilatación (US\$)	45.550,4	95.655.772,8
Caudal de diseño (mts cub/seg)	2,0	
Longitud total de la tubería forzada (km)	0,2	
11. BLOQUES DE ANCLAJE PARA LA TUBERIA FORZADA		
Costo de los bloques de anclaje de la tubería (US\$)	23.440,6	49.225.352,4
Caudal de diseño (mts cub/seg)	2,0	
Longitud total de la tubería (km)	0,2	
12. CANAL DE DESCARGA		
Costo del canal de descarga (US\$)	14.795,2	31.070.014,3
Caudal de diseño (mts cub/seg)	2,0	
Longitud total del canal de descarga (km)	0,0	

13. DESVIO DEL RIO		
Costo del desvío del río (US\$)	4.921,4	10.334.872,8
Altura de la cresta de la presa de desvío (m)	1,9	
Longitud de la presa, incluido el vertedero (m)	12,0	
14. TURBINAS CON VOLANTES		
Costo de la turbina con volante (US\$)	126.004,5	264.609.354,9
Potencia instalada (Kw)	1.337,6	
15. REGULADOR DE VELOCIDAD		
Costo del regulador de velocidad (US\$)	51.845,0	108.874.599,5
Potencia instalada (kw)	1.337,6	
16. GENERADOR SINCRONICO		
Costo del generador sincrónico (US\$)	102.625,8	215.514.127,6
Potencia instalada (Kw)	1.337,6	
17. SERVICIOS AUXILIARES MECANICOS	50.000,0	105.000.000,0
18. SERVICIOS AUXILIARES ELECTRICOS	40.000,0	84.000.000,0
19. TABLEROS DE MANDO		
Costo del tablero de comando (US\$)	36.617,8	76.897.314,9
Potencia instalada (Kw)	1.337,6	
20. SUBESTACION ELEVADORA	100.000,0	210.000.000,0
21. LINEA DE TRANSMISION A 13.2 KV		
Costo de la línea de transmisión en ACSR 2	40.952,4	86.000.000,0
Costo de la línea de transmisión en ACSR 1/0	44.761,9	94.000.000,0
Longitud de la línea de transmisión (km)	2,0	
22. CASA DE MAQUINAS SUPERFICIAL	100.000,0	210.000.000,0
23. ADQUISICION DE TERRENOS	100.000,0	210.000.000,0
24. CARRETERA AFIRMADA		
Costo de carretera afirmada	38.047,6	79.900.000,0
Costo de carretera con obras	51.000,0	107.100.000,0
Longitud de la carretera (km)	1,7	
25. IMPREVISTOS 15%	121.760,9	277.292.144,4
OPERACIÓN	41.465,6	87.077.760,0
MANTENIMIENTO	8.117,4	19.806.581,7
COSTOS DE LEY		

DURANTE LA INVERSION: Ley 56 de 1981 (Fondos especiales, municipales, Impuesto predial)		
DURANTE LA OPERACION:		
Impuesto de industria y comercio	187,8	394.391,4
LEY 99 DE 1993:		
Creación del Ministerio del Medio Ambiente		
LEY 143 DE 1994 LEY ELECTRICA	41,5	87.077,8
ARTICULO 45: Transferencia al sector Eléctrico	1.140,8	28.748.160,0
IMPUESTOS DE RENTA:	145,2	3.659.288,4
COSTOS DEL CND, ASIC, CREG Y OTROS	802,6	1.685.376,0
PRIMAS POR SEGUROS:	96.887,6	203.463.975,5
PREDIAL	600,0	1.260.000,0
TIMBRE:		
Sobretasa ambiental	250,0	525.000,0
4X1000 DE TODOS LOS COSTOS DURANTE LA OPERACION DEL PROYECTO		
FAZNI: Impuesto creado por la resolución 039 de 2001	6.158,3	12.932.439,0
OTROS		
SUBTOTAL COSTOS DE LEY	100.055,4	210.116.441,3
SUBTOTAL OBRAS Y EQUIPOS	811.739,5	1.980.658.174,2
TOTAL OBRAS, ESTUDIOS E INGENIERIA, EQUIPOS Y COSTOS DE LEY	998.439,6	2.416.402.972,6
VALOR DEL KW INSTALADO U\$/kw instalado	1.806,5	

