



CENTRO DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA CON ÉNFASIS EN ENERGÍA

HIDRÁULICA

IPSE

Instituto de Planificación y Promoción
de Soluciones Energéticas para las
Zonas No Interconectadas

UN

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
SEDE MEDELLÍN
FACULTAD DE MINAS



Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia

Libertad y Orden

CENTRO DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA CON ÉNFASIS EN ENERGÍA

HIDRÁULICA

IPSE
Instituto de Planificación y Promoción
de Soluciones Energéticas para las
Zonas No Interconectadas



Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia

CENTRO DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA CON ÉNFASIS EN ENERGÍA HIDRÁULICA

Una publicación del Instituto de Planificación y Promoción
de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas – IPSE

Ejecutó
Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín
Facultad de Minas

Autores Universidad Nacional de Colombia

Docentes – Investigadores

Andrés Fernando Osorio Arias, Farid Chejne Janna, Sergio Botero Botero, Pedro Nel Benjumea Hernández,
Carlos Arturo Londoño Giraldo, Ángela Adriana Ruiz Colorado, Javier Fernando De la Cruz Morales, José
Amado Aguilar Roldán

Investigadores auxiliares

Yamith A. Quintana H. – Ing. Agrónomo, Connie P. López G – Antropóloga, Jean R. Zuluaga D – Est. Ing.
Eléctrica, Ernesto J. Muñoz S. – Ing. Mecánico, Catalina Pajón A. – Ing. Química, Carlos A. Gómez G – Msc.
Ing. Química, Sebastián Vargas G. – Est. Ing. Eléctrica, Amalia M. Salazar G. – Est. Ing. Administrativa,
Liliana Herrera H. – Est. Ing. Administrativa, Maryori González V. – Est. Ing. Administrativa

Grupos de investigación

Grupo Termodinámica Aplicada Y Energías Alternativas – TAYEA
Grupo de investigación en oceanografía e ingeniería costera – OCEANICOS
Grupo modelamiento y análisis Energía – Ambiente – Economía
Grupo Combustibles alternativos
Grupo Bioprocesos y Flujos Reactivos

Coautores Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas
para las Zonas No Interconectadas – IPSE

Edigson Pérez Bedoya Ph.D.
Economista con Doctorado en Ingeniería
Jairo Alberto Benavides González
Ingeniero Químico
Jorge Eliecer Ramírez Murillo
Economista
Sandra Yomary Garzón Lemos M.Sc.
Ingeniera Electricista con Maestría en Ingeniería Eléctrica
Dabeiba Amparo Reina Chávez
Ingeniera de Sistemas

Fotografía y Montaje 3D

Jorge Iván Delgado Restrepo

Diseño y Diagramación

Madaly López Gonzalez
Jonathan Castro López

Impresión

Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín

Registro ISBN: 978-958-99713-4-5

Primera Edición

Medellín, Colombia Septiembre de 2011

Esta prohibida la reproducción parcial o total de esta publicación y mucho menos para fines comerciales. Para
utilizar información contenida en ella se deberá citar fuente

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	15
1. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL.....	19
1.1 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO	20
1.1.1 Ministerio de Minas y Energía (MME).....	20
1.1.2 Estructura del sector eléctrico y características de las ZNI	21
1.2 INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS (IPSE).....	22
1.2.1 Historia.....	23
1.2.2 Misión y visión.....	25
1.2.3 Objeto, funciones y recursos.....	25
1.2.4 Estructura organizacional.....	27
1.2.5 Centros de Innovación Tecnológica	27
1.3 MARCO LEGAL.....	31
1.3.1 Legislación Ambiental	32
1.3.2 Legislación Tributaria.....	32
1.3.3 Legislación para Zonas No Interconectadas (ZNI).....	33
1.3.4 Fondos de apoyo a zonas no interconectadas.....	34
1.3.4.1 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI)	34
1.3.4.2 Fondo Nacional de Regalías (FNR).....	34
1.3.4.3 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER).....	35
1.3.4.4 Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE)	35
1.3.4.5 Fondo de Energía Social (FOES)	35
1.3.4.6 Fondo del gobierno holandés	36
1.4 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES	36
1.4.1 Tratados internacionales	36
1.4.1.1 Protocolo de Kioto.....	36
1.4.1.2 Libro Blanco	36

1.4.1.3	Libro Verde.....	38
1.4.2	Implantación de políticas a nivel internacional.....	38
1.4.2.1	Mecanismos de política usados a nivel mundial.....	39
1.4.2.2	Aplicaciones en países.....	43
1.4.2.3	Aplicaciones en el mundo y Colombia.....	45
1.5	CONCLUSIONES PRELIMINARES.....	47
2.	CARACTERIZACIÓN DEL CENTRO DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA CON ÉNFASIS EN ENERGÍA HIDRÁULICA.....	49
2.1	CARACTERIZACIÓN DE LA MICROCENTRAL LA ENCARNACIÓN.....	52
2.1.1	Caracterización geográfica.....	52
2.1.1.1	Ubicación espacial.....	52
2.1.1.2	Vías de acceso.....	54
2.1.1.3	Ecosistemas.....	55
2.1.1.4	Condiciones climáticas.....	56
2.1.1.5	Relieve.....	56
2.1.2	Síntesis histórica.....	57
2.1.3	Aspectos socio – culturales.....	57
2.1.3.1	Prácticas tradicionales.....	57
2.1.3.2	Demografía.....	58
2.1.3.3	Condiciones de vida.....	59
2.1.4	Aspectos económicos.....	60
2.1.4.1	Uso agropecuario.....	60
2.1.5	Aspectos políticos.....	62
2.2	CARACTERIZACIÓN DE LA MICROCENTRAL EL SALTO-CUPÍCA.....	65
2.2.1	Caracterización geográfica.....	65
2.2.1.1	Ubicación espacial.....	66
2.2.1.2	Vías de acceso.....	68
2.2.1.3	Ecosistemas.....	70
2.2.1.4	Condiciones climáticas.....	71
2.2.1.5	Relieve.....	71
2.2.2	Síntesis histórica.....	71
2.2.3	Aspectos socio – culturales.....	72

