

PROCESOS EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA
BASADOS EN PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS

CÉSAR AUGUSTO PALACIO RESTREPO

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MEDELLÍN

2015

PROCESOS EN EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA
BASADOS EN PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS

CÉSAR AUGUSTO PALACIO RESTREPO

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Asesor

Andrés Emiro Díez Restrepo

Ingeniero Electricista – PhD en Ingeniería

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MEDELLÍN

2015

AGRADECIMIENTOS

Al PhD. Andrés Emiro Díez Restrepo por su excelente labor en condición de director del proyecto.

Al personal de la empresa Grupo Elemental y de la dirección de proyectos hidroeléctricos de Latinco por la asesoría y orientación brindada durante la elaboración del presente texto.

A mi familia, especialmente a mi hermano Miguel por su apoyo.

CONTENIDO

GLOSARIO	11
RESUMEN.....	13
ABSTRACT	14
INTRODUCCIÓN	15
CAPÍTULO 1.....	17
DESCRIPCIÓN GENERAL	17
1.1. Introducción.....	17
1.2. Definición de PCH	17
1.3. Clasificación de las PCH's	19
1.3.1. Según su Potencia.....	19
1.3.2. Según el Tipo de Aprovechamiento	19
1.3.3. Otras Clasificaciones.....	19
1.4. Obras de Captación.....	20
1.4.1. Bocatomas	20
1.4.2. Vertedero.....	21
1.4.3. Desarenador	21
1.5. Conducción	22
1.6. Tanque de Presión	22
1.7. Cámara de Válvulas.....	23
1.8. Tubería de Presión	23
1.9. Casa de Máquinas	24
1.10. Válvula de Admisión de la Turbina.....	24
1.11. Turbina Hidráulica	25
1.11.1. Clasificación de las Turbinas Hidráulicas	25
1.11.2. Tipos de Turbinas Hidráulicas	26
1.12. Regulación de Velocidad	27
1.13. Generadores.....	28
1.13.1. Sincronización	29

1.14.	Sistema de Excitación.....	30
1.15.	Equipo de Subestación	31
1.15.1.	Alternativas de Conexión	33
1.15.2.	Configuración de la Subestación.....	35
1.16.	Línea de Conexión	36
CAPÍTULO 2.....		37
2.	PANORAMA NACIONAL	37
2.1.	Introducción.....	37
2.2.	Mercado Eléctrico Colombiano	37
2.1.1.	Mercado de Corto Plazo	38
2.1.2.	Mercado de Largo Plazo	39
2.3.	Composición del Sector Eléctrico Colombiano	40
2.4.	Oferta.....	42
2.5.	Demanda.....	43
2.6.	Generación en Colombia	44
2.6.1.	Centrales Hidráulicas	45
2.6.2.	Centrales Térmicas	45
2.6.3.	Plantas Menores.....	45
2.6.4.	Cogeneradores	46
2.7.	Plan de Expansión de Referencia en Generación	47
2.7.1.	Centrales Futuras.....	48
2.7.2.	Registro de Proyectos.....	48
2.7.3.	Balance del Registro	50
CAPÍTULO 3.....		56
3.	PROCESOS Y ACTIVIDADES GENERALES.....	56
3.1.	Introducción.....	56
3.2.	Metodología.....	56
3.3.	Proceso de Viabilidad Técnico – Económica.....	57
3.3.1.	Actividades en Etapa de Identificación o Reconocimiento	57
3.3.2.	Actividades en Etapa de Pre-Factibilidad	59

3.3.3.	Actividades en Etapa de Factibilidad	62
3.4.	Proceso de Licenciamiento Ambiental	68
3.4.1.	Certificaciones	69
3.4.2.	Permiso de Estudio del Recurso Natural	70
3.4.3.	Estudio del Recurso Hídrico.....	72
3.4.4.	Pronunciamiento DAA	73
3.4.5.	Registro UPME Fase I.....	74
3.4.6.	Programa de Arqueología Preventiva	74
3.4.7.	Diagnóstico Ambiental de Alternativas - DAA.....	74
3.4.8.	Evaluación DAA.....	76
3.4.9.	Registro UPME Fase II.....	76
3.4.10.	Estudio de Impacto Ambiental	77
3.4.11.	Solicitud de la Licencia Ambiental	79
3.4.12.	Evaluación EIA.....	80
3.4.13.	Licencia Ambiental.....	80
3.4.14.	Obligaciones.....	81
3.4.15.	Registro UPME Fase III	81
3.4.16.	Licencia Ambiental Línea de Transmisión.....	81
3.5.	Proceso de Viabilidad de la Conexión.....	82
3.5.1.	Recopilación de Información	83
3.5.2.	Estudio de Conexión	85
3.5.3.	Revisión Transportador	87
3.5.4.	Concepto UPME.....	87
3.6.	Proceso de Construcción	88
3.6.1.	Adquisición de Predios	88
3.6.2.	Procesos Licitatorios.....	89
3.6.3.	Interventoría.....	90
3.6.4.	Construcción de Obra Civil	91
3.6.5.	Equipos Electromecánicos.....	92
3.6.6.	Construcción de la Línea de Conexión.....	98

3.6.7.	Diseños “As Built”	100
3.6.8.	Comisionamiento.....	100
3.7.	Proceso de Entrada en Operación Comercial	100
3.7.1.	Contrato de Conexión.....	101
3.7.2.	Notificación CND.....	104
3.7.3.	Certificación OR	104
3.7.4.	Garantía de Capacidad de Transporte.....	105
3.7.5.	Requisitos para Planeamiento Operativo.....	105
3.7.6.	Contrato de Venta de Energía	108
3.7.7.	Registro ante el ASIC.....	108
3.7.8.	Frontera Comercial	108
3.7.9.	Requisitos Previos a Pruebas de Puesta en Servicio	109
3.7.10.	Requisitos Previos a la Declaración de Entrada en Operación	109
3.7.11.	Requisitos Posteriores a la Declaración de Entrada en Operación	110
CAPÍTULO 4	112
4.	ETAPAS DEL PROYECTO	112
4.1.	Introducción.....	112
4.2.	Identificación	112
4.3.	Prefactibilidad.....	113
4.4.	Factibilidad.....	113
4.5.	Diseño	114
4.6.	Construcción	114
4.7.	Operación.....	115
4.8.	Abandono.....	116
4.9.	Visión Global	116
CONCLUSIONES	117
RECOMENDACIONES	120
BIBLIOGRAFÍA	121

Lista de Figuras

Figura 1. Componentes Principales de una PCH	18
Figura 2. Rodete Turbina Tipo Pelton.....	26
Figura 3. Rodete Turbina Tipo Francis	27
Figura 4. Sistema de Excitación Brushless	30
Figura 5. Alternativa de Conexión - Circuito Exclusivo	33
Figura 6. Alternativa de Conexión - Seccionamiento de Línea.....	34
Figura 7. Alternativa de Conexión - Directo en Nodo de Distribución	35
Figura 8. Configuraciones Subestaciones PCH's - Barraje Sencillo (Izquierda) y Barra Principal + Transferencia (Derecha)	36
Figura 9. Precio de la Energía en Bolsa y Precio en Contratos Mercado Regulado y No Regulado.....	40
Figura 10. Composición Sector Eléctrico Colombiano.....	41
Figura 11. Capacidad Efectiva Neta Instalada [MW] a Diciembre 31 de 2014.....	42
Figura 12. Comportamiento de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual	43
Figura 13. Seguimiento a la Demanda Mensual de Energía y Escenarios UPME	44
Figura 14. Distribución de Número de Registros por Departamento	52
Figura 15. Distribución de Número de Registros por Tipo de Central	53
Figura 16. Ubicación de Centrales Hidráulicas Registradas / Número de registros - Capacidad instalada estimada (MW).....	53
Figura 17. Ubicación de Centrales Térmicas Registradas / Número de registros - Capacidad instalada estimada (MW)	54
Figura 18. Ubicación de Centrales Eólicas y Solares Registradas / Número de registros - Capacidad instalada estimada (MW).....	54
Figura 19. Distribución de Número de Registros por Fase de Inscripción	55

Lista de Tablas

Tabla 1. Agentes Participantes del Mercado Eléctrico Colombiano	41
Tabla 2. Capacidad Instalada Según el Tipo de Central.....	43
Tabla 3. Distribución de Registro por Rango de Potencia	51
Tabla 4. Niveles de Tensión de Conexión de PCH's en Colombia	99
Tabla A-1. Centrales Hidroeléctricas Despachadas Centralmente en Colombia	Anexo A
Tabla A-2. Centrales de Generación Térmica Despachadas centralmente Existentes en Colombia.....	Anexo A
Tabla A-3. Plantas Menores de Generación Existentes en Colombia	Anexo A
Tabla A-4. Cogeneradores Existentes en Colombia.....	Anexo A
Tabla A-5. Proyectos de Generación Registrados ante la UPME	Anexo A
Tabla A-6. Asunción de Costes y Riesgos por el Exportador Según Incoterms	Anexo A
Tabla A-7. Requisitos para la Entrada en Operación Comercial de Plantas Menores	Anexo A

Lista de Anexos

Anexo A – Tablas Generales

Anexo B – Documentación Digital

GLOSARIO

ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

CND: Centro Nacional de Despacho

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

DAA: Diagnóstico Ambiental de Alternativas

EIA: Estudio de Impacto Ambiental

ICANH: Instituto Colombiano de Antropología es Historia

IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

IGAC: Instituto Geográfico Agustín Codazzi

INCODER: Instituto Colombiano de Desarrollo Rural

MADT: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Territorial

OR: Operador de Red

SOE: Secuence of Events

SDL: Sistema de Distribución Local

SIN: Sistema Interconectado Nacional

STN: Sistema de Transmisión Nacional

STR: Sistema de Transmisión Regional

TN: Transmisor Nacional

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

RESUMEN

Este documento presenta una gran recopilación de elementos que permiten obtener una perspectiva global de los procesos ejecutados durante el desarrollo de un proyecto de generación hidroeléctrica basado en un pequeño aprovechamiento en Colombia. Para llegar a dicha perspectiva inicialmente se realiza una contextualización sobre el tema de la generación hidroeléctrica y en segunda instancia se presenta una visión del panorama nacional del sector eléctrico. Posteriormente se abarcan los procesos identificados como principales durante el desarrollo del proyecto en cuestión, tales como el proceso de la obtención de la viabilidad técnico-económica, el de licenciamiento ambiental, el de viabilidad de la conexión, el de construcción y el de entrada en operación comercial. Finalmente se presenta una propuesta para la ejecución de las actividades de cada proceso, la cual permite optimizar la fluidez del proyecto en cada una de sus diferentes etapas.

PALABRAS CLAVE: GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, ENERGÍA, PROYECTOS, PROCESOS

ABSTRACT

This book shows a global view about the process developed in a hydroelectric power generation project based in small water resources in Colombia. To get this view, first of all a contextualization was done about hydro-power generation and secondly about the national scene. After that, the principal process identified along the development of that kind of project are explained. Finally is presented a proposal for the execution of each activity allowing to get an optimization of the whole project flux.

KEYWORDS: HYDROELECTRIC GENERATION, POWER, PROJECT, PROCESS

INTRODUCCIÓN

El campo de la generación hidroeléctrica a nivel mundial se encuentra seccionado. Zonas como Europa, Norteamérica, India y China donde el recurso agua destinado a la producción de energía ya ha sido explotado al máximo se han convertido en los grandes proveedores de equipos de generación del resto del mundo que se encuentra en pleno desarrollo de su potencial. Debido a su geografía montañosa nutrida de numerosos ríos, Colombia figura entre los países con mayor potencial y más atractivos para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos.

Ante esta gran oportunidad de inversión que existe, en el país se vienen desarrollando proyectos de diferentes magnitudes, en cabeza de inversionistas extranjeros, grandes grupos empresariales locales y nuevas sociedades que pretenden incursionar en el mercado eléctrico. Este texto pretende orientar de manera general a estas nuevas empresas que desean aprovechar esta oportunidad y promover proyectos de construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Inicialmente se presenta una breve descripción general de los elementos que componen una pequeña central hidroeléctrica a filo de agua haciendo un recorrido desde las obras de captación, conducción a flujo libre, conducción a presión y casa de máquinas hasta el canal de descarga.

Posteriormente se presenta una contextualización respecto al sector eléctrico nacional y el panorama en cuanto a generación. Se describe el funcionamiento general del mercado eléctrico mayorista y los aspectos más relevantes relacionados con los proyectos hidroeléctricos.

Luego se detallan los procesos y actividades más importantes que deben ser desarrollados durante el gerenciamiento de un proyecto de generación hidroeléctrica basado en un pequeño aprovechamiento en Colombia y finalmente se mencionan las etapas de un proyecto de este tipo presentando un esquema que permite obtener una visión global del presente trabajo.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GENERAL

1.1. Introducción

Colombia es un país caracterizado por poseer una matriz energética compuesta en un alto porcentaje (67%) por generación hidroeléctrica. Un aporte pequeño relativamente, pero que se debe tener en cuenta, es el que realizan las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH's). Los aprovechamientos de pequeños caudales y/o caídas han aumentado significativamente a lo largo de los últimos años y la tendencia es hacia un crecimiento mucho mayor, ya que estos proyectos son muy atractivos económicamente y el potencial disponible en país es muy grande.

En este capítulo se presenta un repaso de los principales elementos que componen una pequeña central hidroeléctrica. Se abarcan las obras que se deben construir desde la captación y hasta equipos que deben ser instalados en casa de máquinas incluyendo aspectos de la conexión al sistema eléctrico nacional.

1.2. Definición de PCH

La definición de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se ha hecho según diversos criterios, tanto respecto a parámetros técnicos como en relación a su aplicación. Las magnitudes límites de potencia y salto o caída tienen un carácter referencial, por lo que deben evitarse las interpretaciones rígidas. [1]

El objetivo de un aprovechamiento hidroeléctrico es convertir la energía potencial de una masa de agua situada en un punto (el más alto del aprovechamiento) en energía eléctrica, disponible en el punto más bajo, donde está ubicada la casa de máquinas. La potencia eléctrica que se obtiene en un aprovechamiento es proporcional al caudal utilizado y a la altura del salto. [2]

Según la organización latinoamericana de energía (OLADE), una PCH es una instalación donde se utiliza la energía hidráulica para generar reducidas cantidades de electricidad, por medio de uno o más grupos de conjuntos turbina/generador.

En la Figura 1 se observan los principales componentes de una PCH desde las obras de captación hasta la casa de máquinas y el canal de descarga.

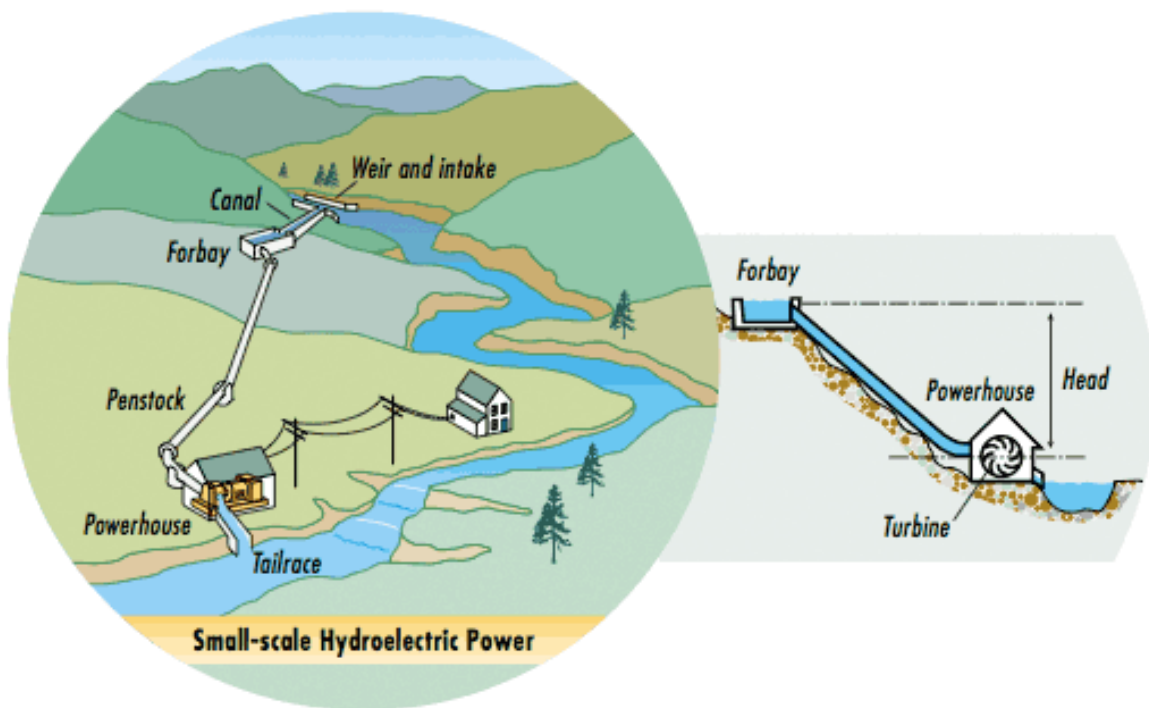


Figura 1. Componentes Principales de una PCH - Fuente LtGovernors [3]

1.3. Clasificación de las PCH's

1.3.1. Según su Potencia

- Picocentrales < 5kW
- Microcentrales 5 – 50 kW
- Minicentrales 50 – 500 kW
- Pequeñas centrales 500 – 5000 kW

1.3.2. Según el Tipo de Aprovechamiento

- Centrales de agua fluyente o a filo de agua
- Centrales a pie de presa con embalse
- Centrales en canales de riego o tubería de abastecimiento de agua
- Centrales ubicadas en plantas de tratamiento de aguas residuales

1.3.3. Otras Clasificaciones

Según su operación:

- Continua: Presentan una disponibilidad de 24 horas al día durante todo el año.
- Discontinua: Operación en tiempo parcial.

Según su regulación:

- Manual
- Automática
- Carga constante

Conexión a la red:

- Aisladas
- Integradas o interconectadas

Tecnología:

- Convencionales: construidas y operadas según normas de países industrializados
- No convencionales: construidas según tecnología local adecuada a las condiciones del país.

1.4. Obras de Captación

Se denominan obras de toma o de captación a toda estructura hidráulica construida sobre el cauce de un río, con el fin de captar o de derivar el agua necesaria, que para los proyectos de PCH's será utilizada en la generación de energía; impidiendo que el caudal de diseño sea excedido durante las crecientes y evitando que entren materiales sólidos como ramas o piedras que pueden causar obstrucciones posteriores. [1]

1.4.1. Bocatomas

Las bocatomas son estructuras localizadas a la entrada de un canal para permitir el ingreso del agua a través de éste. El propósito es permitir la captación de agua desde una corriente con el menor grado de sedimentación posible, minimizar costos de mantenimiento en la operación, y proveer algunas medidas de protección ante daños o bloqueos por la entrada de gravas o sedimentos.