Tabla 2.Elaboracion propia. Metodología de estimación de costos para la construcción de pequeñas centrales hidráulicas

El ejercicio de la tabla dinámica nos arroja el costo promedio de del valor de cada kilovatio instalado y listo para su comercialización este resultado es muy importante ya que por encima de los U\$2000 /KV no es viable para un inversionista que desee una TIO muy atractiva

7.3 EVALUACION FINANCIERA

Para demostrar con cifras que tan rentable es la inversión realizamos el siguiente del análisis financiero.

Variable/periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingresos		937.390.080	984.259.584	1.033.472.563	1.085.146.191	1.139.403.501	1.196.373.676	1.256.192.360	1.319.001.978
Costos Variables									
Costos Fijos		20.000.000	21.000.000	22.050.000	23.152.500	24.310.125	25.525.631	26.801.913	28.142.008
Gastos de venta									
Gastos de Personal		91.143.456	95.700.629	100.485.660	105.509.943	110.785.440	116.324.712	122.140.948	128.247.995
Gastos Generales									
Amortizaciones									
Provisión reparac Rodete y Aislamient		7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976
Depreciación Maquinaria y equipo		66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732
UAI		752.458.916	793.771.247	837.149.195	882.696.040	930.520.228	980.735.625	1.033.461.791	1.088.824.266
Intereses		-	-	-	-	-	-	-	-
UAI		752.458.916	793.771.247	837.149.195	882.696.040	930.520.228	980.735.625	1.033.461.791	1.088.824.266
Impuestos		263.360.621	277.819.937	293.002.218	308.943.614	325.682.080	343.257.469	361.711.627	381.088.493
Utilidad Neta		489.098.296	515.951.311	544.146.977	573.752.426	604.838.148	637.478.156	671.750.164	707.735.773
Amortizaciones									
Provisiones Rep.Rodete y Aislam.		7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976
Depreciac maquinaria		66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732
Terreno	210.000.								

	000								
Obra Fisica									
Inversion inicial maquinar y equipo	1.900.53 7.795								
Inversion muebles									
Estudio de Prefactibil	49.545.3 00								
Valor desecho									
Valor en libros maq									
Valor en libros obra fisica									
Amortizacion capital									
Flujo de caja Neto	-								
	2.160.08 5.095	555.204. 028	582.057. 043	610.252. 709	639.858. 158	670.943. 880	703.583. 888	737.855. 896	773.841 .505
			1.137.26 1.070	1.747.51 3.779	2.387.37 1.938	3.058.31 5.818	3.761.89 9.706	4.499.75 5.602	5.273.5 97.107

Variable/ Periodo	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingresos	1.384.95 2.077	1.454.19 9.680	1.526.90 9.665	1.603.25 5.148	1.683.41 7.905	1.767.58 8.800	1.855.96 8.240	1.948.76 6.652	2.046.20 4.985
Costos Variables									
Costos Fijos	29.549.1 09	31.026.5 64	32.577.8 93	34.206.7 87	35.917.1 27	37.712.9 83	39.598.6 32	41.578.5 64	43.657.4 92
Gastos de venta									
Gastos de personal	134.660. 395	141.393. 415	148.463. 086	155.886. 240	163.680. 552	171.864. 580	180.457. 809	189.480. 699	198.954. 734
Gastos generales									
Amortizaciones									
Provision Reparac. Rodete y Aislamiento	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6
Depreciación maq. Y equipo	66.105.7 32	66.105.7 32	66.105.7 32	66.105.7 32	66.105.7 32	66.105.7 32	66.105.7 32	66.105.7 32	66.105.7 32
UAI	1.146.95 4.865	1.207.99 1.993	1.272.08 0.979	1.339.37 4.413	1.410.03 2.519	1.484.22 3.530	1.562.12 4.092	1.643.91 9.682	1.729.80 5.052
Interes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UAI	1.146.95 4.865	1.207.99 1.993	1.272.08 0.979	1.339.37 4.413	1.410.03 2.519	1.484.22 3.530	1.562.12 4.092	1.643.91 9.682	1.729.80 5.052
Impuestos	401.434. 203	422.797. 198	445.228. 342	468.781. 044	493.511. 382	519.478. 236	546.743. 432	575.371. 889	605.431. 768
Utilidad Neta	745.520. 662	785.194. 796	826.852. 636	870.593. 368	916.521. 137	964.745. 295	1.015.38 0.660	1.068.54 7.793	1.124.37 3.284
Amortizaciones									
Provisiones reparac. Rodete y Aislamiento	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6	7.681.97 6