2.2.3.1	Prácticas tradicionales.....	73
2.2.3.2	Demografía.....	74
2.2.3.3	Condiciones de vida.....	75
2.2.4	Caracterización económica.....	76
2.2.4.1	Empleo.....	76
2.2.4.2	Uso agropecuario.....	76
2.2.4.3	Tenencia de la tierra.....	76
2.2.5	Aspectos políticos.....	77
2.3	CARACTERIZACIÓN PARQUE ECOTURÍSTICO EL SALADO.....	78
2.3.1	Caracterización geográfica.....	79
2.3.2	Necesidades energéticas.....	79
2.4	OFERTA NATURAL.....	81
2.4.1	Potencial solar.....	81
2.4.2	Radiación solar.....	82
2.4.3	Potencial eólico.....	85
2.4.3.1	Oferta de vientos en el municipio de Urrao.....	85
2.4.3.2	Oferta de vientos en el municipio de Bahía Solano.....	85
2.4.4	Potencial de combustibles líquidos y gaseosos.....	87
2.4.5	Potencial agroenergético.....	88
2.4.6	Potencial de biomasa.....	88
2.4.7	Potencial hidráulico.....	89
3	ENERGÍA HIDRÁULICA.....	93
3.1	Descripción tecnológica.....	93
3.2	Antecedentes.....	96
3.2.1	Generación de energía hidráulica.....	97
3.2.2	Desarrollo Tecnológico.....	98
3.2.3	Contexto Nacional.....	99
3.2.4	Contexto Internacional.....	101
3.3	Aprovechamiento de la energía hidráulica a partir de una pch.....	105
3.3.1	Definición y clasificación de una pch.....	105
3.3.2	Diseño de una pch.....	106
3.3.2.1	Estudios hidrológicos.....	106
3.3.2.2	Estudios geológicos.....	107
3.3.2.3	Estudios topográficos.....	107

3.3.2.4	Estudios socio-económicos	107
3.3.2.5	Estudios hidroenergéticos.....	107
3.3.3	Obras hidráulicas.....	107
3.3.4	Equipos electromecánicos.....	112
3.3.5	Fenómenos anómalos en centrales	115
3.4	Ventajas y desventajas de la tecnología	116
3.5	Aspectos ambientales	117
4.	DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA CON ÉNFASIS EN ENERGÍA HIDRÁULICA.....	119
4.1	CENTRO DE INNOVACIÓN LA ENCARNACIÓN.....	120
4.1.1	Necesidades energéticas.....	120
4.1.2	Descripción técnica de la Ecoaldea, obras civiles y redes eléctricas.....	121
4.1.2.1	Bocatoma.....	121
4.1.2.2	Obra de conducción.....	121
4.1.2.3	Tanque de carga	123
4.1.2.4	Tubería a presión.....	123
4.1.2.5	Casa de máquinas.....	124
4.1.2.6	Subestación y línea de transmisión.....	125
4.1.3	Diagrama unifilar	126
4.1.4	Modelo de administración comunitaria	128
4.2	CENTRO DE INNOVACIÓN DE Cupíca	128
4.2.1	Necesidades energéticas.....	129
4.2.2	Descripción técnica de la ecoaldea, obras civiles y redes eléctricas.....	129
4.2.2.1	Bocatoma y cámara de regulación	129
4.2.2.2	Desarenador y tanque de carga	130
4.2.2.3	Tubería de conducción.....	131
4.2.2.4	Tubería a presión.....	131
4.2.2.5	Casa de máquinas.....	132
4.2.2.6	Equipos electromecánicos.....	132
4.2.2.7	Subestación y línea de transmisión.....	134
4.2.3	Diagrama unifilar	135
4.2.4	Modelo de administración comunitaria	136
4.3	CENTRO DE INNOVACIÓN DE ENVIGADO	136
4.3.1	Necesidades energéticas.....	136

4.3.2	Descripción técnica de la Ecoaldea, obras civiles y redes eléctricas.....	137
4.3.2.1	Obra de captación.....	138
4.3.2.2	Desarenador	138
4.3.2.3	Tanque de carga	139
4.3.2.4	Obra de conducción.....	139
4.3.2.5	Casa de máquinas.....	139
4.3.2.6	Descripción de las redes eléctricas.....	140
4.3.3	Diagrama unifilar	141
4.4	CENTRO NACIONAL DE MONITOREO.....	141
4.4.1	Objetivos del Centro Nacional de Monitoreo	142
4.4.2	Estructura del Centro Nacional de Monitoreo	144
4.4.3	Espacios de trabajo de la Central Nacional de Monitoreo	144
4.4.4	Instalaciones de telemetría en ZNI	146
4.4.5	Telemetría en las Ecoaldeas La Encarnación, Cupíca y Envigado	149
4.4.5.1	La Encarnación	149
4.4.5.2	Cupíca	149
4.4.5.3	Envigado.....	149
4.4.6	Importancia de la información del CNM.....	149
4.4.7	Producción de la información.....	150
4.4.8	Logros alcanzados	151
5.	ASPECTOS FINANCIEROS	153
5.1.	ESTRUCTURA GENERAL DE COSTOS DE GENERACIÓN	153
5.1.1	Costos preoperativos	154
5.1.2	Costos operativos	156
5.2	ESTRUCTURA GENERAL DE COSTOS DE GENERACIÓN EN PLANTAS SOLARES	157
5.2.1	Costos preoperativos	157
5.2.2	Costos Operativos	157
5.3	COSTOS PARA PCH DEL CENTRO LA ENCARNACIÓN	160
5.4	COSTOS PARA LA PCH DEL CÚPICA.....	162
5.4.1	Costos de operación.....	162
5.4.2	Costos por kW generado.....	163

6.	PROSPECTIVA Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	165
6.1	LINEAMIENTOS TECNOLÓGICOS DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA	166
6.2	NUEVAS FUENTES DEL POTENCIAL HIDRÁULICO	167
6.2.1	El recurso marítimo	167
6.2.2	Energía y el océano.....	167
6.2.3	La Energía renovable del mar.....	168
6.2.3.1	Oleaje	168
6.2.3.2	Mareas.....	169
6.2.3.3	Corrientes.....	169
6.2.4	Proyectos a futuro.....	169
6.2.5	Experiencias de generación con el mar.....	170
6.2.6	Energía Marina en Colombia.....	172
6.2.7	Poligeneración en el centro.....	172
	BIBLIOGRAFÍA.....	175
	Páginas Web Consultadas:	179

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- 1.	División territorial de las ZNI en Colombia.....	23
Figura 1-2.	Estructura organizacional del IPSE.	28
Figura 1-3.	Centros de innovación IPSE	29
Figura 2- 1.	Distribución de uso de energía y calidad de vida en Colombia.	50
Figura 2-2	Distribución de Uso de Energía y Calidad de Vida en Antioquía. ..	51
Figura 2-3.	Fotografías de Municipio de Urrao y Corregimiento de La Encarnación.....	53
Figura 2-4.	Mapa del departamento de Antioquia, Colombia.	53
Figura 2-5.	Vía hacia el corregimiento de la encarnación	54
Figura 2-6.	Paisajes de la región.	55
Figura 2-7.	Distribución de población según sexo y edad.	58
Figura 2-8.	Parque de Urrao.	59
Figura 2-9.	Zonas de cultivo en la encarnación.	61
Figura 2-10.	Parque nacional de las orquídeas.	63
Figura 2-11.	Paramo del sol Urrao.	64
Figura 2-12.	Ubicación departamento del Chocó – Colombia.	65
Figura 2-13.	Fotografías de Bahía Solano.	66
Figura 2-14.	Ubicación espacial de Cupíca	67
Figura 2-15.	Ubicación de Bahía Solano	67
Figura 2-16.	Medios de transporte más comunes en bahía solano.	69
Figura 2-17.	Parque nacional ensenada de Utría.	70
Figura 2-18.	Imagen de los pobladores de Cupíca	73
Figura 2-19.	Distribución de población según sexo y edad.	74
Figura 2-20.	Ubicación de la departamento de Antioquia, Colombia.	80
Figura 2-21.	Ubicación de la subcuenca La Ayurá en la cuenca del río Aburrá, municipio de Envigado, departamento de Antioquia.	80
Figura 2-22.	Distribución de las pérdidas de la radiación incidente.	82
Figura 2-23.	Distribución de la radiación solar global acumulada en el día.	83
Figura 2-24.	Distribución de Radiación en el Municipio de Urrao.....	84
Figura 2-25.	Distribución de radiación en el municipio de Bahía Solano.	84
Figura 2-26.	Distribución de vientos en el país para el mes de abril.	86