1.4.2. Vertedero

El vertedero es una obra de seguridad, ubicada en un sitio estratégico del canal, en especial cuando éste es abierto. Se encarga de verter de nuevo al río, las aguas de exceso que superan la capacidad del canal. Las aguas de exceso se producen por daño u obstrucción de los pasos de aguas lluvias haciendo que gran parte de las aguas que escurren por la ladera entren en el canal aumentando considerablemente el caudal; y por derrumbes en las laderas del canal, provocando un represamiento que hace que el nivel aumente hasta que en un momento dado se desborda sobre las paredes del canal. [4]

1.4.3. Desarenador

Cualquier tipo de captación siempre deja penetrar algunas cantidades de material sólido, que producen grandes perjuicios pues se van sedimentando en el fondo de la tubería de conducción y con el tiempo van reduciendo su capacidad, además parte de ese caudal sólido podría llegar hasta las turbinas desgastándolas. Todo esto se evita construyendo los desarenadores, en los que se deposita el material fino debido a una reducción en la velocidad del agua.

El principio de funcionamiento del desarenador consiste en reducir la corriente de agua a una velocidad pequeña y distribuida lo más uniformemente posible a lo largo de la sección de la cámara. Se debe cumplir que el tiempo de transcurso del agua no debe ser menor, que el tiempo que la materia en suspensión necesita para depositarse. La velocidad de entrada al tanque desarenador no es muy baja, lo que ocasiona que el agua entre con

cierta turbulencia, por lo tanto es indispensable diseñar una zona de transición o cámara de aquietamiento a la entrada del tanque sedimentador. También se construye una pantalla deflectora la cual hace que el flujo se convierta en flujo laminar. [1]

1.5. Conducción

Las obras de conducción, como su nombre lo expresa tienen por objeto conducir el agua entre dos puntos del proyecto hidroeléctrico. Se hace referencia a la captación o bocatoma como punto inicial y a la cámara de válvulas o pozo de presión como punto final.

Existen dos tipos de conducciones, las abiertas o de régimen de flujo libre que operan a presión atmosférica y las cerradas o de flujo forzado que operan presurizadas con presiones mayores a la atmosférica.

Entre las primeras se distinguen los denominados canales de conducción o de derivación.

Entre los segundos se distinguen los túneles y las denominadas galerías que se diferencian por su forma y la dimensión de su sección. Los túneles presentan mayores dimensiones que las galerías.

Las pendientes son muy bajas con el objeto de obtener pérdidas hidráulicas mínimas. [5]

1.6. Tanque de Presión

Es una estructura, una cámara que comunica un sistema de baja presión como la conducción con uno de alta presión. [4]

Las principales funciones del tanque de carga o presión son:

- ✓ Permitir la conexión entre el sistema de conducción y la tubería de presión.
- ✓ Producir la sedimentación y eliminación de materiales sólidos que vienen por la tubería de conducción.
- ✓ Impedir la entrada a la tubería de presión de materiales sólidos, de arrastre y flotantes.
- ✓ Desalojar el exceso de agua en las horas en que la cantidad consumida por las turbinas es inferior al caudal de diseño.
- ✓ Crear un volumen de reserva de agua que permita satisfacer las necesidades de las turbinas, durante los aumentos bruscos de demanda.
- ✓ Mantener sobre la tubería de carga una altura de agua suficiente para evitar la entrada de aire a la misma. [1]

1.7. Cámara de Válvulas

Al final de la conducción, se dispone de un recinto en el que se aloja una válvula de guarda de la tubería de presión, válvula que generalmente es del tipo *mariposa*, dado su característica de cierre rápido comparado con otro tipo de válvula, así como la posibilidad de operar (cerrar) con flujo.

1.8. Tubería de Presión

También denominadas *tuberías forzadas*, las tuberías de presión tienen como objeto conducir el agua desde el punto en el cual se tiene una gran energía potencial, desde el

embalse en algunos casos, o desde el tramo final del túnel de conducción en otros, o desde el denominado tanque de presión, hasta la casa de máquinas, más precisamente hasta la turbina.

Se presenta una transformación energética en la tubería de presión, se disminuye la energía potencial del agua a medida que se desciende al mismo tiempo se aumenta la energía cinética y de presión. [6]

1.9. Casa de Máquinas

Es la estructura que aloja todo el equipo electromecánico, en los que se transforma la energía cinética del agua en energía mecánica y posteriormente en eléctrica. Una normalización del diseño de la casa de máquinas se puede obtener en función de la posición del eje del grupo turbina generador. Este puede ser horizontal o vertical. En proyectos para pequeñas centrales hidroeléctricas, el grupo de eje horizontal ofrece más facilidades para su montaje y mantenimiento, por tal motivo es el más usado.

1.10. Válvula de Admisión de la Turbina

La válvula de admisión de la turbina es una válvula esférica ubicada a continuación de la tubería de presión. Está compuesta por una esfera hueca por donde fluye el caudal. Se caracteriza por tener bajas pérdidas y un cierre hermético que evita la cavitación. [4]

1.11. Turbina Hidráulica

Una turbina hidráulica es una turbomáquina hidráulica, en la cual el trabajo mecánico proviene de la variación de la cantidad de movimiento del agua al fluir a través de un sistema de alabes rotativos. En este sistema, denominado de rodete, puede ocurrir una simple desviación del flujo de agua o, en otros casos, una desviación y una aceleración de este flujo.

1.11.1. Clasificación de las Turbinas Hidráulicas

Las turbinas hidráulicas se pueden clasificar según diferentes criterios:

Según la Variación de la Presión Estática a Través del Rodete

- **Turbinas de acción o impulso:** cuando la presión estática permanece constante entre la entrada y la salida del rodete.
- **Turbinas de reacción:** cuando la presión estática disminuye entre la entrada y la salida del rodete.

Según la Dirección del Flujo a Través del Rodete

- Turbinas de flujo tangencial.
- Turbinas de flujo radial.
- Turbinas de flujo semi-axial.
- Turbinas de flujo axial.

1.11.2. Tipos de Turbinas Hidráulicas

Como se señaló anteriormente, las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en dos grandes grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción.

A estos dos grupos corresponden las turbinas modernas que hoy en días se emplean en las centrales hidráulicas, sean estas pequeñas o grandes.

En la Figura 2 se presenta un ejemplo de un rodete tipo Pelton y en la Figura 3 uno tipo Francis. Estos dos son los tipos de turbina más utilizados en Colombia.

Turbinas de Acción

- Turbinas Pelton de uno o más inyectores:
- Turbinas Turgo
- Turbinas Michell-Banki



Figura 2. Rodete Turbina Tipo Pelton - Fuente Gugler [7]

Turbinas de Reacción

- Bomba rotodinámica operando como turbina
- Turbinas Francis, en sus variantes: lenta, normal, rápida.
- Turbina Deriaz.
- Turbinas Kaplan y de Hélice
- Turbinas axiales en sus variantes: Tubular, Bulbo y de Generador periférico. [1]



Figura 3. Rodete Turbina Tipo Francis - Fuente Gugler [8]

1.12. Regulación de Velocidad

Se requiere que la velocidad se mantenga constante la mayor parte del tiempo, y además, que cuando sufra variaciones, regrese lo más pronto posible al valor de referencia. La

frecuencia de la señal de voltaje se mantendrá constante siempre que se mantenga constante la velocidad.

Se ha visualizado la necesidad que se tiene de actuar sobre los órganos que controlan la admisión de agua a las turbinas. Tal acción requiere un mecanismo de control el cual es el sistema de regulación de velocidad o regulador.

Una disminución de la carga eléctrica produce una tendencia a aumentar la velocidad, debido a la disminución del par antagónico que ejerce sobre el rotor del generador. El regulador entonces, deberá producir una orden de cierre tal que el torque creado por la turbina sea igual al ofrecido por la carga eléctrica sobre el generador, logrando así que la velocidad retome a la velocidad sincrónica deseada.

La función del regulador es detectar cualquier error en la velocidad entre el valor de velocidad actual y el deseado, y efectuar un cambio en la salida de la turbina.

El sistema de regulación de la turbina actúa como un mecanismo de cierre, de apertura y de ajuste de los órganos de admisión de agua para la parada, arranque y sincronización, con el objeto de ajustar la salida de la turbina a la carga del sistema y mantener la frecuencia del sistema constante.

1.13. Generadores

El alternador o generador es una máquina rotativa que recibe energía mecánica de la turbina y la transforma en eléctrica. Este equipo se caracteriza porque está formado por un estator fijo y un rotor conectado al eje de la turbina. [4]

En toda máquina se distinguen partes conductoras de la corriente (devanados), partes conductoras del flujo magnético y partes mecánicas o constructivas.

En los generadores y motores para corriente trifásica se originan campos rotativos, si el rotor tiene la misma velocidad de giro que el campo rotativo del estator, se dice que la máquina es síncrona. Si, por el contrario, el rotor tiene una velocidad de giro mayor o menos que dicho campo rotativo, la máquina se llama asíncrona.

Tres bobinas situadas a 120° una de otra y recorridas por corriente alterna trifásica originan un campo rotativo. Constructivamente dichas bobinas se colocan repartidas en la periferia del paquete de chapas del estator, y situadas en las correspondientes ranuras. Con ello, el devanado ocupa menos sitio y la máquina puede hacerse más pequeña.

Los polos sólo se forman cuando circula corriente por el devanado. Como las corrientes en las tres fases del devanado trifásico están desfasadas entre 120° , se origina un campo magnético rotativo.

La velocidad de giro del campo rotativo (velocidad síncrona de la máquina) sólo depende de la frecuencia y del número de polos. Como los polos magnéticos se presentan siempre en pares, se calcula con el número de pares de polos.

1.13.1. Sincronización

El proceso de sincronización en una PCH se lleva a cabo utilizando un dispositivo denominado sincronoscopio, el cual se encarga de verificar las condiciones adecuadas

para el cierre del interruptor y enviar el disparo a este. Dicho elemento se conoce como la protección 25.

1.14. Sistema de Excitación

El sistema de excitación es la fuente de corriente de campo para la excitación principal de una máquina, incluye entonces, todos los equipos requeridos para suministrar dicha corriente, así como cualquier equipo que permita la regulación y el control de la corriente de campo entregada. [9]

Para el caso de las PCH's el sistema de excitación recomendado es el *brushless* (sin escobillas), el cual permite generar la corriente de campo en el mismo rotor de la máquina por medio de un sistema de generación conectado a un sistema de rectificación.

En la Figura 4 se presenta el circuito de un sistema de excitación típico en una PCH.

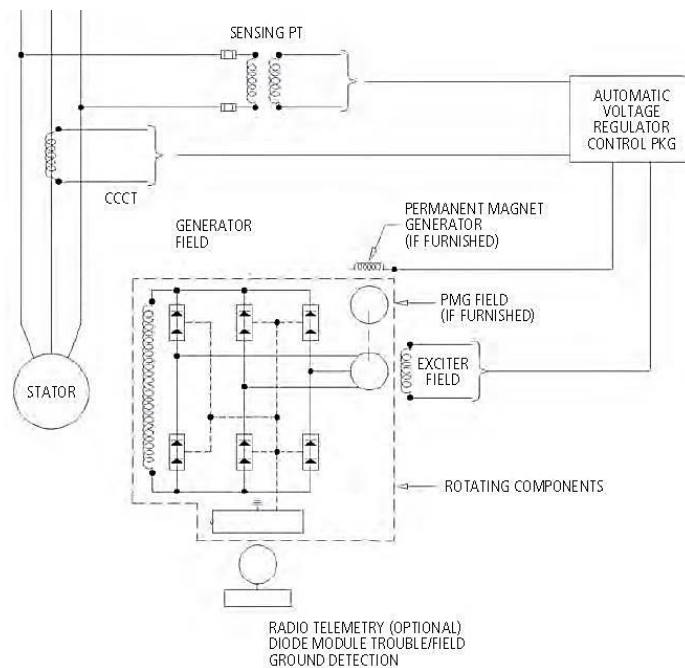


Figura 4. Sistema de Excitación Brushless - Fuente WEG [10]

1.15. Equipo de Subestación

Las pequeñas centrales hidroeléctricas tienen la posibilidad de despachar su energía generada mediante la conexión con el sistema de transmisión nacional (STN), un sistema de transmisión regional (STR), un sistema de distribución local (STD) o de manera aislada. En las PCH's esta conexión es económicamente viable hasta tensiones máximo de 110 kV y necesita de ciertos equipos de subestación para su correcta operación. Entre estos equipos encontramos los siguientes:

- ✓ **Transformador de potencia o de unidad:** Equipo inductivo cuya función es la de elevar la tensión a la salida del generador hasta el nivel de tensión de la red.
- ✓ **Interruptor de potencia:** Dispositivo de maniobra de operación bajo carga mecánico, hidráulico o neumático cuya función principal es la de aislar la central de la red ante contingencias evitando que se genere inyección de potencia en dirección a las fallas y proporcionando protección a la red y a los equipos.
- ✓ **Seccionadores:** Dispositivos de maniobra de operación idealmente sin carga empleados para dar el corte visible a un circuito ante necesidades de mantenimiento.
- ✓ **Cuchillas de puesta a tierra:** Permiten el aterrizamiento de manera segura de activos que deben ser intervenidos en caso de mantenimiento.
- ✓ **Sistema de protección contra sobretensiones:** Tanto en terminales del generador como en los lados de alta y baja tensión del transformador e inicio de la línea se

deben emplear pararrayos que amortigüen sobretensiones causadas por descargas atmosféricas, maniobras o disparos.

- ✓ **Transformadores de potencial y de corriente:** Dispositivos empleados para medir variables eléctricas del sistema (tensión y corriente) de las cuales se alimentan los sistemas de protección y medida.
- ✓ **Sistema de protecciones:** Es de vital importancia tener un esquema de protecciones definido para el generador, el transformador y la línea compuesto por relés (idealmente equipos multifuncionales), los cuales deben estar correctamente coordinados para enviar señales de disparo a interruptores de potencia.
- ✓ **Sistema de supervisión y control:** Entre los equipos de la subestación es necesario un sistema que permita tener supervisión de los estados de los equipos y por medio del cual sea posible realizar acciones de control. Este sistema se denomina SCADA (System Control and Data Acquisition) y ofrece la posibilidad de ejecutar la supervisión y control de todos los equipos de la central de manera remota.
- ✓ **Sistema de comunicaciones:** Las PCH's deben tener equipos que faciliten las comunicaciones entre la central y el operador de red, y en ocasiones entre la central y el administrador del mercado (CND). De manera complementaria es posible que el agente generador tenga un centro de control distante desde el cual lleva a cabo la supervisión y control de sus activos, en este caso el sistema de comunicaciones debe considerar estos aspectos.

- ✓ **Servicios auxiliares:** Al interior de toda PCH existen cargas esenciales y no esenciales que requieren tener suministro de energía eléctrica, algunas en corriente alterna y otras en directa. Los servicios auxiliares son el sistema que garantiza este suministro, ya sea tomando energía desde el generador ante operación normal, desde la red, desde bancos de baterías o desde una planta diesel ante fallas o actividades de mantenimiento. Además de los equipos mencionados en los servicios auxiliares se requiere tener sistemas rectificadores, inversores, de medición, cargador de baterías y tableros de distribución.

1.15.1. Alternativas de Conexión

Las PCH's que se pretenden conectar a un sistema de distribución local, un sistema de transmisión regional o el sistema de transmisión nacional tienen tres alternativas para dicha conexión:

- 1) **Circuito Exclusivo:** Consiste en la construcción de una línea de transmisión exclusiva para el despacho de la PCH que va desde la central hasta la subestación más cercana del operador de red. En la Figura 5 se ilustra este tipo de conexión.

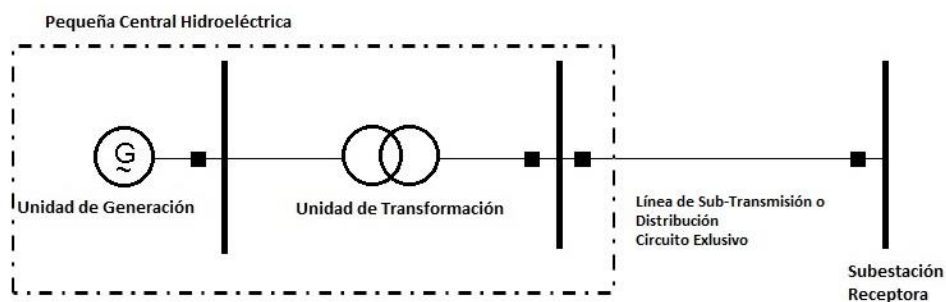


Figura 5. Alternativa de Conexión - Circuito Exclusivo

2) **Seccionamiento de línea:** Consiste en abrir una línea existente del agente transportador y construir un tramo desde el punto de seccionamiento hasta la subestación de la central. Es una alternativa que incrementa los costos de los equipos de subestación pero puede llegar a disminuir los de la construcción de la línea en caso de no existir subestaciones cercanas. En la Figura 6 se presenta el circuito que ilustra esta alternativa. Se resalta que también se puede considerar como alternativa construir una subestación en el punto de seccionamiento.

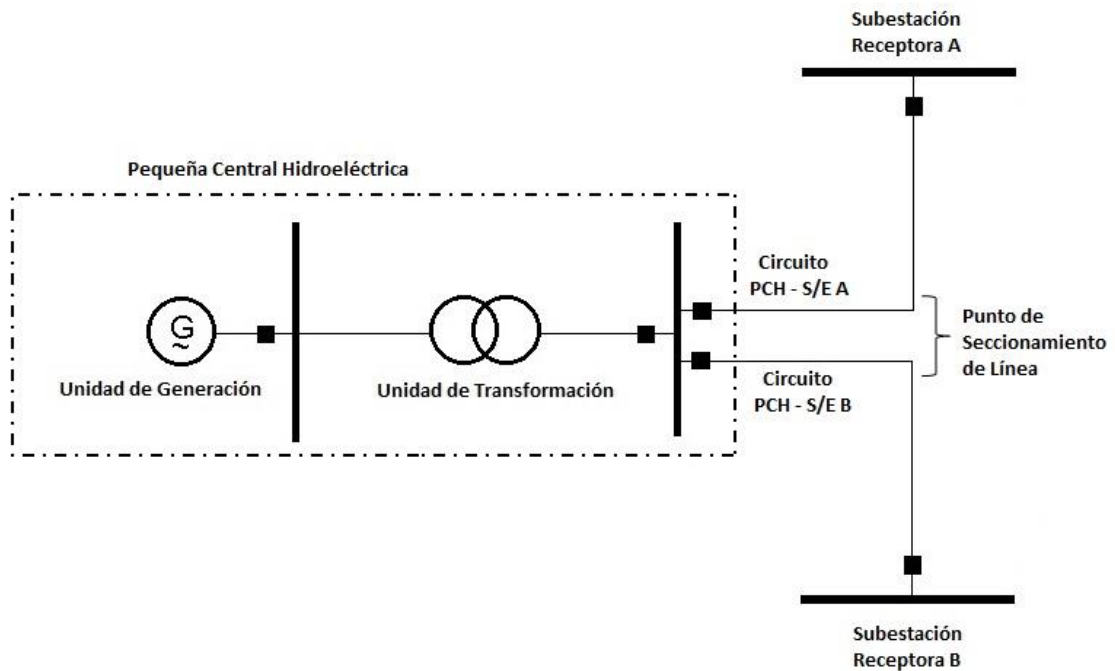


Figura 6. Alternativa de Conexión - Seccionamiento de Línea

3) **Conexión Directa en Nodo:** Si la inyección de potencia de la PCH es baja es posible que sea viable la conexión de esta, directamente a un nodo de una red de distribución cercana. En la Figura 7 se observa esa alternativa.