Depreciacion maquinaria	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732
Terreno									
Obra fisica									
Inversìon inicial Maq. Y equipo									
Inversìon muebles									
Estudio de Prefactibilidad									
Valor Desechos									
Valor en libros de maquinaria									
Valor en Libros obra Fisica									
Amortizacion capital									
Flujo de caja Neto	811.626.394	851.300.528	892.958.368	936.699.100	982.626.869	1.030.851.027	1.081.486.392	1.134.653.525	1.190.479.016
	6.085.223.501	6.936.524.029	7.829.482.397	8.766.181.497	9.748.808.366	10.779.659.393	11.861.145.785	12.995.799.310	14.186.278.326

Variable/ Periodo	18	19	20	21	22	23	24	25
Ingresos	2.148.515.234	2.255.940.996	2.368.738.046	2.487.174.948	2.611.533.695	2.742.110.380	2.879.215.899	3.023.176.694
Costos Variables								
Costos Fijos	45.840.366	48.132.385	50.539.004	53.065.954	55.719.252	58.505.214	61.430.475	64.501.999
Gastos de Venta								
Gstos de Personal	208.902.471	219.347.594	230.314.974	241.830.723	253.922.259	266.618.372	279.949.290	293.946.755
Gastos Generales								
Amortizaciones								
Provisiòn Reparaciòn Rodete y Aislamiento	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976
Dpreciaciòn Maq. Y Equipo	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732
UAI	1.819.984.690	1.914.673.309	2.014.096.360	2.118.490.564	2.228.104.477	2.343.199.086	2.464.048.426	2.590.940.233
Interes	-	-	-	-	-	-	-	-

UAI	1.819.984.690	1.914.673.309	2.014.096.360	2.118.490.564	2.228.104.477	2.343.199.086	2.464.048.426	2.590.940.233
Impuestos	636.994.641	670.135.658	704.933.726	741.471.697	779.836.567	820.119.680	862.416.949	906.829.081
Utilidad Neta	1.182.990.048	1.244.537.651	1.309.162.634	1.377.018.866	1.448.267.910	1.523.079.406	1.601.631.477	1.684.111.151
Anortizaciones								
Provisiones Rep. Rodete y Aislamiento	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976	7.681.976
Depreciación Maquinaria	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732	66.105.732
Terreno								
Obra Fisica								
Inversion inicial Maquinaria y Equipo								
Inversion Muebles								
Estudio Prefactibilidad								
Valor Desecho								
Valor en libros maquinaria								
Valor en libros Obra Fisica								
Amortización Capital								
Flujo de caja Neto	1.249.095.780	1.310.643.383	1.375.268.366	1.443.124.598	1.514.373.642	1.589.185.138	1.667.737.209	1.750.216.883
	15.435.374.106	16.746.017.489	18.121.285.855	19.564.410.453	21.078.784.096	22.667.969.234	24.335.706.443	26.085.923.326