Figura 2-27. Velocidad del viento en el municipio de Urrao.	86
Figura 2-28. Velocidad del viento en el municipio de Bahía Solano.	87
Figura 3-1. Ciclo del agua global.	94
Figura 3- 2. Energía del agua (proyecto PORCE II EPM)	95
Figura 3- 2. Energía del agua (proyecto PORCE II EPM) ¹	95
Figura 3- 3. Esquema pequeñas centrales hidroeléctricas	96
Figura 3- 4. Producción de energía hidráulica a pequeña escala (<10 MW) en los países de la Unión Europea.	103
Figura 3-5. Capacidad total de la generación hidráulica a pequeña escala (<10 MW) en funcionamiento en los países de la Unión Europea.	103
Figura 3- 6. Bocatoma convencional	108
Figura 3-7. Corte de laderas para construcción del canal	109
Figura 3- 8. Cámara de carga	110
Figura 3- 9. Desarenador de lavado intermitente	110
Figura 3- 10 casa de máquinas	111
Figura 3- 11 Rodete De Turbina Tipo Pelton.....	113
Figura 3- 12 Rodete De Una Turbina Tipo Francis.....	113
Figura 3- 13. Selección de turbina	114
Figura 4-1. Obra de captación de la microcentral La Encarnación.....	122
Figura 4-2. Obra de conducción de la microcentral La Encarnación.....	122
Figura 4-3. Tanque de carga.....	123
Figura 4-4. Tubería a presión.....	123
Figura 4-5. Casa de máquinas.....	124
Figura 4-6. Grupo turbogenerador.....	124
Figura 4-8. Banco de transformadores de la subestación microcentral La Encarnación.....	125
Figura 4-7. Tablero de control.....	125
Figura 4-9. Línea de transmisión corregimiento La Encarnación.....	126
Figura 4-10. Esquema unifilar de la microcentral La Encarnación.....	127
Figura 4-13. Desarenador y tanque de carga.....	130
Figura 4-11. Obra de captación.....	130
Figura 4-12. Cámara reguladora	130
Figura 4-14. Tubería de conducción.....	131
Figura 4-15. Tubería de presión y aliviadero.....	131
Figura 4-16. Casa de máquinas.....	132

Figura 4-17. Grupo turbogenerador.....	133
Figura 4-18. Gobernador electrónico.....	133
Figura 4-19. Transformador trifásico de subestación.....	134
Figura 4-20. Sistema de distribución de energía.....	134
Figura 4-21. Esquema unifilar microcentral El Salto-Cupíca	135
Figura 4-22. Entrada Parque Ecoturístico El Salado, municipio de Envigado, Antioquia.....	137
Figura 4-23. Obra de captación existente en el parque.....	138
Figura 4-24. Tanque desarenador.....	138
Figura 4-25. Tanque de carga.....	139
Figura 4-26. Obra de conducción.....	140
Figura 4-27. Esquema unifilar del Parque Ecoturístico El Salado.....	141
Figura 4-28. Sistema de monitoreo para zonas no interconectadas.....	143
Figura 4-29. Estructura del Centro Nacional de Monitoreo, CNM.....	145
Figura 4-30. Instalaciones de telemetría en ZNI.....	147
Figura 4-31. Telemetría Instalada Actualmente.....	148
Figura 6-1. Wave Dragón.....	170
Figura 6-2. The pelamos.....	171
Figura 6-3. The power bouy.....	171
Figura 6.4. Diagrama de flujo ilustrativo de un aprovechamiento integral de diferentes fuentes energéticas renovables en Cupíca.....	173
Figura 6.5. Diagrama de flujo ilustrativo de un aprovechamiento integral de diferentes fuentes energéticas renovables en La Encarnación.....	174

LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1. Entidades adscritas al MME.....	21
Tabla 1-2. Entidades vinculadas al MME	21
Tabla 1-3. Clasificación de políticas de incentivos a energías renovables	40
Tabla 1-4. Instrumentos de política de apoyo a energías renovables aplicados por país.	44
Tabla 3-1. Producción de energía hidráulica en diferentes partes del mundo.	97
Tabla 3-2. Clasificación de las PCH's.....	105
Tabla 4-1. Cuadro de cargas microcentral Parque Ecoturístico El Salado.....	140
Tabla 5-1. Costos de instalación de centrales hidroeléctricas	158
Tabla 5-2. Costos de generación, Micro, Pico- Hidroeléctrica	158
Tabla 5-3. Costos Totales por capacidad instalada (USD/kW-h).....	159
Tabla 5-4. Costos de instalación- Centrales hidroeléctricas, 2005, 2010, 2015. ...	160
Tabla 5-5. Costos totales PCH Encarnación.....	161
Tabla 5-6. Costos de operación PCH - Cúpica.....	163
Tabla 5-7. Costo por kWh –PCH Cúpica.....	163

INTRODUCCIÓN

En su devenir histórico y buscando mejorar sus condiciones de vida, las necesidades energéticas del ser humano han evolucionado constantemente. El consumo de energía ha experimentado a través de la historia un crecimiento continuo en paralelo con el desarrollo de la tecnología, los hábitos de vida y las formas de organización social. Existe un abismo entre las demandas energéticas de los individuos de las primeras comunidades primitivas cuya necesidad energética básica era la alimentación, y las de los ciudadanos de las metrópolis modernas que requieren de la energía para realizar sus actividades cotidianas.

Entre las diferentes formas de energía, la eléctrica es la que más ha contribuido a elevar la calidad de vida de la sociedad. La energía eléctrica permite a las comunidades asegurar el acceso a otros servicios básicos como la salud, la educación, la información, proponer las actividades sociales y productivas, mejorar el confort al crear ambientes más saludables y brindar más oportunidades para el desarrollo económico.

El modelo actual de expansión del sector eléctrico basado en el paradigma de la competencia ha conducido a un elevado sesgo hacia la cobertura de las áreas densamente pobladas, debido a dificultades para llevar el servicio de electricidad a la población que vive en las zonas rurales y no interconectadas. Las soluciones energéticas para dichas zonas han sido planificadas con objetivos muy limitados y una óptica fundamentalmente asistencialista, basadas en subsidios, que además, no han tenido en cuenta el potencial natural de los recursos energéticos locales, ni promovido, ni contado con la participación comunitaria. Podría decirse que el servicio de energía eléctrica que tradicionalmente se ha llevado a las Zonas No Interconectadas (ZNI), no ha generado equidad, preservación ecológica y mucho menos desarrollo económico.