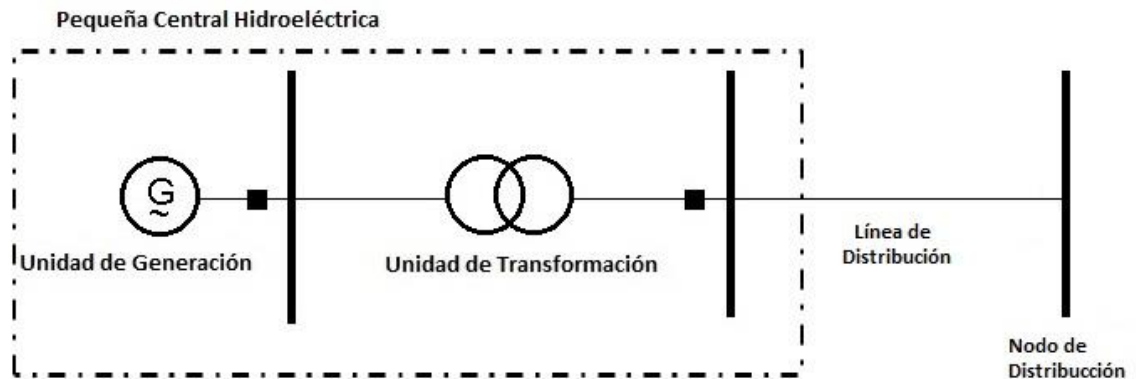


Figura 7. Alternativa de Conexión - Directo en Nodo de Distribución

1.15.2. Configuración de la Subestación

La configuración de la subestación de la PCH está ligada a la alternativa de conexión seleccionada. La selección de dicha alternativa es una gestión que depende de los resultados de un estudio de conexión y es determinada en coordinación con el operador de red y la UPME.

En los casos que la central se conecta con un circuito exclusivo a una S/E o a un nodo de distribución es común emplear un barraje sencillo. En el caso restante (seccionamiento de línea) se debe pensar en una solución barra principal más transferencia. Otras configuraciones pueden llegar a ser empleadas en la medida que la red se expanda y a la PCH lleguen otros circuitos. En la Figura 8 se observan las configuraciones mencionadas.

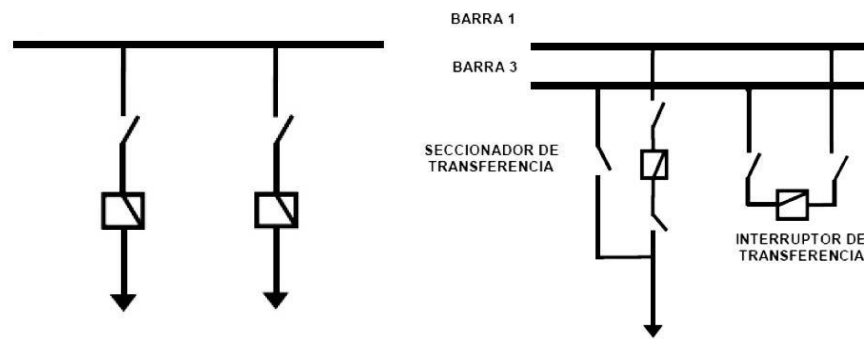


Figura 8. Configuraciones Subestaciones PCH's - Barraje Sencillo (Izquierda) y Barra Principal + Transferencia (Derecha)
- Fuente XM [11]

1.16. Línea de Conexión

La línea mediante la cual se conecta el proyecto al SIN es uno de los elementos mas importantes de la central. Su función es transportar toda la potencia generada por medio de cableado (de aluminio generalmente) hasta la subestación receptora.

Dentro de los equipos de subestación, tanto en la de salida como en la(s) de llegada debe existir un esquema coordinado de protecciones de la(s) línea(s) que garanticen una operación segura y confiable. En los extremos debe ser instalado un campo o bahía de llegada compuesto como mínimo por una protección contra sobretensiones, un seccionador y un interruptor de potencia (en algunos casos un reconectador).

Para el caso de las PCH's en Colombia los niveles de tensión de conexión a la red pueden llegar hasta los 115 kV. En la norma RA9-001 de EPM se recomienda que para centrales con capacidad instalada inferior a 5 MVA la conexión a la red sea realizada a un nivel de tensión igual o superior a 13.2 kV y menor a 44 kV. Para PCH's de potencia entre 5 y 20 MVA el nivel de tensión recomendado para la conexión a la red mínimo debe ser 44 kV y máximo 115 kV.

CAPÍTULO 2

PANORAMA NACIONAL

2.1. Introducción

El contenido de este capítulo brinda una idea general del panorama hidroeléctrico del país. Se presenta una breve contextualización sobre el modelo del mercado de electricidad colombiano, la composición del mismo, la oferta, la demanda y otras variables de interés. También se aborda el plan de expansión de referencia a generación, el cual ofrece una idea del futuro de Colombia en cuanto al sector eléctrico y se profundiza en el registro de proyectos ante la UPME.

2.2. Mercado Eléctrico Colombiano

El mercado mayorista eléctrico en Colombia es un mercado competitivo creado por la reforma Eléctrica (leyes 142 y 143 de 1994) en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados. El ente regulador CREG, establece las reglas aplicables a este mercado.

El mercado se divide en dos segmentos: mercado de contratos bilaterales (largo plazo) y la bolsa de energía (corto plazo). La energía puede ser transada en bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con los grandes consumidores o usuarios no regulados (aquellos cuya demanda es superior a 100 kW o 55 MWh/mes).

2.1.1. Mercado de Corto Plazo

La bolsa de energía (mercado de corto plazo) es un mercado para las 24 horas del día siguiente con obligación de participación para todos los generadores registrados en el mercado con reglas explícitas de cotización y en que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo.

Los comercializadores son los que atienden usuarios y les prestan el servicio de facturación. Les pueden vender a los usuarios no regulados a precios libres y los otros a precios regulados. Los comercializadores y usuarios no regulados celebran contratos de energía con los generadores, estableciendo el precio de electricidad sin intervención del estado.

Los usuarios regulados tienen relación con el mercado mayorista a través del comportamiento de precios del mercado y de los precios a los cuales realice transacciones su comercializador para atenderlo.

Los generadores reciben un ingreso adicional proveniente del cargo por confiabilidad cuyo pago depende del aporte que la energía que cada generador aporta a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real.

En el Mercado de corto plazo los generadores diariamente y con resolución horaria realizan ofertas de precio por la disponibilidad de energía puesta a disposición del sistema. La demanda, representada por los comercializadores, es tomadora de precios con respecto al precio de corto plazo de la energía (Precio de Bolsa), el cual es un único precio

para todo el sistema en cada hora del día, determinado por medio de la corrida de un modelo de despacho de optimización horaria sin restricciones de transmisión (Despacho Ideal), pero considerando las características técnicas de los recursos de generación.

2.1.2. Mercado de Largo Plazo

En el mercado de largo plazo, los agentes comercializadores y generadores registran sus contratos de compra-venta de energía ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-, para que éste determine hora a hora sus transacciones en el mercado de corto plazo - Bolsa de Energía -, las cuales corresponden a la diferencia entre sus obligaciones de compra (y/o de atención de la demanda, en el caso de los comercializadores) y de venta (y/o de entrega de energía en el caso de los generadores), valoradas al precio de mercado (Precio de Bolsa). La facturación y recaudo de las transacciones de los contratos de largo plazo es responsabilidad de las partes y el registro de los contratos en el ASIC no implica el recaudo de los dineros transados.

En el modelo empleado en Colombia, los contratos de compra-venta de energía entre agentes generadores y comercializadores son financieros y no intervienen en la formación del precio de bolsa ni en el despacho de los generadores.[12]

En la Figura 9 se observa el comportamiento del precio de la energía en bolsa, en el mercado no regulado y en el regulado para los periodos 2011 – 2014.

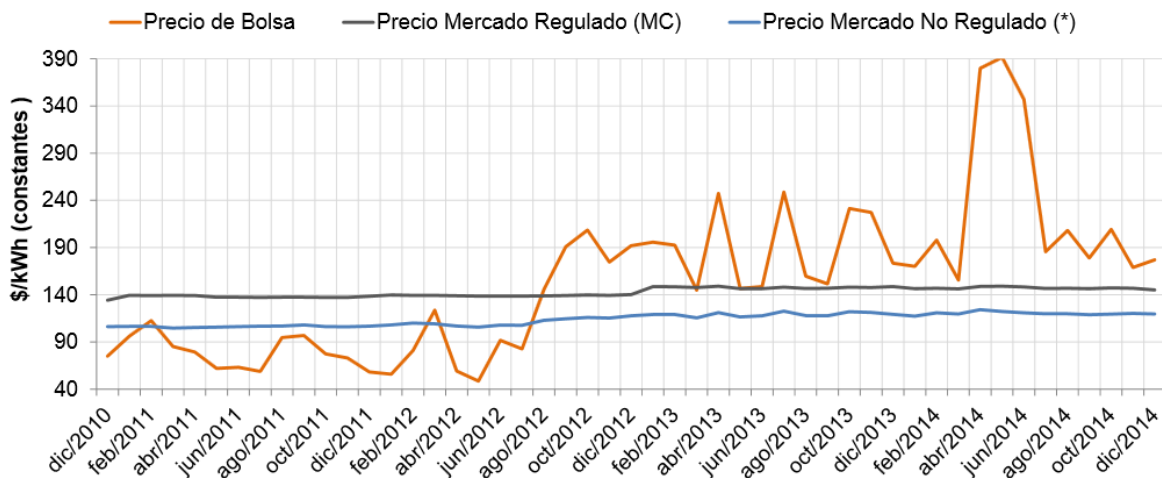


Figura 9. Precio de la Energía en Bolsa y Precio en Contratos Mercado Regulado y No Regulado - Fuente XM [13]

2.3. Composición del Sector Eléctrico Colombiano

El sector eléctrico se fundamenta en el hecho que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado. La operación y la administración del mercado la realiza XM, el cual tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho -CND-, Administrador del Sistema de

Intercambios Comerciales -ASIC- y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN -LAC-. La Figura 10 esquematiza el mercado eléctrico.[12]



Figura 10. Composición Sector Eléctrico Colombiano – Fuente XM [12]

Adicionalmente, se resalta que el ente regulador en Colombia es la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG; y quién vigila el cumplimiento de la normatividad establecida es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD

En la Tabla 1 se presentan las cifras actualizadas a diciembre de 2014 referentes a la cantidad de agentes del mercado eléctrico colombiano existentes:

Tabla 1. Agentes Participantes del Mercado Eléctrico Colombiano - Fuente XM [13]

Actividad	Registrados	Transando
Generadores	61	43
Transmisores	20	9*
Operadores de red	33	29*
Comercializadores	102	67
Fronteras usuarios regulados	9,667	
Fronteras usuarios no regulados	5,544	
Fronteras de alumbrado público	397	

2.4. Oferta

La capacidad instalada del sistema eléctrico nacional se ha incrementado gradualmente en los últimos 20 años, gracias a iniciativas públicas y privadas para el desarrollo de nuevas plantas de generación.

Según los datos del sistema de información de XM en diciembre del año 2014 el Sistema Interconectado Nacional – SIN contaba con 14,559 MW instalados, lo que representa un crecimiento del 57.32% respecto a la capacidad instalada del mes de diciembre del año 1993.

Como se puede observar en la Figura 11 las centrales con mayor participación en parque de generación colombiano son las hidroeléctricas, las cuales alcanzaron 10,315 MW (67%), seguido por las centrales térmicas que suman 4,402 MW (28%). A pesar que estas tecnologías representan el 95% de la capacidad total instalada, es indispensable considerar el aporte de las centrales menores y plantas de cogeneración (véase Tabla 2). Se destaca que la capacidad instalada exclusivamente en PCH's es de 580.89 MW, equivalente al 3.75% de la capacidad total instalada en todo el SIN.

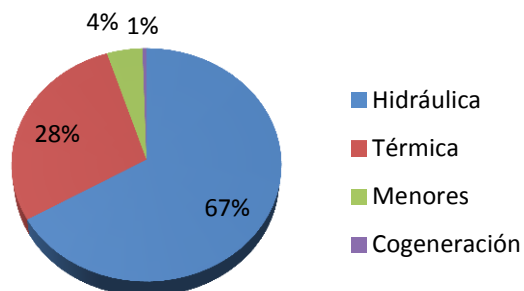


Figura 11. Capacidad Efectiva Neta Instalada [MW] a Diciembre 31 de 2014 - Fuente XM [14]

Tabla 2. Capacidad Instalada Según el Tipo de Central - Fuente XM [14]

Tipo	Capacidad Efectiva Neta - 2014 [MW]
Despachadas Centralmente	
Hidráulicos	10315
Térmicos	4402
No Despachadas Centralmente	
Hidráulica	580.89
Eólica	18.42
Térmica	91.35
Cogeneradores	77.3
Total SIN	15484.96

2.5. Demanda

La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2013 alcanzó los 60,890 GWh. En la Figura 12 se muestra el comportamiento de esta desde el año 2011 hasta el 2013. Se puede observar la tendencia creciente con el paso de los años, lo cual es consecuente con la expansión de la red.

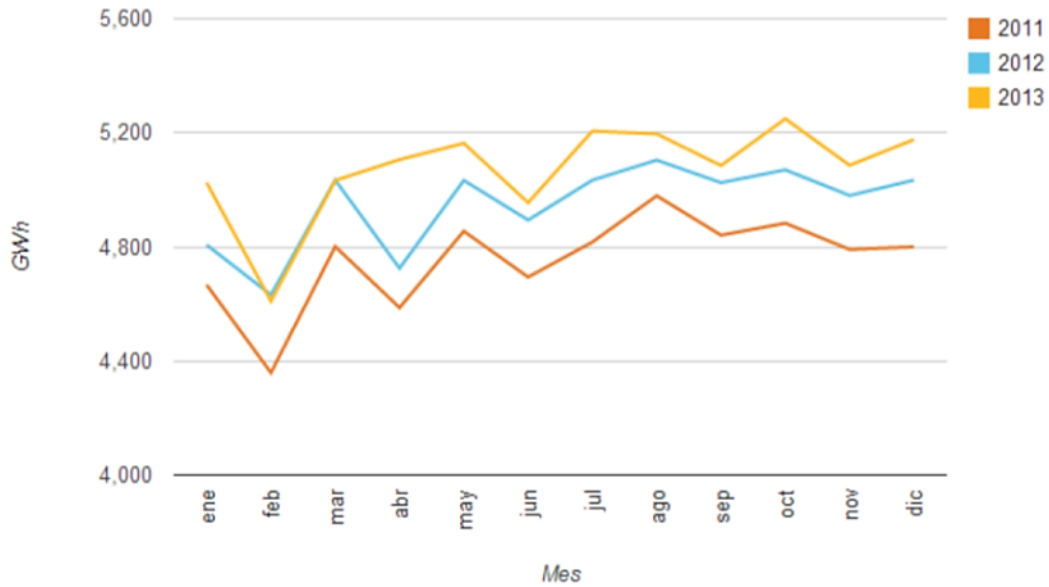


Figura 12. Comportamiento de la Demanda de Energía Eléctrica Mensual - Fuente XM [15]

En la Figura 13 se presenta la demanda de energía eléctrica mensual durante el año 2013 en contraste con los escenarios de consumo alto, medio y bajo proyectados en el plan de expansión de la UPME. Se observa que la curva de demanda real sigue la tendencia proyectada en los diferentes escenarios, sin embargo en los meses de febrero, agosto y septiembre se presentó una gran discrepancia con los pronósticos.

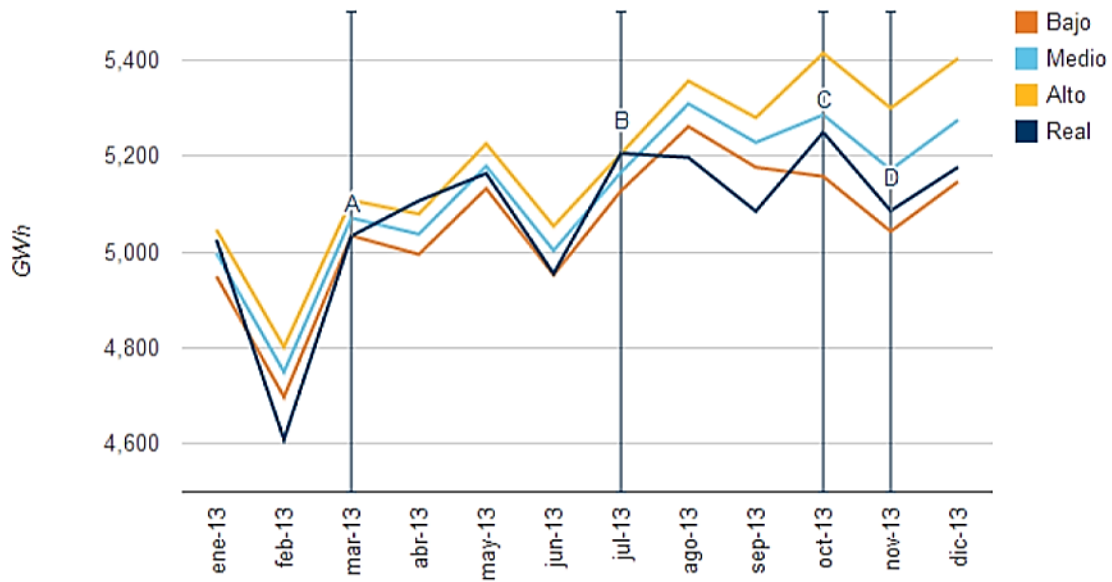


Figura 13. Seguimiento a la Demanda Mensual de Energía y Escenarios UPME – Fuente [15]

2.6. Generación en Colombia

En Colombia existen 255 fronteras comerciales del tipo generación, las cuales se pueden clasificar según su tecnología en centrales: hidráulicas, térmicas, menores y cogeneradores. En el sub-grupo de las plantas menores se encuentran las PCH's con un porcentaje de participación superior al 95%. A continuación se hace un recorrido por las diferentes centrales existentes en Colombia.

2.6.1. Centrales Hidráulicas

En la Tabla A-1 del Anexo A, se presenta el listado de centrales hidroeléctricas despachadas centralmente en Colombia. Dentro de las plantas existentes se encuentran las centrales San Carlos, Guavio y Chivor las cuales cuentan con más de 1,000 MW cada una de capacidad instalada lo que representa más del 22% de la capacidad instalada del país.

2.6.2. Centrales Térmicas

Las centrales de generación térmicas juegan un papel importante en el sistema interconectado nacional, brindando confiabilidad y respaldo para satisfacer la demanda eléctrica. El parque de generación térmica está conformado por centrales operadas con gas natural, combustibles líquidos, mezclas y por un grupo de centrales a carbón que aportan el 28% de la capacidad instalada nacional. En la Tabla A-2 del Anexo A, se presenta el listado de centrales de generación térmica despachadas centralmente existentes en Colombia.