Tabla 3. Elaboración propia. Análisis Financiero

Impuestos	35%
TIO (Tasa del Inversionista) ó TMMR (Tasa Mínima Requerida de Retorno)	20%
VAN (Valor Actual Neto)	\$ 1.382.988.223
TIR (Tasa Interna de Retorno)	30,45%
RESUMEN PROYECTO	
VAN	1.382.988.223
TIR	30,45%
TIO	20%
DECISION	SE ACEPTA EL PROYECTO
IPC ANUAL	5%

Este proyecto es viable financieramente, la TIR del proyecto (30,45%) es muy superior a la rentabilidad exigida por el inversionista (20%). La tasa del inversionista (20%) es supremamente alta, y aún así el proyecto la supera. Se debe tener en cuenta el comportamiento actual de la Rentabilidad que se puede encontrar en el mercado. Bancario = 6% a 7% EA. Inmobiliario = 10% a 12%. Carteras Colectivas = 14%, compra de facturas, entre otras.

El inversionista recupera su inversión inicial entre el 3er y 4to año de operación del proyecto. A partir del año en que se logra el punto de retorno de la inversión. Este proyecto inicia a entregar unas cifras bien interesantes en la parte económica.

8. CONCLUSIONES

Los costos de los seguros, en este ejercicio no se tuvieron en cuenta los valores ni porcentajes del costo de este rubro por ser empresas muy especializadas las que cubren este tipo de negocios por lo general son empresas extranjeras.

Este tipo de negocios por arrojar unos estados financieros son muy atractivos, pero tienen unas normatividades muy complejas para obtener permisos y licencias ambientales.

Encontrar una cuenca hidrográfica que cumpla con los requerimientos necesarios para la materialización de este tipo de proyectos es muy complejo por las condiciones hidráulicas que debe tener, además ya hay fenómenos especulativos en estas cuencas aptas para este tipo de negocio.

Las licencias ambientales para este tipo de proyectos tienen muchos componentes, que muchas veces no los hacen viables.

En la parte del negocio como tal, la fluctuación del precio del kilovatio varía mucho dependiendo de la época de lluvias o de verano

En este ejercicio se tuvo en cuenta el rendimiento al 100% solo como ejercicio contable, a esto hay que rebajarle la indisponibilidad por: mantenimientos periódicos, reparaciones, salidas forzadas, o atentados terroristas.

Dada la importancia de las PCHs en el suministro eléctrico nacional, finalmente se debe señalar que, para que sean viables y sostenibles en el tiempo y no se repitan las experiencias del pasado, éstas deben pasar por una evaluación de factibilidad

técnica y económica a través de la participación multidisciplinaria de profesionales especializados en el análisis de los estudios de factibilidad, hídricos y geológicos. Adicionalmente debe practicarse una definición de obras y equipos a utilizar, con evaluaciones y proyecciones energéticas de mercado y financieras, con el fin de garantizar el retorno de la inversión a los capitales privados y fomentar la expansión y el desarrollo.