En países como Colombia, existen zonas con dificultades de suministro de la energía eléctrica y térmica, lo cual no permiten su desarrollo socioeconómico, debido, entre otras razones, a que no se aprovechan los recursos alternativos propios. Por lo tanto, es imperante lograr soluciones para:

- Abastecer de energía a partir de recursos energéticos para fines eléctricos y térmicos, con el objetivo de satisfacer las necesidades, en zonas aisladas y no interconectadas, de refrigeración, agua potable, calentamiento, fuerza motriz, entre otras.
- Promover y garantizar la capacidad técnica y comercial para desarrollar e impulsar el uso de las fuentes alternas de energía (Botero et. al., 2006).
- Resolver las necesidades de transporte urbano, interurbano y de carga. Este sector representa el principal consumidor de energía primaria en el país, se estima que consume aproximadamente el 40% de la energía, representada en la utilización de combustibles como la gasolina, el diesel y más recientemente el gas natural vehicular (UPME, 2006). De otro lado, su utilización en los grandes centros urbanos es la principal fuente de contaminación atmosférica debido a emisiones de CO₂, SO_x, NO_x, material particulado, entre otras sustancias.
- Incrementar la competitividad en las empresas disminuyendo el deterioro ambiental que es causado por el consumo innecesario de energía en los procesos.
- Garantizar que la energía contribuya con la equidad social, con el crecimiento económico y sostenible de las regiones, particularmente en las zonas de menor desarrollo y con la competitividad internacional de las pequeñas y medianas empresas.

Responder a estos retos de manera oportuna y sistemática depende de la introducción de nuevos arreglos institucionales en la política energética nacional (lo que en parte se ha venido realizando con la expedición de algunas leyes, como la Ley 142 de Servicios Públicos, las de reformas al sector eléctrico y de hidrocarburos y la Ley 697 de 2001 sobre Uso Racional de la Energía y Promoción de las Energías Renovables). También es conveniente acelerar el fortalecimiento y sinergia de las capacidades científicas y tecnológicas en energía, para la generación de conocimiento, el desarrollo de innovaciones tecnológicas, la adaptación de tecnologías y la vigilancia tecnológica en el contexto internacional; así como expedir nuevas leyes que incentiven el uso de las energías alternativas.

En Colombia existe un gran potencial para aprovechar energías alternativas debido a la diversidad de recursos disponibles, pero sobre todo existen ventajas por su ubicación geográfica en el planeta, que le permite hacer uso de la energía solar, eólica y recursos hídricos, entre otros, de manera racional (Botero et al., 2005; UPME, 2003). En Colombia y de acuerdo con estudios realizados por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), en el año 2000, cerca del 70% de la población requería de energía para mantener el sistema productivo, y sobre todo para garantizar un sistema de refrigeración que permita lograr los niveles de confort adecuados, la conservación de los alimentos y el desarrollo económico de ciertas regiones que tienen necesidades de conservar sus productos.

En Colombia, el (IPSE) viene dando pasos en la búsqueda de una solución integral a la problemática energética de las ZNI, cambiando el modelo tradicional de energización rural por uno sustentable que, soportado en la investigación, ofrezca soluciones energéticas estructurales y promueva alternativas de energización en armonía con la naturaleza. El IPSE se ha trazado como objetivo: identificar, promover, fomentar, desarrollar e implementar soluciones energéticas mediante esquemas empresariales eficientes, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, procurando la satisfacción de las necesidades energéticas de las ZNI con criterios de inclusión, participación, equidad y seguridad nacional.

Como parte de su estrategia de buscar soluciones energéticas estructurales para las ZNI, el IPSE ha fomentado la creación de seis Centros de Innovación Tecnológica (CIT), cada uno de ellos con énfasis en una fuente de energía estratégica de naturaleza preferentemente renovable: agroenergía, energía eólica, energía solar, biomasa, energía hidráulica y combustibles líquidos y gaseosos. Cada Centro impacta una zona geográfica determinada del territorio nacional en la cual se adelantan proyectos piloto enfocados al aprovechamiento de las fuentes energéticas disponibles localmente, mediante el uso de tecnologías de última generación. El desarrollo de estos centros le permiten al país disponer de sitios con condiciones favorables para la investigación, implementación, apropiación y evaluación de las diferentes tecnologías energéticas con miras a optimizar el aprovechamiento de los recursos naturales autóctonos.

El objetivo de este trabajo es documentar las acciones que el IPSE ha emprendido con relación al Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en combustibles líquidos y gaseosos. Para ello, este texto se ha estructurado en seis capítulos, cuyo contenido da cuenta del desarrollo del Centro, desde su concepción hasta el estado actual de avance de los proyectos implementados en sus zonas de influencia.

En el capítulo 1, se presenta el entorno o marco institucional y legal existente en Colombia para promover la energización en las zonas rurales y no interconectadas, se analizan aspectos de la legislación tributaria y ambiental relacionados con la promoción del uso de energías limpias y renovables, y finalmente se contrastan varias experiencias internacionales relacionadas con las temáticas anteriores y con la promoción de centros de innovación o entes similares.

El capítulo 2, tiene como objetivo caracterizar el centro de innovación en sus aspectos geográficos, ambientales y socioculturales; así como en sus potenciales energéticos asociados con la oferta natural existente.

En el capítulo 3, se hace una descripción de las tecnologías que en el ámbito mundial se han desarrollado para aprovechar los potenciales energéticos identificados en el Centro. Se presentan los principios básicos de las tecnologías, diagramas de procesos, ventajas y desventajas, aspectos ambientales relacionados con las tecnologías y estado del arte.

El capítulo 4, tiene que ver con los proyectos piloto de generación de energía eléctrica que se vienen desarrollando en comunidades ubicadas en el área de influencia del centro de innovación. Se hace una descripción detallada de las tecnologías específicas utilizadas, teniendo en cuenta que varias de ellas pueden ser pioneras en el mundo. Se enfatiza en el impacto que la ejecución de los proyectos tienen o pueden tener en las condiciones de vida de los pobladores y en la forma como éstos se organizan para administrar y gestionar la sostenibilidad de las soluciones energéticas implementadas.

Si en el centro de innovación existen varios potenciales energéticos primarios es posible considerar un esquema de poligeneración, o sea, la generación integrada de varios productos energéticos (calor, electricidad y frío). Se busca que los asentamientos humanos impactados por los proyectos evolucionen hacia su conversión en ecoaldeas, entendidas éstas como comunidades sostenibles en sus dimensiones social, económica, energética y ecológica. También, en este capítulo se describen los sistemas de supervisión y control de las plantas de producción de generación de energía eléctrica existentes en la zona de influencia del Centro. Dichos sistemas basados en telemetría permiten en una forma fácil y segura realizar mediciones y seguimientos de manera remota a variables de control, directamente desde el sistema hacia un centro de control y monitoreo. Se busca llevar un registro de operaciones, fallas y alertas para optimizar el servicio prestado y en el caso específico de la energía eléctrica, promover su uso racional.