2.6.3. Plantas Menores

El Sistema Interconectado Nacional cuenta con una diversidad de proyectos de generación con capacidad instalada inferior a 20 MW, los cuales representan 4.46% del total instalado. En esta clasificación las Pequeñas Centrales Hidráulicas realizan el mayor aporte de la capacidad instalada, sin embargo, se cuenta con la participación de algunas centrales térmicas y del parque eólico Jepirachi.

En la Tabla A-3 del Anexo A se presenta el listado de las plantas menores de generación que a enero de 2015 hacen parte del parque de generación eléctrico colombiano. Se puede observar la tecnología que emplean, su potencia, el agente generador que las representa y el año de entrada en operación.

Se resalta que el 36.21% de las plantas menores del país se encuentran ubicadas en el departamento de Antioquia sumando una capacidad instalada total de 249.81 MW y en segundo lugar se localiza el departamento de Cundinamarca con el 15.64% equivalente a 107.89 MW. El 48.16% restante de las plantas menores se encuentran distribuidas en los departamentos Tolima, Caldas, Cauca, Valle, Huila, Casanare, Nariño, Putumayo, Santander, Quindío, Risaralda y la Guajira (con el parque eólico) sumando una capacidad instalada de 332.25 MW.

2.6.4. Cogeneradores

Actualmente, Colombia cuenta con diferentes empresas que cuentan con procesos para autoabastecer sus requerimientos de energía eléctrica y térmica. En algunos casos, estas empresas tienen sistemas de cogeneración que les permite atender sus necesidades así como entregarle al sistema interconectado una porción de su electricidad generada. Generalmente, se encuentran plantas de cogeneración en empresas que procesan biomasa como es el caso de los ingenios azucareros, y plantas de producción de papel. Sin embargo, en algunos casos las empresas cuentan con plantas de cogeneración operadas con combustibles fósiles.

Según la información recolectada, en Colombia existen 77.3 MW instalados en plantas de cogeneración a partir del bagazo de la caña de azúcar que están en condición de entregarle electricidad a la red tal y como se muestra en la Tabla A-4 del Anexo B.

2.7. Plan de Expansión de Referencia en Generación

El objetivo del planeamiento de la expansión de la generación es establecer, de manera indicativa, las necesidades del país con base en los comportamientos del SIN y sus diversas variables, como son la demanda de energía y potencia, hidrología, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos, y la fecha de entrada en operación de los proyectos del Cargo por Confiabilidad, que influyen sobre el abastecimiento energético y sus costos.

También tiene como objetivo proveer información y señales de corto, mediano y largo plazo a los diferentes agentes económicos, sobre la inversión en generación de energía eléctrica requerida para garantizar un suministro confiable, económico, sostenible y eficiente de la electricidad en el país. En este sentido a fin de determinar la posible expansión del sistema, el Plan de Generación plantea diferentes escenarios indicativos según la conducta de variables como demanda de energía, disponibilidad de recursos energéticos, interconexiones eléctricas internacionales, desarrollo de proyectos en países vecinos, etc.

Dos de los insumos más importantes para la formulación del Plan de Expansión de Generación, son la proyección de precios de cada uno de los recursos y la verificación de

la disponibilidad de los mismos. Lo anterior, junto con el registro de proyectos de la UPME, le permite a la Unidad establecer las alternativas de expansión del parque generador a corto, mediano y largo plazo.

2.7.1. Centrales Futuras

Según el cronograma de expansión, el sistema interconectado nacional contará con 7,092.6 MW adicionales para el año 2025, distribuidos en 5,414.3 MW hidráulicos y 1,678.3 MW térmicos, lo que representa un incremento en la capacidad instalada del orden del 50%.

Dentro de los proyectos que harán parte del parque de generación colombiano se pueden destacar por su capacidad El quimbo (420 MW), Porvenir II (351.8 MW) e Ituango (1200 MW primera fase + 1200 MW segunda fase).

Dentro de las alternativas de la expansión también se considera la inclusión de 540 MW de generación renovable (300 MW eólicos, 140 MW de cogeneración y 100 MW de geotermia).

2.7.2. Registro de Proyectos

El *Registro de Proyectos de Generación* es un mecanismo con el que cuenta la UPME para facilitar el cumplimiento de la ley 143 de 2004, en cuanto a la identificación de las mejores opciones del abastecimiento eléctrico al costo mínimo. Se utiliza para conocer las diferentes iniciativas de proyectos de generación del país, por lo que se constituye en

insumo fundamental para la formulación del Plan Indicativo de Expansión de la Generación.

Con la entrada en vigencia de la Resolución UPME 0520 del 09 de octubre de 2007, modificada por la Resolución UPME 0638 de diciembre de 2007, se formalizó el procedimiento de registro. El proceso se divide en tres fases las cuales están determinadas por el estado de avance del proyecto.

Fase 1

Corresponde a la etapa de pre-factibilidad del proyecto e incluye dentro de sus requisitos, la solicitud a la autoridad ambiental competente sobre la necesidad de realizar diagnóstico ambiental de alternativas, estudio de impacto ambiental o si el proyecto no requiere ninguno de éstos. Según la Resolución UPME 0520 de 2007, la vigencia del registro en esta fase para proyectos hidroeléctricos es de 2 años mientras que para los proyectos térmicos es de un año.

Fase 2

Hace referencia a la etapa de factibilidad del proyecto *“... en donde se define si un proyecto es técnica, económica, financiera y ambientalmente factible y conveniente, y se establece la estructura financiera del mismo”*. Respecto al trámite ambiental, el promotor debe presentar ante la UPME el *“Auto o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental...decide sobre la alternativa presentada en el diagnóstico ambiental de alternativa o estudio de impacto ambiental o establece que el proyecto no requiere*

licencia ambiental". La vigencia del registro en esta fase es de 1 año para todo tipo de proyectos.

Fase 3

Hace referencia a que el proyecto ya debe tener diseños definitivos, así como el cronograma de ejecución, de la misma forma el proyecto debe contar con "*Licencia ambiental expedida o auto o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental respectiva, decide que el proyecto no requiere licencia ambiental*" entre otros documentos. De la misma forma la Resolución UPME 0520 de 2007 presenta "*Vigencia Fase 3: 1 año, antes del inicio de la construcción*".

Una vez se cumpla el plazo de vigencia del certificado de registro, sin que se hubiesen realizado los respectivos trámites de renovación, se considera que el registro del proyecto se encuentra vencido y es retirado de la lista de proyectos inscritos, sin embargo la información del proyecto continuara en el archivo de la UPME.

La información reportada en la solicitud de registro es responsabilidad del Agente Promotor y no genera compromiso por parte de la UPME. Ante cambios en las características de los proyectos, se deberá gestionar con la Unidad la correspondiente actualización.

2.7.3. Balance del Registro

Según el informe de proyectos inscritos ante la UPME actualizado el 15 de septiembre de 2014 existen 103 proyectos de generación que cuentan con certificado de registro

vigente, los cuales suman una capacidad instalada estimada de 4974.4 MW. En la Tabla 3 se agrupan los proyectos registrados en tres rangos de capacidad, allí se puede observar gran participación (en número de registros) de proyectos inferiores a 20 MW, los cuales representan más del 72% del total, reflejando el interés de los promotores por desarrollar plantas menores.

Tabla 3. Distribución de Registro por Rango de Potencia – Fuente UPME [14]

Rango de Capacidad (MW)	Número de proyectos	Capacidad total (MW)	Participación por cantidad de proyectos	Participación por capacidad total
0 – 20	75	877.4	72.8%	17.6%
20 – 100	18	1282.7	17.5%	25.8%
> 100	10	2814.3	9.7%	56.6%
Total	103	4,974.4		

En la Figura 14 se presenta la distribución del número de proyectos registrados de acuerdo al departamento donde se desarrollarían. Allí se observa una gran concentración en Antioquia y Huila, con una participación de 40.8% y 8.7% respectivamente. Asimismo, se observa una gran intención de desarrollo de proyectos de generación en los departamentos Tolima (7.8%), Cauca (6,8%), Magdalena y Santander (4,9% cada uno). El 26.2% de los proyectos registrados se ubican en otros 12 departamentos.

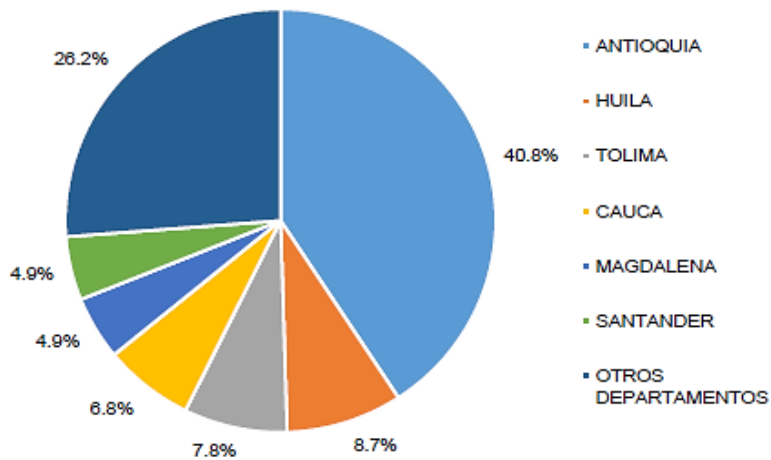


Figura 14. Distribución de Número de Registros por Departamento - Fuente UPME [14]

En la Figura 15 se ilustra la distribución del número de registros por tipo de recurso para la generación de electricidad. Según las solicitudes registradas, el 88.3% corresponden a centrales hidráulicas, de las cuales 74 registros son pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), es decir menores a 20.0 MW. En segundo lugar se encuentra el registro las centrales térmicas, con una participación del 7.8% sobre el total de proyectos registrados, distribuidos en ocho proyectos de generación térmica con combustibles fósiles y dos cogeneradores, los cuales suman una capacidad instalada de 858.0 MW. Es importante resaltar que el registro actualmente cuenta con iniciativas que podrían aportar a la diversificación de la matriz, las cuales están representadas en tres proyectos eólicos en Fase 1, que de manera agregada suman 474.0 MW y un proyecto solar de 19.9 MW registrado en Fase 3.

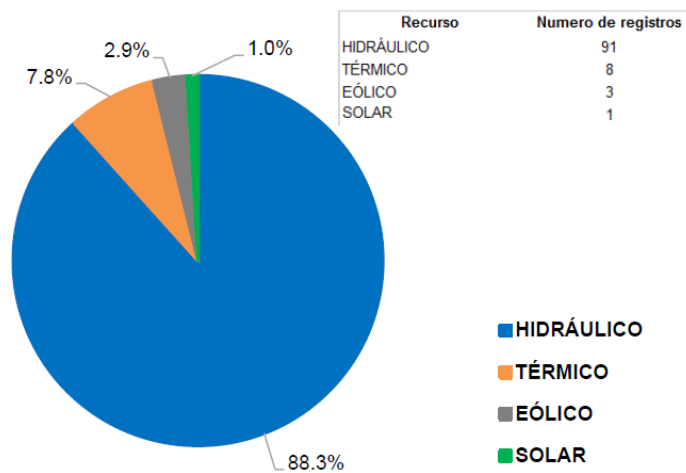


Figura 15. Distribución de Número de Registros por Tipo de Central – Fuente UPME [14]

Las Figuras 16, 17 y 18, presentan la ubicación y cantidad de los registros de proyectos de generación por tipo de central.

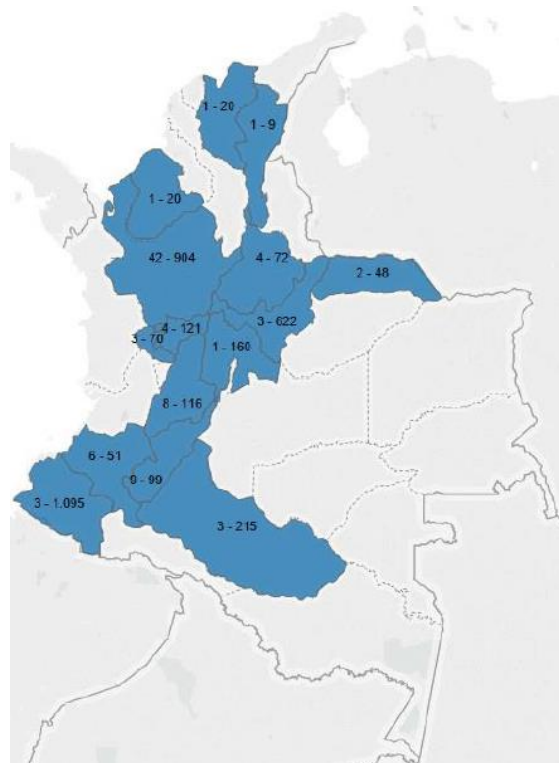


Figura 16. Ubicación de Centrales Hidráulicas Registradas / Número de registros - Capacidad instalada estimada (MW) - Fuente UPME [14]

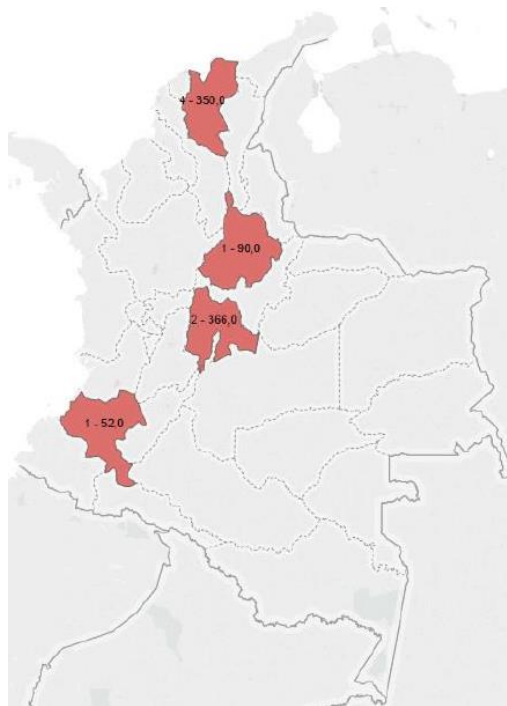


Figura 17. Ubicación de Centrales Térmicas Registradas / Número de registros - Capacidad instalada estimada (MW) - Fuente UPME [14]



Figura 18. Ubicación de Centrales Eólicas y Solares Registradas / Número de registros - Capacidad instalada estimada (MW) - Fuente UPME [14]

Igualmente, el registro se puede clasificar según la Fase en que se encuentra cada proyecto. Como se puede observar la Figura 19, el 80.6% del total de proyectos registrados se encuentran en Fase 1 (etapa de prefactibilidad), mientras que solo, el 1% de los proyectos, se encuentra en Fase 3. Esto indica que la gran mayoría de las iniciativas para la expansión del parque generador que se encuentran registradas ante la Unidad, solo cuentan con estudios y tramites en etapas iniciales.[14]

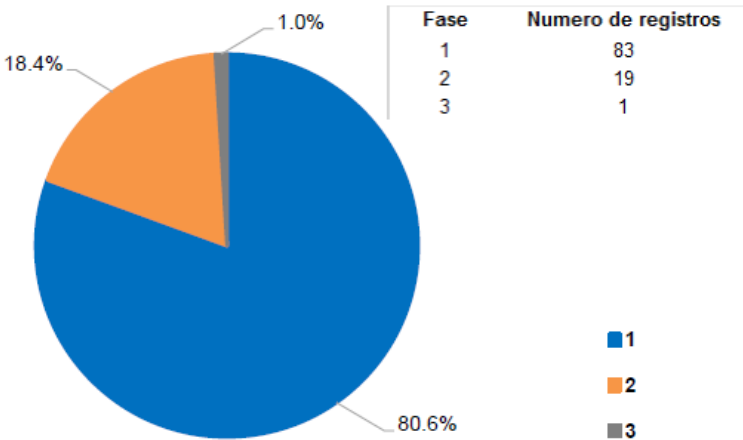


Figura 19. Distribución de Número de Registros por Fase de Inscripción – Fuente UPME [14]

En la Tabla A-5 del Anexo A se presenta el listado de todos los proyectos registrados ante la UPME a septiembre de 2014. Se puede observar el agente promotor del proyecto, su ubicación, su capacidad instalada, su tipo tecnología empleada y la fase en la cual se encuentran.

CAPÍTULO 3

PROCESOS Y ACTIVIDADES GENERALES

3.1. Introducción






El desarrollo de un proyecto hidroeléctrico basado en un pequeño aprovechamiento en Colombia exige la ejecución de diversos procesos a nivel social, técnico, económico y ambiental, en los cuales participan diversas ramas de la ciencia, tanto en campos como la ingeniería, la economía, la administración de empresas, como la sociología y la política.

En este capítulo se presentan y explican los principales procesos y actividades que deben ser tenidos en cuenta durante el gerenciamiento de un proyecto de generación a filo de agua en Colombia.

3.2. Metodología

Se presenta una recopilación de los procesos y actividades generales que requieren ser ejecutadas durante los procesos identificados como principales a lo largo de todo un proyecto de generación basado en un pequeño aprovechamiento hídrico en Colombia. Dichos procesos aplican principalmente para proyectos a filo de agua que planean operar conectados al Sistema Interconectado Nacional – SIN y comercializar su energía.

Las actividades identificadas se agruparon dentro de los siguientes procesos:

-  Proceso de Viabilidad Técnico-Económica
-  Proceso de Licenciamiento Ambiental
-  Proceso de Viabilidad de la Conexión
-  Proceso de Construcción
-  Proceso de Entrada en Operación Comercial

A partir de esta recopilación de procesos se permite obtener una visión macro de un proyecto de generación con las características mencionadas, de manera resumida y en un lenguaje entendible para cualquier profesional con conocimientos básicos en el desarrollo de proyectos de infraestructura o en alguna de las ingenierías afines (eléctrica, civil, mecánica, ambiental, entre otras).

3.3. Proceso de Viabilidad Técnico – Económica

Para que un proyecto de infraestructura (como el caso de una PCH) se considere viable, debe atravesar por diferentes etapas en las que numerosos estudios otorgaran o negaran la viabilidad de este a nivel técnico, económico, social y ambiental. La viabilidad a nivel técnico – económico se determina con diversos estudios y análisis a lo largo de las etapas de identificación, pre-factibilidad y factibilidad, mientras que de forma paralela el *proceso del licenciamiento ambiental* (ver numeral 3.4) determina la viabilidad a nivel socio – ambiental.

A continuación se detalla el proceso que debe seguir el promotor de un proyecto hidroeléctrico en aras de comprobar su viabilidad a nivel técnico – económico.

3.3.1. Actividades en Etapa de Identificación o Reconocimiento

La primera etapa de un proyecto de generación hidroeléctrica es la de identificación o reconocimiento. Esta etapa considera en primera instancia la elección de la cuenca hidrográfica sobre la cual se desea estudiar su potencial y posteriormente el desarrollo del estudio de identificación.