9. BIBLIOGRAFIA

- Boletín de energía: “Expansión eléctrica será con pequeñas centrales” Julio 28 de 2007.
- Diario El País - Cali Colombia la nación opinión noticias ... (febrero 11/09 en google)
- R. Ortiz. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Bogotá. Mac Graw Hill. 2001, 357 p.
- Florez, R.O.; Jimenez, J.A.A. Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina) Volume 6, Issue 2, June 2008 Pag (s):170 – 175
- Avila, F. Caracterización de las pequeñas centrales hidroeléctricas-PCH <http://www.revistaenlaceuan.com/edicion19/tema2.html> (consulta 23 de julio 2009)
- Bonilha, J. Tópicos especiais para proyecto de pequenas centrais hidroeléctricas: Obras civiles. Revista Latinoamericana de Hidráulica No.3, mayo 1988, pp 113-175
- Ortiz, F. Método para la evaluación de los recursos hidroenergéticos en pequeña escala. Revista Energía y Computación Vol. 15 No. 1 Junio de 2007 p. 15 - 20
- J. A. Palacios, A. Chamorro, A. Murillo, G. A. Jaramillo. Análisis Hidrostático de una máquina hidráulica para bajas caídas, I Congreso Internacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía, CIUREE 2004, Cali, 4-6 de Noviembre, 2004-
- Cadena, Á, Botero, S, Tautiva, C *et al.* Regulación para incentivar las energías alternas y la generación distribuida en Colombia. (Conclusiones). *Rev. ing.*, Julio/Dic. 2008, no.28, p.90-98.
- Smith Q., Mesa S., Dyner R., Jaramillo A., Poveda J., Valencia. Decisiones con múltiples objetivos e incertidumbre / 2 Ed. R. Medellín: Universidad Nacional de Colombia (sede Medellín). Facultad de Minas, 2000. 354 p. (Posgrado en Aprovechamiento de Recursos Hidráulicos; no. 13)
- Tobon, D, Ortiz, M And Castillo, G. Organization of the Colombian electrical generation market.: An application of technological diversification indexes

and H-H and C-4 concentration indexes, 1995-2004. Lect. Econ., Jan./June 2005, no.62, p.207-229.

- Smith, R, Y Uribe, J, Un modelo de equilibrio en mercados oligopólicos, Posgrado de Recursos Hidráulicos, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. 2000
- COLOMBIA, COMISIÓN DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS -CREG-, 2004, "Sistema electrónico de contratos normalizados bilaterales -SEC-", Documento Creg-007.
- Miranda R. Micro centrales hidroeléctricas: tecnologías de reducción de costos y posibilidad de construcción. Grupo De Gestión Eficiente De La Energía – KAI, Universidad Del Atlántico – Colombia.
- Ortiz F. R. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, McGraw-Hill Interamericana S.A., Bogotá, Colombia, 2001, 357 Pág.
- Miranda R y Fontalvo , Diseño de una Micro Central Hidroeléctrica de 30 KW para el Zoocriadero Crocodilia Ltda., Tesis de grado de Ingeniería Mecánica, Universidad Del Atlántico, 2005, 159 Pág.
- Sánchez, T.Rodríguez,L. Experiencias en ingeniería de bajo costo para microcentrales hidroeléctricas en el Perú”, Programa de Energía ITDG-Perú, 1998.
- Diez H,J Y Olmeda S,J. diseño ecohidrológico de hidroeléctricas: evaluación de caudales ecológicos. Energética, No 39 (2008) Julio 2008. Pg 65.
- V. I. Visarionov, N. K. Malinin, G. B. Derioguina, V. A. Kuznetsova, V. G. Yelakin and C.
- V. Kribinkoba, Características técnico económicas de la pequeña hidroenergía (en ruso), MEI, Moscú, 2001.

ANEXO.

EXPLICACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LOS COSTOS-

COSTOS PREOPERATIVOS:

- *Estudios e investigaciones:* Son estudios tales como geología, hidrología, caudal del afluente a estudiar, datos estadísticos de los niveles pluviométrales. (Lluvias o precipitaciones)
- *Ingeniería:* Son los costos del diseño, la interventoría y administración técnica y ambiental durante la construcción del proyecto. Se calcula como un porcentaje de la suma de los costos nacionales, importados y ambientales, dependiendo de las diferentes plantas y tecnologías.
- *Predios:* Es el valor en que se incurre por la adquisición de las tierras donde se va a construir la PCH esto incluye servidumbres por la línea de transmisión.
- *Obras civiles:* Son los valores que se requieren para la construcción de la casa de maquinas estos costos varían dependiendo de la topografía del terreno, del diseño del generador, es decir cada proyecto tiene unas condiciones que se deben estudiar antes de valorar el costo de esta. Las obras civiles que exploran la construcción de una PCH son generalmente simples y posibles de realizar, con personal y equipos nacionales.
- *Equipos:* Equipos Nacionales: hay equipos de fabricación nacional y equipos que se deben importar, ya que la industria nacional no los provee, en este caso se han discriminado los nacionales y los importados cuantificando el costo FOB Costo en el puerto del país de origen del equipo. Los aranceles de acuerdo a las normatividades existentes en estos casos de nacionalización.
- *Obras de Infraestructura:* Son las obras de accesos, conexión y demás infraestructura solicitadas para la construcción y operación de la PCH, y tiene los siguientes componentes:

- *Vías de acceso:* Incluye la construcción de carreteras para construcción y operación del proyecto. Se calculan los costos unitarios (USD/km)
- *Línea de transmisión:* Incluye la construcción de la línea de transmisión, pero no incluye la subestación.
- *Imprevistos:* Son los imprevistos de obra y equipo, se tiene estandarizado el 15% para PCHs y el 12% para centrales de mayor generación este porcentaje en un principio se ve muy grande pero la experiencia ha trazado este porcentaje que es el más indicado en este caso.

COSTOS OPERATIVOS

- *Operación y mantenimiento (OM) Componente fija:* Para PCHs, la formula financiera para costear este rubro es (US\$15/kW año). Ejemplo USD15.0/kW-año = USD15x 1117kWx 2540USD = \$42.557700.
- *También hay que tener en cuenta:*
 - Mantenimiento de Líneas eléctricas: Se definió como un 2.0% del costo de las líneas eléctricas.
 - Mantenimiento de Vías: Se definió como un 3.0% del costo de las vías.
 - Mantenimiento de Conducciones: Se definió como un 1.5% del costo de las conducciones
- *Inversiones ambientales:* Son las inversiones en que se incurren en la parte ambiental, en estudios de impacto ambiental, como mitigarlo o minimizarlo.
- *Seguros:* Son los pagos que se realizan para la normal cobertura de los riesgos que conlleva la construcción de este tipo de proyectos. Este rubro, se estima como un porcentaje de los costos directos de inversión, se expresa en US\$ y se aplica anualmente durante la vida útil del proyecto. Para todas las plantas hidroeléctricas se definió como un 0.4% del costo total de equipos más el 50% del costo de las obras civiles.

- *Costos de ley operativos*: Son los cargos de ley aplicables durante la operación del proyecto, dependiendo de cada tecnología, planta tipo y región:

Transferencias del Sector Eléctrico: (Artículo 45-ley 99 de 1993 Creación del Ministerio del Medio Ambiente). Las empresas generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia nominal instalada total supere los 10MW, transferirán el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia, de acuerdo con la tarifa para ventas en bloque que señale la Comisión de Regulación Energética. Para el año 2004 esta tarifa equivale a COP\$46.18/kW. Si la capacidad instalada es inferior a 10MW paga una tasa por utilización del agua. La tarifa es de COP1550/lit/s-mes (USD 0.62/lit/s/mes).

En resumen se aplicará del siguiente modo:

- PCHs o mayores: USD 0.0185/KWh
- Minicentral y menores: USD 7.44/lit/s
- Industria y Comercio: Equivalente a COP 294.85/kW instalado al año (USD 0.118/kW instalado)
- Predial operativo: Su pago está reglamentado por la ley 56 de 1981, corresponde al 150% del impuesto predial vigente para todos los predios del proyecto. Se aplica un 0.6% a 1.5 veces el avalúo catastral
- Sobretasa al predial: la sobretasa ambiental es un gravamen establecido por la Ley 99 de 1993, que permite a los Municipios aplicar, como tope, hasta el 2,5‰ del avalúo catastral de los predios, también cada año. Se aplica un 0.25% al avalúo catastral.
- Ley 143 de 1994 (LEY ELÉCTRICA): ART. 22: Se aplica el 1.0% de los gastos anuales de funcionamiento

- Costos de CND, ASIC, CREG y otros: Se estima en USD 0.6/Kw instalado,
- FAZNI: COP 1.23l/KWh contribución para los sectores no interconectados.