En el capítulo 5, se realiza un estudio de los costos de las tecnologías a nivel mundial y se hace un análisis económico de los diferentes proyectos implementados en el centro, con el propósito de explorar los costos de generación en zonas no interconectadas y aisladas, lo cual permite definir un nuevo concepto de valoración de la generación de energía en zonas especiales, llamado *equivatio*.

En el capítulo 6, se hace un análisis de prospectiva de las tecnologías implementadas en el centro, sobre todo de aquellas posibilidades que tiene la zona de influencia en cuanto al aprovechamiento de recursos naturales renovables con tecnologías de última generación capaz de suplir las necesidades de pequeñas poblaciones aisladas.

1. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL

La implementación de soluciones energéticas estructurales y sostenibles en zonas aisladas y no interconectadas, con baja densidad de población y carencias en infraestructura básica, requieren de un entorno institucional y legal que tenga en cuenta las particularidades de la dinámica social, económica y ecológica de dichas zonas. Es necesario contar con una serie de normas que faciliten la implementación de nuevas tecnologías sostenibles ambientalmente, que consideren aspectos diferentes a los contemplados en el sistema interconectado, en donde el mercado de la energía define el destino del suministro del recurso. En las Zonas No Interconectadas (ZNI) se requiere una visión amplia de la inversión, que contemple los aspectos sociales (concepto de *equivatio*), los aspectos ecológicos (concepto de *ecovatio*) y sistemas de baja capacidad del orden de vatios (Pérez, 2010).

En este capítulo se describe el marco institucional por medio del cual el Estado colombiano busca canalizar eficientemente los recursos públicos y privados destinados a mejorar la calidad de vida y garantizar el acceso a la energía de las comunidades asentadas en las ZNI. Adicionalmente, se identifican las normas que regulan los mercados energéticos y los incentivos legales relacionados con el uso eficiente de la energía, el fomento de las fuentes renovables y la creación de espacios para la investigación e innovación en tecnologías energéticas de punta.

1.1 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO

En la estructura del Estado colombiano, la dirección de los sectores minero y energético está a cargo del Ministerio de Minas y Energía (MME), cuya misión es la formulación y adopción de las políticas, planes generales, programas y proyectos relacionados con ambos sectores.

En esta sección se desarrollan dos temáticas principales. La primera tiene que ver con aspectos generales del MME, sus funciones y estructura; mientras que en la segunda se exponen aspectos básicos de la organización del sector eléctrico nacional y de las características de las ZNI.

1.1.1 Ministerio de Minas y Energía (MME)

En concordancia con su objeto, la función general del MME es adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos; así como la política sobre generación, transmisión, interconexión, distribución y establecimiento de normas técnicas en materia de energía eléctrica, sobre el uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas y en general, sobre todas las actividades técnicas, económicas, jurídicas, industriales y comerciales relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país en concordancia con los planes generales de desarrollo (Departamento administrativo de la función pública, 2006).

Para llevar a cabo sus funciones el MME se apoya en cuatro direcciones: Energía, Gas, Hidrocarburos y Minas, y en un variado grupo de entidades clasificadas como adscritas y vinculadas. En la tabla 1-1, se describen las cinco entidades adscritas al MME y en la tabla 1-2, algunas de las principales entidades vinculadas.

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), tiene como misión desarrollar de manera participativa el planeamiento integral y la gestión de la información de los sectores energético y minero, para contribuir al desarrollo sostenible del país. Entre las funciones específicas de la UPME, están: elaborar y actualizar el Plan Nacional Minero, el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión del Sector Eléctrico y los demás planes subsectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo. La UPME también tiene el encargo de evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales.

Tabla 1-1. Entidades adscritas al MME

Entidades adscritas	Nombre
Unidades Administrativas Especiales	UPME: Unidad de Planeación Minero Energética
	CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas
	ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos
Establecimientos Públicos	INGEOMINAS: Instituto Colombiano de Geología y Minería
	IPSE: Instituto de Planificación y promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas

Tabla 1-2. Entidades vinculadas al MME

Entidades vinculadas	Nombre
Sociedades de Economía Mixta	FEN: Financiera Energética Nacional
Empresas de Servicios Públicos Mixtas	ISAGEN S. A. E S P
	Interconexión Eléctrica ISA E S P
Sociedades Públicas por Acciones	Electrificadoras, centrales eléctricas y empresas de energía
	ECOPETROL S.A.
	Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A.

Por su parte, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) tiene como misión regular los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, de manera técnica, independiente y transparente, promoviendo el desarrollo sostenido de estos sectores, regulando los monopolios, incentivando la competencia donde sea posible y atendiendo oportunamente las necesidades de los usuarios y las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en la ley. La CREG fue creada en 1994 cuando el Gobierno Nacional a través de las leyes 142 y 143 estableció las Comisiones de Regulación, con el fin de regular las actividades de los servicios públicos.

1.1.2 Estructura del sector eléctrico y características de las ZNI

El marco institucional del sector eléctrico colombiano está determinado por la naturaleza de los entes que realizan las actividades de dirección, planeación, regulación, operación y administración del mercado, control y vigilancia del sector eléctrico. Las tres primeras actividades están a cargo del MME y sus entidades adscritas (UPME y CREG). Por su parte, las Superintendencias de Servicios Públicos y de Industria y Comercio son las encargadas de velar por los intereses de los consumidores (Congreso de Colombia, 1994).

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), según la Ley Eléctrica, está conformado por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Se pueden distinguir dos subsistemas, uno que abarca aquellas áreas eléctricas cuya generación es coordinada a través del Centro Nacional de Despacho (CND) y otro subsistema, denominado sistema interconectado total, que incluye adicionalmente pequeñas centrales cuya generación no es coordinada por el CND, sino que son operadas por cada empresa autónomamente (Congreso de Colombia, 1994).

Adicionalmente, a las zonas del país cubiertas en sus necesidades de energía eléctrica por el SIN, en Colombia, existen las Zonas No Interconectadas, las cuales se definen en el artículo 1 de la Ley 855 de 2003, como aquellos municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al SIN. Las ZNI en Colombia alcanzan una extensión cercana al 66% del territorio nacional, incluyendo alrededor de 1.200 asentamientos humanos ubicados en 16 departamentos y 91 municipios, en los cuales habitan cerca de 2 millones de personas. Aunque la mayoría de estos asentamientos son de naturaleza rural y de baja densidad poblacional, entre ellos se tienen 4 capitales departamentales y 44 cabeceras municipales. Dado su alto grado de dispersión a lo largo y ancho del territorio nacional, las ZNI en Colombia se han dividido en 13 grupos territoriales como se puede ver en la figura 1-1.