El estudio de identificación tiene como objetivo principal determinar qué partes de la cuenca son potencialmente apropiadas para su aprovechamiento como fuente de energía hidroeléctrica permitiendo el planteamiento de un esquema básico con la localización general de las obras de captación, conducción a flujo libre, tanque de carga, conducción a presión, casa o caverna de máquinas y canal de descarga; y la obtención de una estimación inicial de la potencia (MW) del proyecto.

Para cumplir este objetivo se debe realizar una recopilación de información secundaria que se requiere sobre cartografía, topografía, geología, hidrología y/o climatología obtenida de fuentes externas. Dichas fuentes pueden ser para topografía y cartografía, modelos digitales de elevación desarrollados por la NASA (National Aeronautics and Space Administration de los Estados Unidos) obtenidos a partir de imágenes satelitales registradas en la misión SRTM (Shuttle Radar Topography Mission), del ASTER (Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer), planchas del IGAC, entre otras. En cuanto a la información relacionada con la hidrología y climatología, el IDEAM es la fuente principal en Colombia, la cual a partir del año 2014 hace entrega de esta de manera gratuita.

Además del esquema básico de la localización de las obras, se debe realizar un análisis energético y financiero inicial. Dicho análisis se deberá basar en proyectos con características similares y arrojar como resultado un valor de costo por kW instalado (USD/kW) que servirá como referencia para obtener la viabilidad a nivel económico.

El estudio de identificación le brinda al promotor del proyecto un primer acercamiento que le permitirá captar la magnitud de este. Adicionalmente, este es uno de los requisitos para solicitar el *permiso de estudio del recurso natural* (ver numeral 3.4.2) ante la autoridad ambiental competente, el cual compone el primer paso en el proceso de licenciamiento ambiental.

3.3.2. Actividades en Etapa de Pre-Factibilidad

Durante la etapa de pre-factibilidad el promotor del proyecto debe desarrollar como mínimo las siguientes actividades en la línea técnico - económica:

- ✓ Esquema general de las obras
- ✓ Diseños básicos
- ✓ Presupuesto de construcción
- ✓ Evaluación energética
- ✓ Evaluación financiera

Esquema General

A partir de la topografía disponible, la información geológica e hidrológica y la visita a los sitios, entre otros, se debe plantear a nivel de pre-factibilidad el esquema óptimo del posible de aprovechamiento en la cuenca estudiada.

Este esquema deberá ser más detallado que el presentado en la etapa de identificación y deberá incluir, además de la localización de las obras hidráulicas, trazados preliminares de vías de acceso y ubicación de obras anexas (casinos, campamentos y talleres).

En caso que el proyecto requiera la elaboración del DAA (ver numeral 3.4.4) se deberán plantear varios esquemas alternativos.

Diseños Básicos

En la etapa de pre-factibilidad se realizan los primeros diseños de las obras civiles principales, con el objetivo de obtener un presupuesto estimativo de los costos y de brindar documentación de soporte al DAA en caso que este sea requerido. La elaboración de estos diseños con sus respectivas memorias de cálculo debe abarcar la ejecución de las siguientes actividades como mínimo:

- ✓ Estimación del caudal de diseño y del salto neto
- ✓ Definición y dimensionamiento de obras de captación, canal de aducción, vertederos, tanques desarenadores, conducción a flujo libre, tanque de carga, conducción a presión, casa de máquinas y canal de descarga
- ✓ Estimación de la pérdidas de potencia por fricción en la conducción
- ✓ Trazado preliminar de vías de acceso, estimación de volúmenes de excavación y definición de posibles zonas de depósito
- ✓ Definición del tipo de turbina y número de unidades de generación

- ✓ Definición de las alternativas de conexión a la red incluyendo la determinación del nivel de tensión.

Presupuesto de Construcción

Para cada esquema planteado se debe calcular a groso modo las cantidades de obra correspondientes y los respectivos costos, tanto de las obras civiles incluyendo adquisición de predios y excavaciones, como de los equipos electromecánicos de generación y transmisión con el objetivo de obtener un presupuesto de construcción del proyecto.

Evaluación Energética

Para los esquemas definidos, con base en la hidrología estudiada y la topografía disponible, se debe definir la potencia instalable y hacer un análisis energético inicial que arroje entre sus resultados la energía media anual, energía firme y el factor de planta del proyecto.

Evaluación Financiera

Con base en diversos supuestos a nivel financiero (DTF, IPP, IPC, TRM, entre otros), los costos de capital (CAPEX) y de operación (OPEX), los flujos de caja del proyecto en sus diferentes etapas y el plan de financiación se debe realizar un modelo financiero para cada esquema del proyecto.

Aunque en la etapa de pre-factibilidad se trabajan con muchos valores supuestos del mercado o de otros proyectos similares, los resultados del modelo financiero deben ser

los suficientemente confiables para establecer la viabilidad a nivel económico – financiero del proyecto. Entre los resultados más significativos del modelo se encuentran los indicadores económicos como la tasa interna de retorno (TIR), el valor presente neto (VPN), el costo de la instalación (USD/kW) y el costo de la generación (USD/kWh); y los indicadores financieros tales como el porcentaje de capital dispuesto por el promotor del proyecto (% Equity) y el porcentaje financiado (% Deuda).

3.3.3. Actividades en Etapa de Factibilidad

Una vez finalizada la etapa de pre-factibilidad y evaluado el DAA (en caso que haya sido requerido) el proyecto tiene luz verde para iniciar el estudio de factibilidad y entrar en esta etapa. Dicho estudio servirá como complemento en la elaboración del EIA y le proporcionará al promotor una base sólida para acudir ante fuentes de financiación como inversionistas privados o entidades bancarias para llevar a cabo la construcción.

Al igual que en la etapa de pre-factibilidad, la actividad principal en esta etapa en la línea técnico – económica es la ejecución del estudio de factibilidad, en el cual se realiza un análisis detallado del esquema definitivo del proyecto y se determina su viabilidad a nivel técnico – económico.

La información base para la realización del estudio de factibilidad debe ser obtenida de fuentes primarias (mediciones directas), especialmente la referente a la topografía y cartografía de la zona del proyecto.

Las principales actividades o entregables que se deben realizar en la etapa de factibilidad son:

- ✓ Esquema definitivo del proyecto
- ✓ Diseños detallados de obras principales
- ✓ Especificaciones técnicas
- ✓ Presupuesto de construcción
- ✓ Evaluación energética
- ✓ Evaluación financiera

La etapa de factibilidad tiene como punto de inicio el momento en el cual se obtienen los términos de referencia para la elaboración del EIA y finaliza una vez se obtenga la Licencia Ambiental para la construcción del proyecto.

Esquema Definitivo del Proyecto

En las etapas anteriores a la de factibilidad se realizan esquemas que proporcionan la ubicación estimada de las obras hidráulicas principales basándose en información secundaria. En este punto, el proyecto ya debe tener definido y aprobado el esquema que mayores beneficios proporcione y este debe ser ajustado según las variaciones que se obtengan a partir de la información primaria obtenida (especialmente el levantamiento topográfico) y de criterios relacionados con aspectos geotécnicos y geomorfológicos.

Una vez elaborado el esquema definitivo y aprobado en el EIA se tiene una gran certeza sobre la viabilidad a nivel técnico del proyecto (especialmente en área civil), sin embargo

esta no se obtiene completamente hasta obtener la viabilidad de la conexión del proyecto al SDL, STR o STN. Este aspecto se analiza con detalle en el proceso de conexión (ver numeral 3.5).

Diseños Detallados

La etapa de factibilidad es el momento ideal para la elaboración de los diseños definitivos de las obras principales del proyecto ya que se optimiza la duración del proyecto y se evita realizar grandes rediseños posteriormente. Sin embargo, su realización implica una inversión considerable que en ocasiones los promotores no se atreven a llevar a cabo sin antes obtener la viabilidad a nivel socio – ambiental del proyecto. Dependerá del criterio del promotor y de sus recursos la decisión de elaborar los diseños detallados para construcción de las obras antes o después del otorgamiento de la Licencia Ambiental.

A continuación se presenta un listado general de los diseños a realizar antes de iniciar la etapa de construcción:

- ✓ Diseños hidráulicos y estructurales de obras de captación, canal de aducción, vertederos, tanques desarenadores, conducción a flujo libre, tanque de carga, conducción a presión, casa de máquinas y canal de descarga
- ✓ Diseños mecánicos de elementos metálicos como rejillas y compuertas
- ✓ Diseños de obras civiles anexas como campamentos y talleres
- ✓ Diseños de vías de acceso, obras de cruce, cálculo de volúmenes de excavación y definición de las zonas de depósito de materiales

- ✓ Diseños de sistemas eléctricos de responsabilidad del contratista de obra civil tales como instalaciones eléctricas, mallas de puesta a tierra y apantallamiento
- ✓ Diseños hidrosanitarios de obras generales

Una vez iniciada la etapa de construcción se deberán realizar ajustes a los diseños de la obra civil en coordinación con el constructor del proyecto y se hará el diseño de los sistemas eléctricos propios de la PCH incluyendo la línea de interconexión.

Especificaciones Técnicas

En la etapa de factibilidad se recomienda profundizar en el tema de ingeniería de equipos electromecánicos y realizar los pliegos para licitación del suministro de estos, los cuales incluyen diagramas generales, especificaciones técnicas detalladas de cada componente y términos comerciales de entrega, entre otros aspectos.

Los principales elementos del sistema mecánico que se incluyen son:

- ✓ Válvula de protección de la conducción a presión
- ✓ Válvula de admisión de la turbina
- ✓ Sistema oleo-hidráulico de alta presión
- ✓ Turbina hidráulica
- ✓ Equipos de izaje
- ✓ Sistema de servicios auxiliares mecánicos

En cuanto a los sistemas eléctricos las especificaciones deben abarcar:

- ✓ Unidades de generación
- ✓ Unidades de transformación
- ✓ Equipos de subestación de media tensión (seccionadores, interruptores, ct's, pt's y pararrayos)
- ✓ Equipos de sincronización, protecciones, regulación de tensión y velocidad
- ✓ Sistemas de supervisión y control (SCADA)
- ✓ Sistema de servicios auxiliares eléctricos
- ✓ Sistema de telecomunicaciones
- ✓ Sistema de medición comercial

Elaborados los pliegos para licitación de equipos, el promotor privado puede invitar a ofertar a las empresas fabricantes o integradoras que considere y una vez recibidas las ofertas, seleccionar al contratista con la mejor propuesta a nivel técnico y económico.

Análogamente, a partir de los diseños detallados de la obra civil, se deberán elaborar especificaciones técnicas para la construcción que complementen los diseños realizados y permitan realizar el proceso de selección del contratista de obra civil, ya sea mediante un proceso licitatorio o por asignación directa.

Presupuesto de Construcción

La evaluación financiera final del proyecto requiere entre sus datos más importantes el presupuesto definitivo de construcción. Este se debe calcular teniendo en cuenta las cantidades de obra necesaria y todos los costos inmersos en la construcción, tanto de las

obras civiles incluyendo adquisición de predios y vías de acceso, como de los equipos electromecánicos de generación y transmisión. Dicho presupuesto es obtenido a partir de los diseños detallados de las obras, de las ofertas por parte de las empresas constructoras, fabricantes o integradoras y de conocimientos previos de los gastos de construcción en proyectos similares.

Evaluación Energética

El estudio de factibilidad deberá incluir dentro de su alcance la determinación de la capacidad instalable en la PCH (MW), la energía media anual, la energía firme y el factor de planta a partir de la definición del salto neto y del caudal de diseño.

Para definir el salto neto con mayor exactitud que el obtenido en la etapa de pre-factibilidad es necesario emplear la información topográfica primaria y se deben calcular las pérdidas por fricción en la conducción, por transiciones en válvulas, rejillas y compuertas y por cambios de dirección.

En cuanto al caudal de diseño se deberá tener en cuenta el caudal ecológico para su determinación y la información hidrológica disponible de estudios previos.

Evaluación Financiera

Para finalizar el estudio de factibilidad y obtener la viabilidad del proyecto a nivel económico es necesario realizar un modelo financiero similar al realizado en la etapa de

pre-factibilidad. La variación en esta etapa se obtiene al emplear valores con menor incertidumbre en cuanto a los costos de capital y operación (CAPEX y OPEX).

Los valores obtenidos en los indicadores económicos y financieros (especialmente TIR y VPN) son los que determinan la viabilidad a nivel económico del proyecto ya que estos son datos fundamentales que requieren un inversionista o una entidad financiera para tomar la decisión de invertir o no en este.

Finalmente se resalta que el modelo financiero del proyecto deberá ser actualizado conforme este avanza, tanto en etapa de construcción como en operación.

3.4. Proceso de Licenciamiento Ambiental

Durante las primeras etapas del proyecto, además de evaluar la viabilidad técnico-económica de este, se determina la viabilidad a nivel socio-ambiental a partir de la obtención de la Licencia Ambiental.

La Licencia Ambiental para la construcción de una PCH es un requisito fundamental y su adquisición es un proceso extenso que requiere la elaboración de diversos estudios y la ejecución de múltiples actividades.

Las actividades generales inmersas desde el inicio del proyecto y durante todo el proceso de licenciamiento ambiental son las siguientes:

- ✓ Certificaciones
- ✓ Permiso de estudio del recurso hídrico

- ✓ Estudio del Recurso Hídrico
- ✓ Pronunciamento DAA
- ✓ Diagnóstico Ambiental de Alternativas - DAA
- ✓ Evaluación DAA
- ✓ Estudio de Impacto Ambiental - EIA
- ✓ Evaluación EIA
- ✓ Licencia Ambiental
- ✓ Obligaciones

3.4.1. Certificaciones

Desde que se da inicio al proceso de licenciamiento ambiental se deben solicitar ante diferentes entidades certificaciones en conformidad con la regulación colombiana, que serán requisitos para procesos posteriores. En la rama socio-ambiental las certificaciones que deben ser tramitadas por el agente promotor son las siguientes:

- ✓ Certificado del Ministerio del Interior
- ✓ Certificado INCODER
- ✓ Certificado Unidad Administrativa Especial de Gestión de Tierras Despojadas

Certificado del Ministerio del Interior

El agente promotor debe solicitar oficialmente ante el ministerio del interior el certificado sobre la presencia o no de grupos étnicos en el área de influencia del proyecto en conformidad con el decreto 2613 de 2013.

Certificado INCODER

Adicionalmente al certificado del ministerio del interior, el promotor debe solicitar ante el Instituto Colombiano de Desarrollo Rural - INCODER el certificado de existencia o no de territorios legalmente titulados a resguardos indígenas o títulos colectivos pertenecientes a comunidades afrocolombianas.

Certificado Unidad Administrativa Especial de Gestión de Tierras Despojadas

Certificación de la Unidad Administrativa Especial de Gestión de Tierras Despojadas, en la que se indique si sobre el área de influencia del proyecto se sobrepone un área macrofocalizada y/o microfocalizada por dicha Unidad, o si se ha solicitado por un particular inclusión en el registro de tierras despojadas o abandonadas forzosamente, que afecte alguno de los predios [16]

3.4.2. Permiso de Estudio del Recurso Natural

En atención a lo dispuesto por el decreto 2811 de 1974 artículo 51, 52 y siguientes, el agente promotor puede solicitar formalmente ante la autoridad ambiental competente el permiso para realizar los estudios para la utilización del recurso hídrico de la cuenca de interés con el objetivo de un potencial desarrollo hidroeléctrico.

El Permiso de Estudio del Recurso Natural (Hídrico) es un mecanismo que otorga derecho preferencial al promotor del proyecto sobre el área de estudio, brindándole así exclusividad en el proceso del licenciamiento ambiental.

Aunque no es un requisito para la obtención de la Licencia Ambiental, es recomendable sea realizado este trámite para verificar que otras compañías no estén adelantando estudios sobre el mismo aprovechamiento.

Solicitud

Para dar trámite a solicitudes de Permiso de Estudio del Recurso Hídrico deberá entregarse a la autoridad ambiental competente como mínimo la siguiente documentación:

- ✓ Solicitud suscrita por el Representante legal o quien haga sus veces (en caso de persona jurídica) o la persona natural interesada.
- ✓ Certificado de existencia y representación legal de la empresa.
- ✓ Metodología del estudio a desarrollar
- ✓ Cronograma de actividades del estudio del recurso hídrico
- ✓ Informe del Estudio de Identificación o Reconocimiento
- ✓ Copia de certificación del INCODER
- ✓ Copia de certificación de Ministerio del Interior

Nota: Este listado puede variar dependiendo de la autoridad ambiental competente. Se recomienda consultar ante esta la documentación exigida para realizar la solicitud de permisos de estudio de recursos naturales.

Otorgamiento

Una vez radicada la solicitud del permiso de estudio del recurso hídrico ante la autoridad ambiental, esta evaluará la información enviada y en caso de ser aprobada emitirá una resolución por la cual se otorga al agente promotor el permiso de estudio del recurso natural agua con una vigencia no inferior a dos (2) años.

Obligaciones del Permiso de Estudio

La resolución por la cual se otorga el permiso de estudio establece las obligaciones que debe cumplir el titular durante la vigencia de este. Entre estas obligaciones se destaca la entrega de informes periódicos de los estudios realizados y la entrega de un informe final según los lineamientos especificados en dicha resolución. El no cumplimiento de estas obligaciones le implicará sanciones al titular del permiso según la regulación vigente.

3.4.3. Estudio del Recurso Hídrico

Una vez obtenido el permiso de estudio del recurso natural agua, el agente consultor procede a la ejecución de dicho estudio, el cual debe abarcar como mínimo los siguientes aspectos:

- ✓ Definir y describir las Áreas de Influencia Indirecta y Directa, All y AID, del proyecto hidroeléctrico.
- ✓ Caracterizar en el ámbito del All y del AID, las componentes abiótica, biótica y socioeconómica.

Este documento será el insumo base para el desarrollo del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (en caso de ser exigido) y del Estudio de Impacto Ambiental. Una vez finalizado el estudio del recurso hídrico, el agente promotor debe presentarlo ante la autoridad ambiental en cumplimiento con las obligaciones establecidas en el permiso de estudio.

3.4.4. Pronunciamiento DAA

Según el artículo 18 del decreto 2041 numeral 6, los proyectos de construcción y operación de centrales de generación de energía deben solicitar pronunciamiento a la autoridad ambiental competente sobre la necesidad de presentar el Diagnóstico Ambiental de Alternativas – DAA.

La solicitud de pronunciamiento sobre la necesidad de DAA se puede llevar a cabo una vez obtenido el permiso de estudio. Para dicha solicitud se debe adjuntar la descripción, el objetivo, alcance del proyecto y su localización mediante coordenadas y planos.

Una vez radicada la solicitud por parte del promotor, la autoridad ambiental la evaluará y emitirá su pronunciamiento (en los siguientes 15 días hábiles) acompañado de los términos de referencia para la elaboración del DAA (en caso que sea necesario) o del EIA en caso contrario.

3.4.5. Registro UPME Fase I

El Registro de Proyectos de Generación es un mecanismo con el que cuenta la UPME utilizado para conocer las diferentes iniciativas de proyectos de generación del país. (Véase numeral 2.7.2) [14]

El agente promotor deberá realizar el registro del proyecto en *Fase I* según los lineamientos de la resolución 0638 de 2007 emitida por la UPME.