La misión institucional de gestionar la energización de las ZNI en Colombia recae en el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE), bien sea en forma directa o mediante convenios o acuerdos con los entes territoriales. Para ello, el IPSE se ha estructurado como un establecimiento público del orden nacional, adscrito al MME (Tabla 1-1), que cuenta con personería jurídica, patrimonio y autonomía administrativa.

1.2 INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS (IPSE).

En este ítem se presenta una breve historia del IPSE, desde los esfuerzos institucionales que lo gestaron, hasta su fortalecimiento y consolidación. Se exponen los elementos misionales y estratégicos que caracterizan al Instituto como su objeto, misión, visión, funciones, recursos y organigrama. Finalmente, se hace una descripción de los centros de innovación tecnológica creados por el IPSE para apalancar la promoción de las soluciones energéticas para las ZNI con base en criterios de investigación.

1.2.1 Historia

La historia del IPSE ha estado ligada a la evolución del sector eléctrico colombiano, empezando en la década del cuarenta del pasado siglo, con la asunción por parte del Gobierno Nacional del liderazgo en la planificación del sector eléctrico, la construcción de la infraestructura de generación, transmisión y distribución y el impulso a la constitución de empresas regionales de naturaleza pública o mixta responsables de la administración y prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales (MME, 2004).



Figura 1- 1. División territorial de las ZNI en Colombia
Adaptado de mapa de división territorial de las ZNI (IPSE, 2010).

Esta reseña se remonta a la conformación del Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, creado por la Ley 80 de 1946 como una entidad autónoma con personería jurídica, a la cual se le asignó un doble objeto social en materia de manejo de aguas y de energía eléctrica. Electroaguas, como se conoció inicialmente, constituyó en su tiempo un esfuerzo del Estado colombiano para asumir la coordinación del sector eléctrico nacional, dada la importancia que el servicio de energía eléctrica venía adquiriendo para el desarrollo socioeconómico de las regiones y a la necesidad de contar con un organismo que planificara a nivel nacional la construcción y financiación de infraestructura de desarrollo eléctrico y la interconexión de los diferentes sistemas (MME, 2004).

En el año de 1968, en el marco de las reformas administrativas adelantadas por el Gobierno Nacional y autorizadas por el Congreso de la República a través de la Ley 65 de 1967, mediante Decreto 3175 de 1968 transformó el Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL). Establecimiento público, con personería jurídica, en autonomía administrativa y patrimonio independiente, adscrito al Ministerio de Obras Públicas, con domicilio en la ciudad de Bogotá, pero con facultades para establecer dependencias en otras ciudades del país (MME, 2004).

En el año de 1992, cuando se redefinió el objeto social y la naturaleza jurídica del Instituto, mediante el Decreto 700 de 1992, expedido por el Gobierno Nacional en el marco de la emergencia económica decretada con el fin de conjurar la situación de crisis en el servicio público de energía eléctrica e impedir la extensión de sus efectos, se adoptaron varias decisiones para el ICEL, entre ellas, la asignación de un nuevo objeto, el de procurar la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica en las ZNI ubicadas fuera del área de cubrimiento de las entidades electrificadoras (MME, 2004).

Con base en las facultades otorgadas por el Decreto 700 de 1992 y mediante el Decreto 1516 de 1992 el Gobierno Nacional dispuso la reestructuración del ICEL, asignándole nuevas funciones. En ese mismo año, el ICEL sufrió una nueva transformación, esta vez a través del Decreto 2120 de 1992 expedido en uso de las facultades otorgadas al Gobierno Nacional en el artículo 20, transitorio de la Constitución Política de 1991. Dentro de los principales aspectos de esta reforma está el cambio de la naturaleza jurídica del ICEL, de establecimiento público a empresa industrial y comercial del Estado del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía (MME, 2004).

El Gobierno Nacional mediante el Decreto 1140 del 29 de Junio de 1999 transformó al ICEL en el Instituto de Planificación y promoción de Soluciones Energéticas (IPSE). El artículo primero de este decreto definió la naturaleza jurídica del IPSE, como la de un establecimiento público del orden nacional, adscrito al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio propio

e independiente, constituido por fondos públicos (MME, 2004). El artículo segundo definió como objeto social del nuevo instituto la identificación, planificación y promoción de soluciones energéticas integrales, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, para las ZNI del país.

Teniendo en cuenta los nuevos desafíos y necesidades de la entidad, en el año de 2004, el Consejo Directivo del IPSE decidió someter a la aprobación del Gobierno Nacional la modificación de su planta de personal, hecho que fue oficialmente aprobado mediante el Decreto 258 de enero 28 de 2004. El Instituto continuó su proceso de consolidación y reconocimiento mediante la Ley del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 1151 de 2007, que en su artículo 66, estableció el "Fortalecimiento del IPSE", como una acción estratégica para lograr una óptima consecución de las metas del Gobierno Nacional en la problemática de las ZNI.

1.2.2 Misión y visión

La misión del IPSE es mejorar las condiciones de vida de las comunidades, ofreciendo una solución energética estructural; con principios de conservación ambiental y respeto por la diversidad, soportado en un equipo humano en constante formación y crecimiento.

La visión del IPSE es posicionarse en América Latina como un instituto que ofrece soluciones energéticas estructurales y promueve alternativas de energización en armonía con la naturaleza, soportado en investigación, con criterios de calidad y eficiencia.

En síntesis el IPSE busca ofrecer soluciones energéticas estructurales a las comunidades rurales como factor de equidad y seguridad nacional, con criterios de eficacia, eficiencia y efectividad, fundamentado en el mejoramiento continuo de sus procesos, con responsabilidad ambiental, en condiciones de trabajo seguro y saludable para las partes interesadas; asegurando el cumplimiento de la legislación aplicable a las actividades que desarrolla.

1.2.3 Objeto, funciones y recursos

En concordancia con su misión, el objeto del IPSE es identificar, promover, fomentar, desarrollar e implementar soluciones energéticas mediante esquemas empresariales eficientes, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, procurando la satisfacción de las necesidades energéticas de las ZNI, apoyando técnicamente a las entidades definidas por el Ministerio de Minas y Energía (IPSE, 2010).

Para el cumplimiento de sus objetivos el IPSE ejerce las siguientes funciones generales:

- Ejecutar los lineamientos y las políticas del Ministerio de Minas y Energía a través de programas y proyectos de infraestructura energética.
- Adelantar estudios e investigaciones para diagnosticar las necesidades energéticas de las regiones que constituyen las ZNI en el país.
- Realizar estudios sobre la viabilidad técnica y financiera de los proyectos a ejecutar.
- Gestionar diversas fuentes de financiación y la participación del sector privado en la ejecución y administración de los proyectos.
- Gestionar la participación de la comunidad en la ejecución, operación y mantenimiento de la infraestructura energética, que garanticen la prestación del servicio de energía de manera eficiente y autosostenible.
- Adelantar convenios con los entes territoriales.
- Ejecutar y supervisar las obras que requiera la infraestructura energética de su competencia.
- Asesorar a las organizaciones o entidades comunitarias encargadas de la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura energética.
- Realizar transacciones internacionales de energía con interconexiones de países vecinos para las ZNI, como parte de la promoción de las soluciones energéticas de una región, cuando esta sea la única solución energética factible y no sea viable o conveniente conectar al SIN, siempre y cuando no implique atención a usuarios finales.