3.4.6. Programa de Arqueología Preventiva

Durante el periodo de elaboración del EIA, el consultor debe elaborar el Programa de Arqueología Preventiva según lo establecido en la ley 1185 de 2008 y presentarlo ante el Instituto Colombiano de Antropología es Historia – ICANH. Dicha entidad hará revisión del programa, el cual debe ser aprobado y certificado como requisito para la solicitud de la Licencia Ambiental.

3.4.7. Diagnóstico Ambiental de Alternativas - DAA

El Diagnóstico Ambiental de Alternativas - DAA, es un estudio que tiene como objeto suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones que presente el peticionario de la Licencia Ambiental, bajo las cuales sea posible desarrollar el proyecto. Las diferentes opciones deberán tener en cuenta el entorno geográfico, las características bióticas, abióticas y socioeconómicas, el análisis comparativo de los efectos y riesgos inherentes a la obra o actividad; así como las posibles soluciones y medidas de control y mitigación para cada una de las alternativas.

Lo anterior con el fin de aportar los elementos requeridos para seleccionar la alternativa o alternativas que permitan optimizar y racionalizar el uso de recursos y evitar o minimizar los riesgos, efectos e impactos negativos que puedan generarse.

El DAA deberá ser elaborado de conformidad con la *Metodología General para la Presentación de Estudios Ambientales* de que trata el artículo 14 del decreto 2041 de 2014 del MADT y los términos de referencia expedidos para el efecto y contener al menos lo siguiente:

- ✓ Objetivo, alcance y descripción del proyecto, obra o actividad.
- ✓ La descripción general de las alternativas de localización del proyecto, obra o actividad caracterizando ambientalmente el área de interés e identificando las áreas de manejo especial, así como también las características del entorno social y económico para cada alternativa presentada.
- ✓ La información sobre la compatibilidad del proyecto con los usos del suelo establecidos en el Plan de Ordenamiento Territorial o su equivalente. Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el Decreto 2201 de 2003, o la norma que lo modifique o sustituya.
- ✓ La identificación y análisis comparativo de los potenciales riesgos y efectos sobre el medio ambiente; así como el uso y/o aprovechamiento de los recursos naturales requeridos para las diferentes alternativas estudiadas.
- ✓ Identificación y de las comunidades y de los mecanismos utilizados para informarles sobre el proyecto, obra o actividad.

- ✓ Un análisis costo-beneficio ambiental de las alternativas.
- ✓ Selección y justificación de la alternativa escogida. [16]

Una vez finalizado el DAA deberá ser radicado por el promotor (anexando una copia del registro UPME del proyecto en fase I) ante la autoridad ambiental para su evaluación.

3.4.8. Evaluación DAA

Radicado el DAA ante la autoridad ambiental competente, se dará inicio al proceso de evaluación, durante el cual la autoridad ambiental deberá someter a juicio ante la UPME los esquemas del aprovechamiento presentados y esta última (siguiendo la metodología establecida en su resolución 0052 de 2012) emitirá su concepto técnico relativo al potencial energético de cada una de las alternativas.

Finalizado el proceso de evaluación del DAA, la autoridad ambiental emitirá el acto administrativo en el cual se define la alternativa o esquema del proyecto aprobado y fijará los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental.

3.4.9. Registro UPME Fase II

Una vez aprobada la alternativa del proyecto por parte de la autoridad ambiental competente, el promotor deberá realizar el registro del proyecto en *Fase II* según los lineamientos de la resolución 0638 de 2007 emitida por la UPME presentando ante esta entidad la respectiva certificación de la alternativa seleccionada.

3.4.10. Estudio de Impacto Ambiental

El Estudio de Impacto Ambiental es el instrumento básico para la toma de decisiones sobre los proyectos, obras o actividades que requieren licencia ambiental y se exigirá en todos los casos en que de acuerdo con la ley y decreto 2041 del MADT se requiera. Al igual que el DAA, este estudio deberá ser elaborado de conformidad con la *Metodología General para la Presentación de Estudios Ambientales* de que trata el artículo 14 del mencionado decreto y los términos de referencia expedidos para el efecto, el cual deberá incluir como mínimo lo siguiente:

- ✓ Información del proyecto, relacionada con la localización, infraestructura, actividades del proyecto y demás información que se considere pertinente;
- ✓ Caracterización del área de influencia del proyecto, para los medios abiótico, biótico y socioeconómico;
- ✓ Demanda de recursos naturales por parte del proyecto; se presenta la información requerida para la solicitud de permisos relacionados con la captación de aguas superficiales, vertimientos, ocupación de cauces, aprovechamiento de materiales de construcción, aprovechamiento forestal, levantamiento de veda, emisiones atmosféricas, gestión de residuos sólidos, exploración y explotación de aguas subterráneas;
- ✓ Información relacionada con la evaluación de impactos ambientales y análisis de riesgos;

- ✓ Zonificación de manejo ambiental, definida para el proyecto, para la cual se identifican las áreas de exclusión, las áreas de intervención con restricciones y las áreas de intervención;
- ✓ Evaluación económica de los impactos positivos y negativos del proyecto;
- ✓ Plan de manejo ambiental del proyecto;
- ✓ Programa de seguimiento y monitoreo, para cada uno de los medios abiótico, biótico y socioeconómico;
- ✓ Plan de contingencias para la construcción y operación del proyecto; que incluya la actuación para derrames, incendios, fugas, emisiones y/o vertimientos por fuera de los límites permitidos;
- ✓ Plan de desmantelamiento y abandono, en el que se define el uso final del suelo, las principales medidas de manejo, restauración y reconfiguración morfológica;
- ✓ Plan de inversión del 1%, en el cual se incluyen los elementos y costos considerados para estimar la inversión y la propuesta de proyectos de inversión, cuando la normatividad así lo requiera.
- ✓ Plan de compensación por pérdida de biodiversidad de acuerdo con lo establecido en la Resolución 1517 del 31 de agosto de 2012. [16]

El EIA debe ser elaborado por el agente consultor, el cual tendrá como información base los resultados obtenidos en el estudio del recurso hídrico, estudio de pre-factibilidad y factibilidad.

3.4.11. Solicitud de la Licencia Ambiental

Para realizar la solicitud oficialmente ante la autoridad ambiental competente el agente promotor deberá radicar ante esta el EIA, adjuntando la siguiente documentación:

- ✓ Formulario Único de Licencia Ambiental.
- ✓ Planos que soporten el EIA, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución 1415 de 2012.
- ✓ Costo estimado de inversión y operación del proyecto.
- ✓ Poder debidamente otorgado cuando se actúe por medio de apoderado.
- ✓ Constancia de pago para la prestación del servicio de evaluación de la licencia ambiental.
- ✓ Documento de identificación o certificado de existencia y representación legal, en caso de personas jurídicas.
- ✓ Certificado del Ministerio del Interior sobre presencia o no de comunidades étnicas y de existencia de territorios colectivos en el área del proyecto.
- ✓ Copia de la radicación del documento exigido por el Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH), a través del cual se da cumplimiento a lo establecido en la Ley 1185 de 2008.
- ✓ Formato aprobado por la autoridad ambiental competente, para la verificación preliminar de la documentación que conforma la solicitud de licencia ambiental.
- ✓ Certificación de la Unidad Administrativa Especial de Gestión de Tierras Despojadas, en la que se indique si sobre el área de influencia del proyecto se

sobrepone un área macrofocalizada y/o microfocalizada por dicha Unidad, o si se ha solicitado por un particular inclusión en el registro de tierras despojadas o abandonadas forzosamente, que afecte alguno de los predios. [16]

3.4.12. Evaluación EIA

La evaluación de la solicitud de la Licencia Ambiental debe ser realizada por la autoridad ambiental competente según los lineamientos y tiempos establecidos en el artículo 25 del decreto 2041.

Durante el proceso de evaluación, la autoridad ambiental podrá solicitar oficialmente ante el promotor información adicional (una sola vez) y ante otras entidades o autoridades los conceptos técnicos o información pertinente que considere necesaria.

Una vez cumplidos los requerimientos, la autoridad ambiental deberá expedir el acto administrativo que declare reunida toda la información requerida.

3.4.13. Licencia Ambiental

Finalmente luego de todo el proceso mencionado hasta este punto, la autoridad ambiental competente deberá expedir la resolución que otorga o niega la licencia ambiental. Tal decisión deberá ser notificada de conformidad con lo dispuesto en la Ley 1437 de 2011 y publicada en el boletín de la autoridad ambiental en los términos del artículo 71 de la Ley 99 de 1993.

3.4.14. Obligaciones

La resolución por la cual se otorga la Licencia Ambiental establece las obligaciones a nivel socio-ambiental en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales del proyecto que el promotor del proyecto debe llevar a cabo durante las etapas posteriores este. Dichas obligaciones pueden variar dependiendo de las características del proyecto y de la autoridad ambiental que otorgue la licencia pero como exigencias mínimas se destaca la ejecución de los planes formulados en el EIA:

- ✓ Plan de Manejo Ambiental
- ✓ Plan de Seguimiento y Monitoreo
- ✓ Plan de Inversión del 1%
- ✓ Plan de Abandono

3.4.15. Registro UPME Fase III

Otorgada la Licencia Ambiental por parte de la autoridad ambiental competente, el promotor deberá realizar el registro del proyecto en *Fase III* según los lineamientos de la resolución 0638 de 2007 emitida por la UPME el cual hace referencia al inicio de la etapa de construcción.

3.4.16. Licencia Ambiental Línea de Transmisión

El decreto 2041 de 2014 del MADT establece en su artículo 9 – numeral 4b que el tendido de líneas de transmisión con sus módulos de conexión y/o subestaciones, que operan a

tensiones entre cincuenta (50) KV y menores de doscientos veinte (220) KV conectadas al STR requieren Licenciamiento Ambiental.

Los proyectos de construcción de PCH's usualmente se conectan a la red a tensiones iguales o inferiores a 44 kV, razón por la cual quedarían exentos de la necesidad de obtener una segunda Licencia Ambiental. Sin embargo, en el caso que el proyecto se deba conectar a una tensión superior a 50 kV (generalmente 110 kV – 115 kV) es necesario realizar un procedimiento análogo al mencionado en el numeral 4 de este capítulo para obtener la Licencia Ambiental de la línea de transmisión. Dicho procedimiento se debe iniciar una vez e tenga certeza sobre el punto de conexión aprobado por el operador de red y la UPME.

3.5. Proceso de Viabilidad de la Conexión

Los proyectos de generación que desean ingresar al mercado de energía mayorista colombiano y vender su energía por medio de contratos bilaterales o en bolsa deben conectarse al SIN, el cual está compuesto por el STN, los STR's y SDL's. La CREG establece en diversas resoluciones (025 de 1995, 030 de 1996, 082 de 2002, 106 de 2006, entre otras) los aspectos que deben ser tenidos en cuenta en el proceso de la aprobación del punto de conexión más conveniente para el proyecto, factor de gran importancia que complementa la viabilidad a nivel técnico del proyecto.

En este proceso participan de manera activa el promotor del proyecto, el consultor encargado de los estudios, el operador de la red a la cual se planea conectar la PCH y la

UPME. Esta última es la encargada de emitir el “*concepto aprobatorio de la conexión*”, documento que certifica la viabilidad del punto de conexión.

A continuación se detallan las actividades principales que deben ser desarrolladas en el proceso de obtención de la viabilidad de la conexión del proyecto:

- ✓ Recopilación de Información
- ✓ Estudio de Conexión
- ✓ Revisión Transportador
- ✓ Revisión y Concepto UPME
- ✓ Contrato de Conexión
- ✓ Diseño Línea de Conexión

3.5.1. Recopilación de Información

El estudio de conexión es el mecanismo mediante el cual el promotor, el operador de red y la UPME pueden determinar el punto de conexión más apropiado para el proyecto y su viabilidad tanto técnica como financiera. Para su elaboración se debe recopilar la siguiente información de dos fuentes principales:

Promotor

- ✓ Localización general del proyecto
- ✓ Coordenadas de la casa de máquinas
- ✓ Potencia máxima garantizada

- ✓ Número de unidades de generación y transformación
- ✓ Parámetros de unidades de generación y transformación (opcional)
- ✓ Series hidrológicas de caudales

Operador de Red

- ✓ Posibles puntos que considera viables para la conexión de nueva generación.
- ✓ Datos técnicos de la generación, transmisión y distribución de su red, en el área de influencia del proyecto
- ✓ Información de la demanda del área de influencia.
- ✓ Proyección de la demanda del área de influencia del proyecto.
- ✓ Expansiones en el área de influencia o proyectos que se deban considerar.
- ✓ Información de parámetros técnicos de la red a niveles de media y/o alta tensión del área de influencia del proyecto.
- ✓ Parámetros de sus equipos de transformación y descripción del comportamiento en potencia de cargas importantes (motores, hornos, etc.).
- ✓ La máxima capacidad de transporte de líneas y transformadores en estado estable y en estado de emergencia (capacidad de sobrecarga) del área donde estaría ubicado el proyecto.
- ✓ Tasas de falla de los equipos del área de influencia para el análisis de confiabilidad.
- ✓ Perfil de tensiones de operación en el área de influencia del proyecto.
- ✓ Diagrama unifilar del área de influencia del proyecto.
- ✓ Porcentaje de AOM reconocido por la CREG.

- ✓ Condiciones operativas del área, interruptores normalmente abiertos, tensiones objetivo en las barras y demás criterios que el operador de red requiera que sean considerados en el estudio.

UPME y XM

- ✓ Plan de expansión de referencia generación - transmisión en su versión más reciente
- ✓ Informes de planeamiento operativo de mediano plazo

3.5.2. Estudio de Conexión

Una vez recopilada toda la información para la elaboración del estudio de conexión se procede a la ejecución de este. En Colombia algunos transportadores prestan el servicio de la realización del estudio de conexión, lo cual es una gran ventaja en cuanto a tiempos de revisión y fluidez del proceso, sin embargo en caso que este servicio no esté disponible se debe acudir ante una empresa consultora.

En común acuerdo entre el operador de red (transportador) y el promotor del proyecto (con la asesoría del consultor si es el caso) se deberán establecer las posibles alternativas de conexión que se deben analizar en el estudio de conexión.

El contenido del estudio de conexión deberá abarcar los siguientes análisis acompañados de diversas simulaciones según aplique para cada una de las alternativas de conexión planteadas:

Análisis Eléctricos

- ✓ Análisis eléctricos en AC en estado estable para condiciones normales de operación y en contingencia.
- ✓ Análisis de Pérdidas.
- ✓ Análisis de Confiabilidad.
- ✓ Análisis de Cortocircuito.
- ✓ Análisis de Estabilidad Dinámica.
- ✓ Análisis de Estabilidad Transitoria.

Análisis Energético

- ✓ Análisis energético de la conexión del proyecto.
- ✓ Evaluación económica de los beneficios del proyecto de nueva generación en el sistema Colombiano.

Análisis Económico de la Conexión

- ✓ Determinación de los costos de inversión, tomando como referencia la resolución CREG 097 de 2008.
- ✓ Valoración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento AOM en todo el horizonte del proyecto.
- ✓ Flujo de caja proyectado a 25 años

Conclusiones y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos, el estudio deberá arrojar una alternativa de conexión recomendada para el proyecto. Esta alternativa queda sujeta a la aprobación por parte del transportador y de la UPME.

3.5.3. Revisión Transportador

Finalizado el estudio de conexión, el promotor del proyecto deberá remitirlo ante el operador de red o transportador, el cual lo revisará detalladamente y dispondrá de un plazo de dos (2) meses (según la resolución Creg 106 de 2006) para dar su concepto respecto a las alternativas de conexión analizadas en este.

3.5.4. Concepto UPME

Luego de la revisión del estudio de conexión por parte del transportador y que este emita su concepto sobre el punto de conexión, deberá ser enviada una copia (impresa y digital) de dicho estudio a la UPME adjuntando el *formato estándar de solicitud de conceptos* y el *formato de solicitud de conexión* (disponibles en el sitio web de la UPME). Con base en esta información enviada, la UPME deberá emitir un documento en el cual aprueba el punto de conexión para el proyecto y establece la capacidad de transporte asignada a este. Dicho documento es denominado *Concepto Aprobatorio de la Conexión* y garantiza oficialmente ante las entidades interesadas (promotor, transportador y el operador del sistema - XM) la viabilidad técnica de la conexión del proyecto. Obtenido este documento

y finalizados los estudios de factibilidad con resultados satisfactorios se determina que el proyecto es viable en un 100% a nivel técnico-económico.

3.6. Proceso de Construcción

La etapa de construcción de una PCH es la etapa en la cual se desarrollan las actividades que requieren mayores inversiones a lo largo del proyecto. Se caracteriza por la gran participación de contratistas y sub-contratistas que deben ejecutar sus tareas de manera coordinada entre sí.

El proceso de construcción inicia con actividades en las cuales la responsabilidad recae sobre el promotor del proyecto:

- ✓ Adquisición de Predios
- ✓ Licitaciones
- ✓ Interventoría

3.6.1. Adquisición de Predios

El promotor del proyecto deberá realizar un proceso de negociación con los propietarios de los predios necesarios para la construcción del proyecto, incluyendo las servidumbres de las conducciones, las vías de acceso y la línea de conexión.

3.6.2. Procesos Licitatorios

Dentro de los procesos licitatorios que se deben adelantar para seleccionar los contratistas responsables de la construcción de una PCH se identifican 3 principales, los cuales establecen los siguientes frentes de trabajo:

- ✓ Obra Civil
- ✓ Equipos Electromecánicos y Subestaciones
- ✓ Línea de Conexión

Obra Civil

Con base en las especificaciones técnicas para construcción y los diseños detallados de las obras civiles, el promotor deberá realizar una o varias convocatorias (públicas o privadas) en las cuales se reciban ofertas de firmas interesadas en asumir la responsabilidad de la ejecución de las diferentes obras civiles.

Equipos Electromecánicos y de Subestación

Dentro de las posibilidades para la adquisición de los equipos electromecánicos y de subestación en proyectos con capacidad instalada inferior a 20 MW se recomienda emplear el recurso o modelo de trabajo llave en mano existente en el mercado denominado *Water to Wire*. Bajo esta modalidad, un contratista local o extranjero ofrece una solución integral en la cual se hace responsable del suministro de todos los equipos electromecánicos y de subestación de la central, incluyendo la ingeniería de diseño, la fabricación, el transporte internacional y local hasta sitio, el montaje y el comisionamiento

o puesta en operación. Sin embargo en caso que el promotor cuente con suficiente personal técnico y la capacidad de realizar las labores de coordinación e integración de sub-contratistas, puede optar por realizar diversos contratos para suministro de equipos, transporte, montaje y puesta en marcha realizando previamente un análisis comparativo de costos frente a la alternativa *Water to Wire*.

Como información base para los procesos de licitación relacionados con los equipos electromecánicos y de subestación se deben elaborar o complementar los pliegos con los requerimientos y exigencias técnicas. Una vez recibidas las ofertas por parte de los proponentes invitados, deberán evaluarse y seleccionar el contratista según criterios cuantitativos (precio, calidad del suministro, tiempos de entrega) y cualitativos (experiencia, soporte post-venta, reputación de la firma).