La Ley del Plan Nacional de Desarrollo 1151 de 2007 en su artículo 66, fortaleció al IPSE y complementó sus funciones como una entidad especializada en la estructuración e interventoría de proyectos de energización en las ZNI:

- Administrar la información energética de las ZNI.
- Desarrollar e implementar soluciones energéticas, como energías renovables y/o limpias.
- Desarrollar programas de uso racional de la energía.
- Conseguir recursos de cooperación internacional para cofinanciación de proyectos energéticos y transferencia de tecnologías.
- Desarrollar una gestión efectiva de la normatividad y regulación aplicable a las ZNI, para actuar anticipada y proactivamente ante los diferentes entes u organismos encargados de legislar, reglamentar, y promulgar actos administrativos.

De acuerdo con el Decreto 257 de 2004; el IPSE cuenta con los siguientes recursos para su operación (IPSE, 2010):

- Los recursos de la nación asignados al IPSE.
- Los aportes, donaciones y demás contribuciones que reciba
- Los recursos de créditos.
- Los ingresos provenientes de la venta de sus activos y derechos.
- Los rendimientos financieros de los recursos que se le transfieran a cualquier título, con excepción de los procedentes del Presupuesto General de la Nación, de conformidad con lo establecido en el Estatuto Orgánico de Presupuesto.
- Los dividendos que originen sus aportes e inversiones en acciones y sus participaciones en sociedades en desarrollo de su objeto social.

1.2.4 Estructura organizacional

En el Decreto 257 de 2004 se estableció la estructura orgánica del IPSE, la cual se encuentra conformada por: el Consejo Directivo, la Dirección General, dos Subdirecciones, la Secretaría General y las coordinaciones en cada una de las dependencias misionales. De la dirección general dependen directamente la oficina jurídica y el Centro Nacional de Monitoreo-CNM (IPSE, 2010), tal como se observa en la figura 1-2.

Los grupos internos de trabajo conservan una organización matricial para el cumplimiento de los objetivos y funciones asignadas, para velar por la integralidad de los procesos misionales, la aplicación de perspectivas multidisciplinarias en el desarrollo de las actividades y la colaboración armónica y eficaz entre las diferentes áreas (MME, 2004).

1.2.5 Centros de Innovación Tecnológica

El IPSE ha creado los centros de Innovación Tecnológica (CIT) con el objeto de obtener soluciones energéticas para las ZNI. Estos Centros son áreas geográficas con características particulares desde el punto de vista de los recursos energéticos disponibles y sus aspectos socioeconómicos y culturales.

Los centros de innovación tecnológica posibilitan el aprendizaje y la apropiación de las diferentes tecnologías de generación, preferentemente con energías renovables propias del lugar. Estos centros le permiten al país tener unos sitios con condiciones favorables para la investigación, implementación, apropiación y evaluación de las diferentes tecnologías energéticas a la vez que permiten optimizar los recursos.

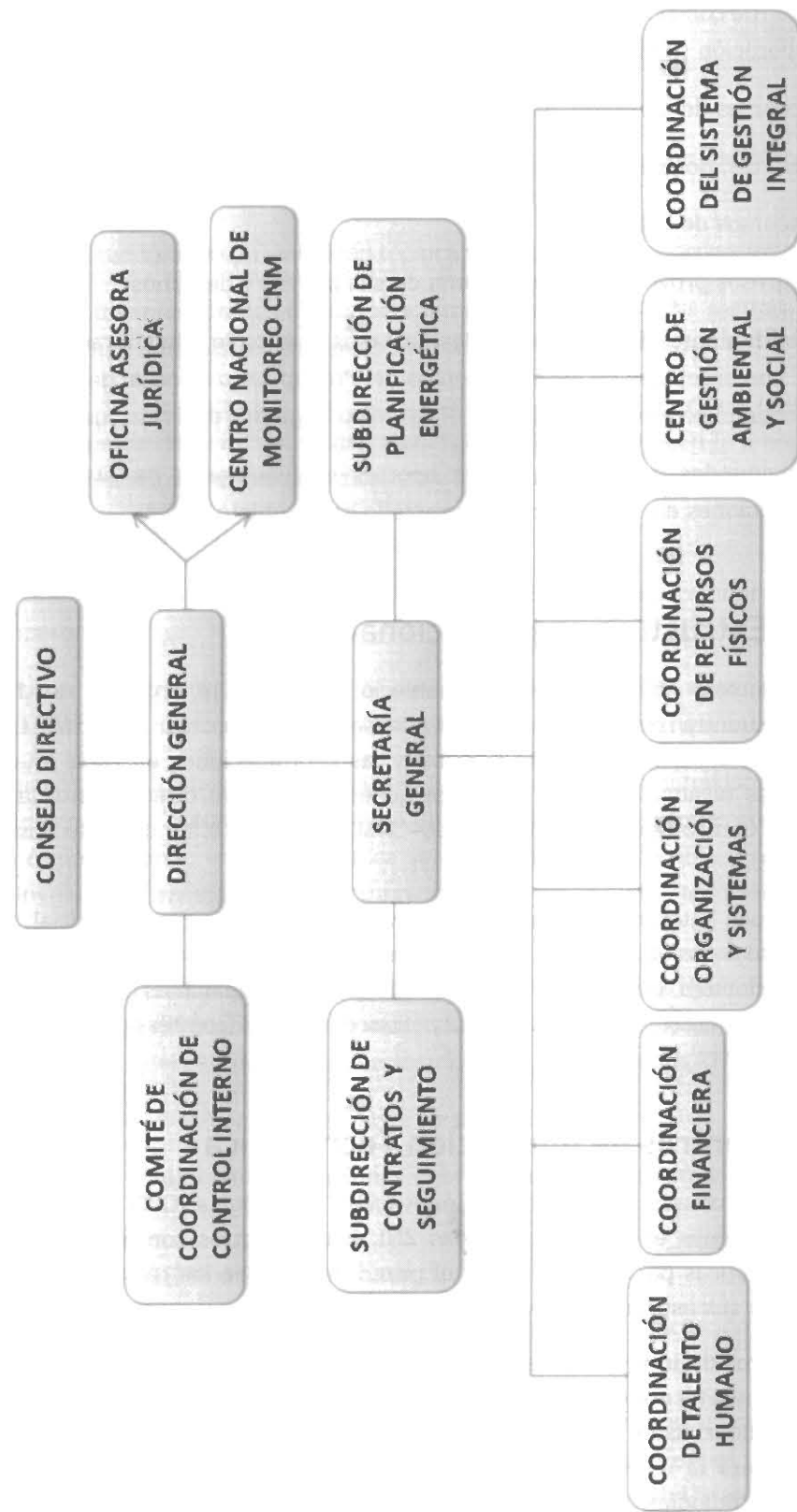


Figura 1-2. Estructura organizacional del IPSE.
Fuente: IPSE, 2010

Ha sido estratégico localizar los diferentes centros en varios puntos del territorio nacional. En la Figura 1-3 se aprecian los ubicados en la región Caribe, específicamente en Isla Fuerte, Titumate y en la Alta Guajira; en el Pacífico y en el Urabá Antioqueño y Chocoano.