Línea de Conexión

Finalmente la última de las principales contrataciones que el promotor del proyecto deberá realizar es la de la construcción de la línea de conexión. Para esta licitación se cuenta con el diseño detallado de la línea, el cual permitirá la elaboración del presupuesto de construcción y de montaje de esta por parte de los proponentes.

3.6.3. Interventoría

Para garantizar el correcto cumplimiento de los diferentes términos y condiciones de los contratos que deben ser ejecutados, el promotor debe ejecutar o sub-contratar labores de interventoría.

En cuanto al contratista integrador de equipos se deberá realizar seguimiento detallado de sus actividades tanto en las fases de diseño de los sistemas electromecánicos, como en la fabricación, las pruebas en fábrica, en sitio, durante el montaje y en el proceso de puesta en servicio de la central. Respecto a la obra civil y la línea de conexión, la interventoría deberá asegurar que se cumplan con los diseños planteados y se haga una correcta administración de los recursos sin sobrepasar el presupuesto.

3.6.4. Construcción de Obra Civil

El contratista de la obra civil deberá hacerse responsable de la ejecución de las siguientes obras en coordinación con sus sub-contratistas y con el contratista integrador de equipos electromecánicos:

- ✓ Vías de acceso: Construcción de nuevas carreteras, obras de cruce y rehabilitación de vías existentes aprovechables.
- ✓ Obras anexas o provisionales: Construcción de campamentos y/o casinos, talleres y subestaciones para energía de construcción.
- ✓ Obras en captación: Construcción de obras de desviación temporal del río, la presa o azud, canal de aducción, tanques desarenadores y vertederos.
- ✓ Obras de conducción a flujo libre: Construcción del canal, túnel o montaje de tubería para la conducción.
- ✓ Obras de conducción a presión: Construcción del tanque de carga y montaje de la tubería a presión.

- ✓ Casa de máquinas: Construcción de la obra civil relacionada con la casa o caverna de máquinas, incluyendo el sistema de puesta a tierra, apantallamiento e instalaciones eléctricas básicas.
- ✓ Obras de descarga: Construcción del canal de descarga para retorno del agua turbinada a la fuente hídrica.

3.6.5. Equipos Electromecánicos

Paralelamente a la construcción de la obra civil, se debe desarrollar todo el proceso que implica el suministro de los equipos electromecánicos y de subestación. Este proceso se divide en las siguientes fases o sub-procesos:

- Diseño
- Fabricación
- Pruebas en Fábrica
- Transporte
- Importación
- Instalación
- Pruebas en Sitio

Diseño

En la fase de diseño de equipos, cada proveedor define las características detalladas de su suministro a partir de las especificaciones técnicas. Adicionalmente, quien se encargue de

realizar la labor de integración deberá realizar los diseños que constituyan el funcionamiento en conjunto de los diferentes componentes de la central.

Dentro de los entregables en esta etapa se encuentran los planos dimensionales generales y detallados, diagramas lógicos y diagramas de conexionado abarcando los sistemas electromecánicos, de control y telecomunicaciones.

Fabricación

Con base en los diseños detallados de los diferentes sistemas electromecánicos de la central, los proveedores de los equipos deben realizar la fabricación de estos de manera coordinada (especialmente los del grupo turbina - generador).

El generador y la turbina son los equipos que mayor tiempo de fabricación requieren. Estos pueden ser construidos por un mismo fabricante o por dos diferentes que coordinen entre si el suministro de elementos como acoples y cojinetes necesarios.

Pruebas en Fábrica

Luego de la etapa de fabricación, los equipos deberán de ser sometidos a pruebas FAT (Factory Acceptance Test) con el objetivo de asegurar el cumplimiento de las exigencias técnicas realizadas por el cliente en presencia de este y en ciertos casos de una tercera parte que otorgue certificación de los resultados.[17]

Dentro de las pruebas FAT típicas que son realizadas a los generadores sincrónicos se destacan las siguientes:

- ✓ Característica de vacío
- ✓ Característica de corto circuito
- ✓ Prueba de calentamiento – Método de Resistencia
- ✓ Prueba centrífuga 2 min.
- ✓ Medición de aislamiento
- ✓ Ajuste de voltaje y regulador de fp

Transporte

Cada proveedor de equipos deberá realizar su entrega según los términos comerciales “*Incoterms*” definidos en el contrato de su suministro.

Los Incoterms hacen referencia al estándar internacional de términos comerciales, desarrollado por la Comisión de Derecho y Práctica Mercantil de la Cámara de Comercio Internacional (CLP-ICC). Estos términos estandarizados facilitan el comercio internacional al permitir que agentes de diversos países realicen una misma interpretación sobre las condiciones de entrega de las mercancías. [18]

- EXW En fábrica (Ex Works)
- FCA Franco transportista (Free Carrier)
- FAS Franco al costado del buque (Free Alongside Ship)
- FOB Franco a bordo (Free On Board)
- CFR Coste y flete (Cost and Freight)
- CIF Coste, seguro y flete (Cost, Insurance and Freight)

- CPT Transporte pagado hasta (Carriage Paid To)
- CIP Transporte y seguro pagados hasta (Carriage and Insurance Paid to)
- DAT Entregada en Terminal (Delivered At Terminal)
- DAP Entregada en el lugar convenido (Delivered At Place)
- DDP Entregada. Derechos pagados (Delivered Duty Paid)

En la Tabla A-6 del Anexo A se presentan los diferentes términos de entrega de mercancías indicando la asunción de costes y riesgos por el exportador.

Adquisición Incentivos Tributarios

Los proyectos hidroeléctricos basados en pequeños aprovechamientos hacen parte de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) reconocidas por la Ley 1715 del 13 de mayo de 2014 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. En el capítulo III de dicha ley se establecen los incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía (FNCE), entre los cuales se destacan debido a su relación con el proceso de importación de equipos electromecánicos los siguientes:

- **Artículo 12.** *Instrumentos para la promoción de las FNCE. Incentivo tributario IVA.*
Para fomentar el uso de la energía procedente de FNCE, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no

convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos estarán excluidos de IVA...

- **Artículo 13.** *Instrumentos para la promoción de las energías renovables. Incentivo arancelario. Las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia de la presente ley sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE gozarán de exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes. Este beneficio arancelario será aplicable y recaerá sobre maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos.*

La exención del pago de los Derechos Arancelarios a que se refiere el inciso anterior se aplicará a proyectos de generación FNCE y deberá ser solicitada a la DIAN en un mínimo de 15 días hábiles antes de la importación de la maquinaria, equipos, materiales e insumos necesarios y destinados exclusivamente a desarrollar los proyectos de energías renovables, de conformidad con la documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este faculte para este fin. [19]

En aras de obtener los incentivos tributarios mencionados, el promotor del proyecto deberá realizar la recopilación de la información y los trámites exigidos por la regulación colombiana para tal fin, o sub-contratar una firma especializada en estos procedimientos

que obtenga la exención del IVA y el pago de aranceles demostrando que los equipos importados hacen parte de una FNCE.

Instalación

El montaje o instalación de los equipos electromecánicos deberá ser llevado a cabo una vez la construcción de la obra civil relacionada se encuentre finalizada, especialmente la de la casa de máquinas.

Las actividades de montaje requieren elementos de izaje, tal como el puente grúa que permita desplazar la maquinaria de mayor peso desde la sala de montaje donde se descargan los equipos inicialmente, hasta su punto de instalación.

Además de los equipos a instalar en la casa de máquinas, se debe realizar de forma simultánea o anticipada el montaje de los equipos hidromecánicos, de telecomunicaciones y control en zona de captación y tanque de carga, así como los equipos necesarios en la subestación receptora de propiedad del operador de red.

Pruebas en Sitio

Luego del montaje se deberán realizar las pruebas SAT (Site Acceptance Tests), las cuales son similares a las FAT con la diferencia que en sitio ya se tienen todos los sistemas electromecánicos listos para operar en conjunto, incluyendo elementos que no hayan sido posible integrar en fábrica.

La ejecución de las pruebas en sitio se divide en dos etapas, una inicial en la cual se realizan pruebas de funcionamiento estático sin ningún flujo de agua circulando (secas) y posteriormente pruebas dinámicas que simulen la operación normal de la central en presencia de diferentes caudales (húmedas) en vacío y con la central conectada a la red.

3.6.6. Construcción de la Línea de Conexión

La construcción de la línea de conexión del proyecto al SIN es una actividad que relaciona las principales áreas de la ingeniería presentes en un proyecto de generación: ambiental, eléctrica, mecánica y civil.

Previo al inicio de la construcción, el área ambiental se debe encargar de obtener ante la autoridad ambiental competente todos los permisos de uso y aprovechamiento necesarios, tal como el de aprovechamiento forestal, entre otros. Adicionalmente, en caso que la tensión de conexión del proyecto sea superior a 50kV, la línea requerirá obtención de Licencia Ambiental, para lo cual se deberá presentar un DAA (previa consulta) y un EIA.

A partir del momento en el cual se obtiene la aprobación técnica de la conexión se deberá realizar el diseño detallado de la línea de conexión. Para el caso de las PCH's se espera que la conexión pueda realizarse en el menor nivel de tensión posible siempre y cuando las pérdidas debidas a la componente resistiva de la línea y la corriente en esta sean admisibles; esto debido a que económicamente la inversión en equipos y en la línea misma aumenta a medida que aumentamos el nivel de tensión de conexión.

Los valores típicos de tensión encontrados en las distintas zonas de Colombia para la conexión de proyectos de generación con capacidades instaladas inferiores a 20 MW se observan en la Tabla 4.

Tabla 4. Niveles de Tensión de Conexión de PCH's en Colombia

En SDL's [kV]	En STR's [kV]
13.2	33
	34.5
13.8	44
	110 - 115

Teniendo en cuenta el punto de conexión aprobado el promotor de proyecto deberá acudir ante un consultor para la realización del diseño detallado de la línea de distribución o sub-transmisión.

Como resultado final del diseño de la línea de conexión se obtiene el plantillado acompañado de las memorias de cálculo necesarias y de las especificaciones técnicas para su construcción. El plantillado consiste en la representación del perfil de todo el trazado de la línea en el cual se puede detallar la información más relevante de esta tal como el tipo de cada una de las estructuras, distancias de separación, predios atravesados, entre otros aspectos.

3.6.7. Diseños “As Built”

Finalizadas las labores de construcción los diferentes contratistas deberán hacer entrega de toda la documentación “*as built*” de sus obras. Esta documentación hace referencia a todos los planos y diagramas que muestran cómo quedó construida cada obra e instalado cada equipo.

Adicionalmente los contratistas que suministren los equipos de la central deberán hacer entrega de manuales de operación y mantenimiento.

3.6.8. Comisionamiento

Posteriormente luego que todas las obras civiles estén construidas y hayan sido realizadas las pruebas que garanticen el correcto funcionamiento de todos los equipos de manera integrada, se hará entrega a satisfacción del cliente (el promotor) la PCH lista para entrar en operación comercial.

La labor del agente integrador encargado de los equipos electromecánicos deberá incluir el acompañamiento y soporte necesario durante el proceso de entrada en operación comercial, mientras que los demás contratistas finalizan su trabajo una vez el cliente acepte la obra realizada.

3.7. Proceso de Entrada en Operación Comercial

El último de los grandes procesos que se abarca durante la ejecución de un proyecto hidroeléctrico basado en un pequeño aprovechamiento es el que involucra todas las

actividades que relacionan el agente promotor del proyecto, el operador de la red al cual este se conecta y el Centro Nacional de Despacho (CND); respecto a la entrada en operación comercial.

A la fecha, el proceso de entrada en operación comercial de un proyecto de generación en Colombia debe cumplir los lineamientos y plazos establecidos en el acuerdo 646 del 5 de septiembre de 2013 emitido por el Consejo Nacional de Operación - CNO.

En la Tabla A-7 presentada en el Anexo A se resumen del proceso entrada en operación comercial de un proyecto de generación no despachado centralmente en Colombia, cuyas actividades principales se detallan a continuación.

3.7.1. Contrato de Conexión

Una vez emitido el Concepto Aprobatorio de la Conexión por parte de la UPME, se deberá estructurar y firmar un contrato entre el operador de red o Transportador y la firma promotora del proyecto o quien la represente ante el MEM (Usuario). Dicho contrato se denomina *Contrato de Conexión* y su contenido debe abarcar los siguientes aspectos en los casos que aplique según lo establecido en el Numeral 5 de la resolución CREG 025 de 1995:

- ✓ Definición de toda la terminología utilizada y la forma cómo debe interpretarse el Contrato.
- ✓ Determinación del objeto y el alcance del Contrato en términos generales, incluyendo las obligaciones que se impongan al Transportador y al generador.

- ✓ Documentos que hacen parte del Contrato y rigen su interpretación y alcance.
- ✓ Cargos por conexión al STN
- ✓ Obras y equipos que hacen parte de la conexión, según la Resolución CREG 001 de 1994, artículo 21.
- ✓ Límites físicos de la propiedad
- ✓ Aspectos operacionales del sistema en condiciones normal y de emergencia.
- ✓ La responsabilidad y las condiciones técnicas de la operación y mantenimiento, programado y correctivo, para coordinar su ejecución de tal forma que se reduzcan los tiempos de indisponibilidad de equipos y/o líneas.
- ✓ Derechos y condiciones de acceso de personal a las instalaciones.
- ✓ Definición los servicios prestados entre las partes.
- ✓ Especificar que las partes cumplan con el Código de Seguridad Industrial del Sector Eléctrico.
- ✓ Establecer la supervisión de:
 - El Contrato de Conexión, para operación y mantenimiento.
 - La operación en aspectos como la jerarquía de operación, normas o consignas operativas, instrucciones de servicio, información general.
 - El mantenimiento en relación con los programas de mantenimiento, protocolos y normas, repuestos y medios, accesos, mantenimiento correctivo entre otros.

- ✓ Especificar que el Transportador se compromete a que toda la información que le suministre el Usuario será confidencial (a menos que se den autorizaciones específicas para hacer pública tal información). Del Usuario también se requerirá que la información obtenida del Transportador sea confidencial.
- ✓ Definir las responsabilidades para todos los servicios pactados entre las partes.
- ✓ Establecer qué tipo de documentación debe entregarse al transportador antes de la fecha de energización y los plazos para su trámite.
- ✓ Definir el procedimiento a seguir cuando se deban resolver cuestiones, disputas o divergencias que surjan entre las partes.
- ✓ Las partes para efecto de la correspondencia comercial deben fijar sus domicilios comerciales.
- ✓ Se debe especificar la duración y terminación del Contrato.
- ✓ Se deben especificar causales de modificaciones al Contrato (estipulaciones y leyes de la nueva estructuración del Sector Eléctrico Colombiano).
- ✓ Incluir un listado de Anexos que contengan los documentos relacionados con el Contrato de Conexión.
- ✓ Si el punto de conexión consiste en una ampliación de una subestación existente, además de lo anterior, el Contrato deberá incluir:
 - Aprobación del Transportador a la programación y la forma cómo se realizarán los trabajos de interfaz entre los equipos nuevos y los existentes en las partes de potencia, control, protecciones, medida, registros, sistema

contra incendio, etc. Con base en esta información el CND programará las desenergizaciones requeridas.

- Programa de desenergizaciones de líneas o equipos necesarias para hacer los trabajos de interfaz. [20]

3.7.2. Notificación CND

El promotor del proyecto deberá notificar sobre el proyecto al CND. Esta notificación se realizará enviando copia del concepto de conexión emitido por la UPME (Ver numeral 3.6.4).

Posteriormente el CND informará si se requiere tener sistema de supervisión para el proyecto, dentro de los veinte (20) días calendarios siguiente de recibida la notificación. Sin embargo, luego de la puesta en servicio del proyecto, el CND podrá solicitar la supervisión en caso de requerirlo, de acuerdo a lo previsto en la Resolución CREG 080 de 1999. (Ver Res. 080 de 1999, Artículo 30, numeral 2, literal b, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan).

3.7.3. Certificación OR

El promotor del proyecto deberá enviar (luego de la notificación del proyecto al CND) una comunicación firmada por el Operador de Red (OR) o el Transmisor Nacional (TN) que entregue el punto de conexión del proyecto, informando la capacidad de transporte asignada y la fecha de entrada en operación de la planta, establecidas en el contrato de conexión.

3.7.4. Garantía de Capacidad de Transporte

Deberá ser emitida a nombre del CND la garantía de la cual trata la Resolución CREG 106 de 2006 o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan. Dicho requisito consiste en una garantía bancaria, un aval o una carta de crédito por un valor de 1 USD (convertido a pesos utilizando la tasa representativa del mercado de la fecha de entrega de la garantía) por cada kW de capacidad a instalar. El propósito de esta es garantizar la utilización de la capacidad de transporte asignada. [21]

3.7.5. Requisitos para Planeamiento Operativo

A continuación se presentan los diferentes requisitos o exigencias que deben ser presentados por el promotor del proyecto ante el CND según los plazos establecidos en el acuerdo 646 los cuales permitirán un adecuado planeamiento de la operación del SIN.

Requisitos 6 Meses

Por lo menos con seis (6) meses de anticipación a la fecha prevista de entrada en operación comercial del proyecto, se deberá remitir al CND la siguiente información:

- ✓ Información técnica preliminar mínima para la realización de estudios de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo, de acuerdo con lo definido en el Anexo 1 del Acuerdo 646 del CNO. La información deberá ser reportada utilizando los formatos establecidos en el Acuerdo CNO 601, o aquel que lo modifique o sustituya.
- ✓ Diagrama unifilar del área de influencia del proyecto.

- ✓ Coordinar con el TN u OR los trabajos y activos requeridos para la incorporación o conexión del proyecto al SIN.

Requisitos 90 Días

Con una anticipación mínima de noventa (90) días calendarios a la fecha prevista de entrada en operación se deberá remitir al CND la siguiente información:

- ✓ Comunicación informando sobre los trabajos de expansión y los activos requeridos para la incorporación o conexión del nuevo proyecto al SIN.
- ✓ Coordinar con el CND las necesidades de canales de comunicaciones.
- ✓ Estudio preliminar de coordinación de protecciones. El contenido mínimo de este informe se especifica en el Anexo 2 del acuerdo 646 del CNO.

El CND entregará comentarios respecto al estudio preliminar de coordinación de protecciones dentro de los veinte (20) días calendario siguientes a la recepción de este.

Requisitos 45 Días

Con una anticipación mínima de cuarenta y cinco (45) días calendario a la fecha prevista de entrada en operación comercial, se deberá remitir al CND la siguiente información:

- ✓ Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del proyecto que considere las recomendaciones del TN u OR y del CND, incluyendo análisis de flujos de carga y cortocircuito.

- ✓ Diagramas unifilares con la ubicación de las protecciones, que permitan identificar las acciones de las mismas y sus esquemas, indicando también sus transformadores de instrumentación asociados y sus características eléctricas.

El CND enviará comentarios al agente dentro de los veintitrés (23) días calendario siguientes a la recepción del estudio de coordinación de protecciones.

Requisitos 30 Días

Con una anticipación mínima de treinta (30) días calendarios a la fecha prevista de entrada en operación comercial, se deberá remitir al CND la siguiente información:

- ✓ Listado de las señales disponibles de SOE. Las señales de SOE se especifican en el Anexo 3 del Acuerdo 646 del CNO.

El CND enviará los comentarios sobre las señales de SOE del proyecto 15 días calendario después de recibida la información.

- ✓ Listado de las señales disponibles de SCADA.

El CND enviará el listado de las señales disponibles de SCADA con las direcciones CUR 15 días calendario después de recibida la información. Una vez recibida las direcciones CUR se deberán coordinar con el CND las pruebas de supervisión hasta la recepción a satisfacción.

3.7.6. Contrato de Venta de Energía

El promotor del proyecto deberá definir el tipo de contrato a largo plazo mediante el cual venderá su energía y pactar un precio de compra. La venta de la energía la podrá realizar ante un agente comercializador o generador de mercado de energía mayorista.

3.7.7. Registro ante el ASIC

Registro del promotor del proyecto como agente generador ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), en caso de que no se encuentre registrado, o comunicación informando el agente generador que lo representará. (Ver Res. 24 de 1995, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan).

Una vez el promotor del proyecto defina el agente generador que lo representará ante el ASIC, será este último quien deberá enviar la información al CND.

3.7.8. Frontera Comercial

La frontera comercial es el punto en el cual se instalan los equipos de medición de energía (contadores tarifarios) con fines comerciales.

El promotor del proyecto deberá realizar el registro de las fronteras comerciales ante el ASIC (frontera de generación y de consumos auxiliares) dentro de los plazos establecidos para ello en la regulación vigente, utilizando los formatos publicados por el ASIC.

3.7.9. Requisitos Previos a Pruebas de Puesta en Servicio

El promotor del proyector deberá informar al CND como mínimo con siete (7) días calendario de anticipación, la fecha prevista para la iniciación de pruebas de puesta en servicio conectadas al SIN.

Posteriormente deberá enviar al CND con tres (3) días calendario de anticipación a la ejecución de pruebas de puesta en servicio, el cronograma y la descripción de las pruebas a realizar conectadas al SIN.

3.7.10. Requisitos Previos a la Declaración de Entrada en Operación

Previo a la declaración de entrada en operación de la unidad y/o planta el agente generador o el generador que lo represente enviará al CND la siguiente información:

- ✓ Formatos para la declaración de los parámetros de la unidad y planta con la información definitiva en el formato del Acuerdo CNO 601, o aquel que lo modifique o sustituya.
- ✓ Coordinar con el CND las pruebas de supervisión hasta la recepción a satisfacción.
- ✓ Comunicación firmada por el TN u OR que entrega el punto de conexión, informando el cumplimiento del Código de Conexión.

Una vez cumplidos todos los requisitos anteriormente mencionados, el agente generador o el generador que lo represente podrá declarar en operación comercial el proyecto.

Junto con la declaración de entrada en operación comercial, se enviará por primera vez, en el aplicativo que se disponga para ello y con los tiempos de adecuación antes mencionados, el programa horario de generación a incluir en el despacho económico.

3.7.11. Requisitos Posteriores a la Declaración de Entrada en Operación

Para verificar lo establecido en la Resolución CREG 106 de 2006 acerca del cumplimiento por parte del generador de la entrada en operación en la fecha establecida en el contrato de conexión, con por lo menos el 90 % de la capacidad asignada, el agente generador que lo represente debe enviar al CND alguno de los siguientes documentos:

- ✓ Si la planta tiene sistema de supervisión con el CND, enviar reporte de potencia mostrado en el sistema SCADA el día de la entrada en operación, en el cual se evidencie que la potencia generada es superior o igual al 90% de la capacidad asignada en el contrato de conexión.
- ✓ El reporte de contadores el día de la entrada en operación, siempre y cuando logre generar por lo menos en un período horario, al menos el 90% del valor de Capacidad Efectiva Neta estipulado en el contrato de conexión.
- ✓ Reporte de la capacidad instalada de la planta expedido por el Operador de Red, para los proyectos que no tienen supervisión con el CND.

Finalmente, entrado en operación el proyecto, el agente generador deberá enviar dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; el ajuste de los dispositivos de protección implementados en sitio, en la plataforma o en el formato que el CND defina. [22]

Se resalta que adicional a los requisitos mencionados anteriormente, el proceso de entrada en operación de un proyecto de generación puede tener exigencias agregadas por el agente transportador al cual la PCH se conecte, las cuales dependerán de la normatividad interna de este.

CAPÍTULO 4

ETAPAS DEL PROYECTO

4.1. Introducción

En el capítulo anterior se presentaron los principales procesos que deben ser desarrollados durante la ejecución de un proyecto hidroeléctrico basado en un pequeño aprovechamiento en Colombia. A partir de los procesos presentados es posible obtener una visión global de un proyecto de este tipo, la cual quedará ilustrada durante el progreso de este capítulo en el cual se relacionan los procesos mencionados y se identifican las etapas del proyecto: identificación, prefactibilidad, factibilidad, diseño, construcción, operación y abandono.

4.2. Identificación

Esta es la etapa inicial del proyecto, la cual tiene como punto de partida la decisión del promotor de estudiar la posibilidad de desarrollar un proyecto hidroeléctrico en una cuenca seleccionada. Su duración es corta y la inversión que requiere baja en comparación con las instancias posteriores.

En la línea de desarrollo socio – ambiental la actividad más importante que debe ser desarrollada es la obtención del permiso de estudio del recurso natural, mientras que a nivel técnico – económico el objetivo principal es obtener uno o varios esquemas del aprovechamiento y realizar una estimación inicial energética y financiera.

4.3. Prefactibilidad

Una vez obtenido el permiso de estudio que otorga exclusividad al promotor para estudiar el potencial del proyecto, se inicia la etapa de prefactibilidad. Esta etapa se caracteriza por el desarrollo del Diagnóstico Ambiental de Alternativas -DAA (en caso de ser exigido) y por la elaboración de esquemas y diseños básicos del aprovechamiento, además de un nuevo análisis energético y financiero inicial que le brinda al promotor un acercamiento a la magnitud de la inversión necesaria.

Finaliza con la aprobación del esquema del proyecto por parte de la autoridad ambiental competente y la obtención de los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA en la etapa siguiente.

4.4. Factibilidad

La etapa de factibilidad es la etapa durante la cual se determina con certeza que el proyecto es viable a nivel ambiental, social, técnico y económico.

Durante esta etapa se desarrolla y evalúa el EIA, el cual permite la obtención de la Licencia Ambiental del proyecto, la cual garantiza la viabilidad socio – ambiental de este.

A nivel técnico, la obtención del concepto aprobatorio de la conexión brinda la viabilidad en lo que respecta a aspectos eléctricos, mientras que el planteamiento del esquema definitivo del proyecto y la realización de diseños avanzados determinan la viabilidad en cuanto a la parte civil.

En esta etapa también se realiza un análisis energético y financiero con el fin de obtener una actualización del realizado durante la etapa de prefactibilidad incorporando nuevos valores que permitan obtener una TIR con una menor cantidad de variables supuestas.

4.5. Diseño

Durante las etapas de prefactibilidad y factibilidad se realizan diversos diseños de las obras civiles con el objetivo de obtener la viabilidad ambiental y técnica del proyecto. En la etapa de diseño se realizan los mismos diseños de las obras civiles pero con un grado de detalle mucho mayor ya que su objetivo es la construcción.

Esta etapa puede quedar inmersa en la etapa de factibilidad en caso tal que el promotor del proyecto decida realizar los diseños para construcción de las obras civiles en esta instancia. Elaborar estos diseños implica una gran inversión, especialmente debido al levantamiento topográfico que debe ser realizado, y un riesgo al no poseer la Licencia Ambiental. Sin embargo, tomar esta decisión puede optimizar la duración del proyecto permitiéndole al promotor entrar en operación mucho más rápido.

4.6. Construcción

La etapa de construcción del proyecto es la que implica las mayores inversiones y dependiendo de la magnitud de este puede ser la más extensa. Se caracteriza por la gran cantidad de contratistas que participan activamente en las obras y por la labor de integración que debe realizar el promotor del proyecto.

Inicia con la adquisición de predios y propiedades necesarios para la construcción de las obras del proyecto y con los procesos licitatorios para elegir a los principales contratistas y proveedores.

A nivel ambiental se ejecutan las obligaciones y planes exigidos en la Licencia Ambiental, tales como el plan de manejo ambiental, el plan de supervisión y monitoreo y el plan de inversión del 1%.

En esta etapa el promotor debe realizar toda la coordinación entre el operador red, el CND y el proveedor de los equipos electromecánicos para dar cumplimiento a los requisitos exigidos por la regulación colombiana y garantizar el ingreso del proyecto al MEM.

La etapa de construcción finaliza con la entrega a satisfacción de todas las obras, la respectiva documentación “as built” y la puesta en servicio de la PCH.

4.7. Operación

Finalizadas las pruebas de puesta en servicio del proyecto y luego de cumplir todos los requisitos exigidos por el operador de red, el CND y la regulación colombiana, el proyecto se declara en operación comercial empezando así a generar energía.

La vida útil de una PCH o el periodo de operación dependerá de la correcta operación de la misma y del cumplimiento de los planes de mantenimiento recomendados por los fabricantes de los equipos. Idealmente comprende como mínimo un periodo de 25 años,

sin embargo puede extenderse a medida que se realizan modernizaciones a los equipos (*overhaul*) y a las obras llegando incluso a duplicar este periodo.

4.8. Abandono

Cuando el proyecto finaliza su etapa de operación debido a que los equipos y/o obras civiles entran en obsolescencia o debido a decisiones administrativas o externas se deberá ejecutar el plan de abandono. La ejecución de dicho plan contribuirá a evitar los impactos adversos al ambiente que pudieran generar las actividades del proyecto durante el proceso de abandono de las diferentes locaciones. El plan buscará preservar y/o recuperar las condiciones del entorno de tal manera que las áreas intervenidas preserven o recuperen las características más cercanas a las existentes, antes del desarrollo del proyecto.

4.9. Visión Global

Con el objetivo de presentar una perspectiva global del ciclo de desarrollo de un proyecto de generación basado en un pequeño aprovechamiento hídrico en Colombia, se presenta en el Anexo B el diagrama de red (Diagrama B-1.pdf) que relaciona todos los procesos anteriormente mencionados. Dicho diagrama permite identificar distintas etapas del proyecto y las actividades más importantes que deben ser desarrolladas durante cada instancia.

Adicionalmente en el mismo anexo, se presenta el Diagrama B-2.pdf, el cual plantea el caso en el cual la etapa de diseño del proyecto queda inmersa en la etapa de factibilidad.

CONCLUSIONES

Se verificó que el desarrollo de proyectos hidroeléctricos basados en pequeños aprovechamientos en Colombia implica grandes procesos a nivel social, ambiental, técnico y económico. Entre estos procesos los identificados como de mayor importancia son: el proceso de obtención de la viabilidad técnico – económica, la obtención de la Licencia Ambiental, el proceso de obtención de la viabilidad de la conexión, el proceso de construcción y el de la gestión necesaria para la declaración en operación comercial del proyecto.

Se observó que el proceso de obtención de la Licencia Ambiental proporciona la viabilidad socio – ambiental del proyecto. Requiere la elaboración de estudios de un alto nivel de ingeniería tales como el Diagnóstico Ambiental de Alternativas - DAA y el Estudio de Impacto Ambiental - EIA.

Análogamente se identificó que la viabilidad a nivel técnico - económica del proyecto se obtiene al definir el esquema general del aprovechamiento en el cual se detalle la ubicación geográfica exacta de cada una de las obras civiles más importantes.

De manera complementaria, se reconoció que el proyecto requiere que se determine la viabilidad de la conexión al SIN. En este proceso participan el promotor, el operador de la red a la cual este se pretenda conectar el proyecto, la UPME y el consultor encargado de la elaboración del estudio de conexión. Dicho estudio es la actividad más importante del proceso y requiere altos conocimientos en ingeniería eléctrica acompañados de análisis

eléctricos y energéticos realizados en diversas herramientas computacionales especializadas. Como resultado del proceso, el documento que se otorga y que certifica la viabilidad de la conexión es el concepto aprobatorio emitido por la UPME.

Adicionalmente, se observó la viabilidad a nivel económico y financiero se obtiene al calcular la TIR deseada del proyecto a partir de todos los costos de inversión y de los ingresos del proyecto en la etapa de operación. Con esta información el promotor del proyecto tiene los recursos necesarios para buscar socios inversionistas o financiación externa en caso de no poseer el capital necesario para la construcción.

Se analizó que la construcción de un proyecto hidroeléctrico es la etapa en la cual se realiza la mayor inversión y requiere por parte del promotor del proyecto la ejecución de labores de integración procurando la correcta administración de los recursos y permitiendo llevar a cabo de manera coordinada la participación de los distintos contratistas y proveedores.

Se determinó que durante las fases finales de la etapa de construcción se deben desarrollar todas las actividades necesarias para cumplir con los requisitos exigidos por la regulación colombiana, el operador de red y el CND, previos a la declaración de la entrada en operación comercial del proyecto garantizando el ingreso de este al mercado de energía mayorista.

Se observó que una vez el proyecto de generación entra en operación comercial, el promotor adquiere diversas obligaciones, entre las cuales se destacan a nivel ambiental la

ejecución del plan de manejo ambiental en la etapa de operación y a nivel técnico el desarrollo de planes de mantenimiento que prolonguen la vida útil de la PCH.

Se logró obtener una visión global del desarrollo de un proyecto de generación hidroeléctrica basado en un pequeño aprovechamiento en Colombia.

RECOMENDACIONES

Durante el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico se pueden generar retrasos en las actividades que involucran otros participantes externos, tales como entidades ambientales, gubernamentales, operadores de red, etc. Se recomienda tener en cuenta estos aspectos durante la planeación general del proyecto.

Durante la etapa de prefactibilidad se recomienda que el promotor le demuestre de manera persuasiva durante la solicitud de necesidad de presentar DAA a la autoridad ambiental competente, que el esquema elegido en la etapa de identificación es la mejor alternativa. En caso que no sea requerido el DAA el proyecto podrá ser desarrollado en un tiempo mucho menor.

Se recomienda de manera general a los promotores de proyectos que planeen realizar la construcción y/o operación de PCH's desarrollar los procesos del proyecto siguiendo el orden de actividades planteado en el Diagrama B-2 (Anexo), según el cual la etapa de diseño se realiza inmersa en la de factibilidad. Esta alternativa implica riesgos y tener que realizar una inversión mayor en la etapa de factibilidad, sin embargo se puede lograr que el proyecto entre en operación meses antes que con la alternativa B-1.

En caso que el promotor del proyecto no cuente con personal técnico especializado en áreas de ingeniería mecánica y eléctrica, se recomienda la adquisición de los equipos electromecánicos de la central mediante el modelo *"Water to Wire"* por medio de una compañía que ejecute las labores de integración.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Instituto de Ciencias Nucleares y Alternativas, *Guía Para el Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.pdf*. Santafé de Bogotá, 1997.
- [2] European Small Hydropower Association, *Guía para el Desarrollo de una Pequeña Central Hidroeléctrica*, ESHA. 2006.
- [3] LtGovernors Energy & Power, “Microhydropower Systems Self-Generation: Make your own power.” [Online]. Available: <http://energy.ltgovernors.com/microhydropower-systems-self-generation-make-your-own-power.html>.
- [4] J. H. Diego Mora, “Guía Para Estudios De Prefactibilidad De Pequeñas Centrales Hidroeléctricas Como Parte De Sistemas Híbridos,” Pontificia Universidad Javeriana, 2004.
- [5] I. S. Monsalve, “Obras Civiles de las Centrales Hidráulicas.” Universidad de Antioquia, Medellín, pp. 1–21, 2007.
- [6] I. S. Monsalve, “La Tubería de Presión.” Universidad de Antioquia, Medellín, pp. 1–7, 2007.
- [7] Gugler, “Bishnica 2,” 2009. [Online]. Available: http://www.gugler.com/pdf/Referenzblatt_KW_Bishnica.pdf.
- [8] Gugler, “Nuevo Imperial,” 2011. [Online]. Available: http://www.gugler.com/pdf/ref_francis/Referenzblatt_HPP_Nuevo_Imperial.pdf.
- [9] I. S. Monsalve, “Sistemas de Excitación.” Universidad de Antioquia, Medellín, pp. 1–14, 2007.
- [10] W. E. G. Group, “Brushless Excitation System.” [Online]. Available: http://www.electricmachinery.com/_files/LR10024.gb.06-10.01_Brushless_Series.pdf.
- [11] XM, “Configuración de Subestaciones Eléctricas,” 2012. [Online]. Available: http://www.xm.com.co/MemoriasCapacitacionEMSA/Subestaciones_Maniobras/03_Configuracion_de_subestaciones_electricas.pdf.
- [12] XM, “Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano,” 2013. [Online]. Available: <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>.

- [13] XM, "Informe Consolidado del Mercado - Oferta y Generación," 2014. [Online]. Available: [http://www.xm.com.co/Informes Mensuales de Analisis del Mercado/00_Informe_Consolidado_TXR_12_2014.pdf](http://www.xm.com.co/Informes_Mensuales_de_Analisis_del_Mercado/00_Informe_Consolidado_TXR_12_2014.pdf).
- [14] UPME, "Registro de Proyectos de Generación," 2014. [Online]. Available: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%F3n/Inscripci%F3ndeproyectosdeGeneraci%F3n/tabid/113/Default.aspx>.
- [15] XM, "Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado," 2013. [Online]. Available: <http://informesanuales.xm.com.co/2013/SitePages/operacion/1-1-Presentacion.aspx>.
- [16] M. de A. y D. Sostenible, *Decreto 2041 del 15 de Oct. de 2014 - Reglamento sobre Licencias Ambientales*. Colombia, 2014.
- [17] J. Dahl, "Factory acceptance test FAT and site acceptance test SAT work instructions for electrical and automation systems in a power plant," NOVA University of Applied Sciences, 2013.
- [18] AFI, "Incoterms - Afi Guías | 14," 2014. [Online]. Available: http://azure.afi.es/ContentWeb/EmpresasUnicaja/incoterms/contenido_sidN_1052425_sid2N_1052384_cidL_1264369_ctylL_139_scidN_1264369_utN_3.aspx.
- [19] Congreso de la República, "Ley 1715 - Regulación Sobre la Integración de las Energías Renovables No Convencionales al Sistema Energético Nacional," no. May. Colombia, 2014.
- [20] Comisión de Regulación de Energía y Gas / CREG, "Resolución 025 de 1995 - Código de Redes." CREG, Bogotá, 1995.
- [21] Comisión de Regulación de Energía y Gas / CREG, "Resolución 106 de 2006 - Procedimientos de Asignación de Puntos de Conexión." Bogotá, 2006.
- [22] Consejo Nacional de Operación / CNO, "Acuerdo 646 de 2013," no. 646. Bogotá, 2013.
- [23] XM, "Paratec," 2014. [Online]. Available: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx>.