Figura 1-3. Centros de innovación IPSE
Adaptado de Centros de innovación IPSE (IPSE, 2010).

Los diferentes centros de innovación tecnológica se caracterizan por el uso de un determinado energético o grupo de energéticos, es así que se han establecido los siguientes:

- Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en combustibles líquidos y gaseosos. En él se han desarrollado proyectos de generación de energía utilizando combustibles gaseosos como Gas Licuado de Petróleo (GLP), que tiene como fin

comparar los rendimientos, impactos ambientales y evaluar el funcionamiento general de los grupos electrógenos, frente a la utilización de los combustibles tradicionalmente utilizados en la generación. El centro se encuentra ubicado en Isla Fuerte-Bolívar (IPSE, 2010).

- Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en agroenergía. En este se tiene planeado la implementación de proyectos para la producción de combustibles obtenidos de especies agrícolas (agrocombustibles). El centro de innovación tecnológica con énfasis en agroenergía se ubica en la zona geográfica del Urabá Antioqueño y Chocoano, y en el municipio de Frontino - Antioquia. En dichas áreas se encuentran tierras aptas y fértiles para diferentes tipos de cultivos energéticos, suelo donde se han presentado varios procesos de siembra comunitarios de estas especies (IPSE, 2010).
- Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en energía hidráulica. Está constituido por diferentes tecnologías asociadas a la conducción de agua para accionar pequeñas turbinas. El centro de Innovación que se ubica en la zona de Cupica en el Departamento del Chocó, se complementa con una pequeña central hidroeléctrica de 55 kW en el departamento de Antioquia, para suplir de energía al corregimiento de La Encarnación (IPSE, 2010).
- Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en biomasa. Está conformado por tecnologías de generación con base en gasificación de residuos de origen forestal, los cuales son tomados de los depósitos que arriban a las playas de la región del Totumo, zona rural del municipio de Necoclí, en el departamento de Antioquia. El sistema actual es capaz de suministrar energía eléctrica a 50 familias (IPSE, 2010).
- Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en energía eólica. En él se usan tecnologías de turbinas eólicas, encaminadas a suministrar energía eléctrica a comunidades apartadas y con bajos niveles de demanda. Se trata de aerogeneradores monopala de movimiento oscilante, ubicados en la alta Guajira, en los corregimientos de Nazareth y Puerto Estrella, en el municipio de Uribia (IPSE, 2010).
- Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en energía solar. Está concebido para suministrar energía eléctrica con base en la implementación de un sistema híbrido de generación a partir de concentración solar y combustible diesel. El Centro se ubica en la zona de Titumate en el departamento del Chocó (IPSE, 2010).

1.3 MARCO LEGAL

El mercado de electricidad está soportado fundamentalmente en la Constitución Política de la Nación que determina los principios constitucionales para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, dentro de los cuales se encuentra la energía eléctrica. En resumen, las diferentes leyes que dan estructura jurídica al sistema energético del país son: Ley 142 de 1994 ó ley de los Servicios Públicos, que establece el marco regulatorio general de la prestación de estos servicios; Ley 143 de 1994 o Ley Eléctrica, la cual define los fundamentos del marco regulatorio específico de la prestación del servicio de energía eléctrica; las regulaciones de la CREG, con la que se reglamentan y aclaran las distintas aplicaciones e interpretaciones de las leyes y regulaciones generales del país en el ámbito energético de electricidad y gas; las leyes del Congreso de la República y decretos del Gobierno con fuerza de ley, tales, como la Ley 697 de 2001 ó Ley del Uso Racional de Energía (URE), mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía enfocado a las fuentes alternas y se promueve la cogeneración.

En Colombia, el Decreto-Ley 2811 de 1974 conocido como el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente, regula el manejo de los recursos naturales renovables, como: la atmósfera y el espacio aéreo nacional, las aguas en cualquiera de sus estados, la tierra, el suelo y el subsuelo, las fuentes primarias de energía no agotables. Se regula también los demás elementos y factores que conforman el ambiente o influyan en el denominador de este código, como los residuos, basuras, desechos y desperdicios, y el ruido.

En el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente quedan definidos como recursos energéticos primarios, los siguientes: energía solar, eólica, pendientes, desniveles topográficos o caídas, recursos geotérmicos y la contenida en el mar. De igual forma, por decreto, se definen como fuentes no convencionales de energía aquellos recursos que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran fuentes no convencionales de energía, entre otras, la energía solar, energía eólica, energía geotérmica, energía proveniente de fuentes de biomasa, pequeños aprovechamientos hidroenergéticos y la energía proveniente de los océanos (República de Colombia, 2003).

1.3.1 Legislación Ambiental

En Colombia se ha definido un marco regulatorio encaminado a la preservación del medio ambiente, que compete al Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, las Corporaciones Autónomas Regionales y a los Entes Territoriales, principalmente. La Ley 23 de 1973, por ejemplo, establece la necesidad de prevenir y controlar la contaminación del medio ambiente y de buscar el mejoramiento, conservación y restauración de los recursos naturales renovables (Congreso de Colombia, 1973). En aras al cumplimiento de este objetivo se dictó el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente el cual define claramente los términos para las concesiones, autorizaciones y permisos para uso de recursos naturales de dominio público (República de Colombia, 1974)

En la Ley 99 de 1993, se precisan las tasas retributivas y compensatorias a las cuales deben sujetarse quienes hagan uso de la atmósfera, el agua y el suelo con actividades contaminantes, y mediante el Decreto 883 de 1997 se establecen un instrumento administrativo para prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental denominado Documento de Evaluación y Manejo Ambiental con su correspondiente Plan de Manejo Ambiental. Otra ley relevante es la 09 de 1979, la cual prohíbe descargar en el aire contaminantes en concentraciones y cantidades superiores a las establecidas en el mismo (Congreso de Colombia, 1979). Adicionalmente, en Colombia existen leyes y decretos de tipo ambiental que pueden favorecer el uso de fuentes alternas, por ejemplo el Decreto 948 de 1995, en el cual se trata la prevención y el control de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire.

1.3.2 Legislación Tributaria

En Colombia se han establecido incentivos en materia tributaria para la promoción del uso de fuentes alternativas de energía que permiten proveer de energía eléctrica y térmica en zonas aisladas y al mismo tiempo fomentan el cuidado del medio ambiente (Decreto 2755 de 2003, Ley 383 de 1997). También, existe exención de Impuesto al Valor Agregado (IVA), a equipos, elementos y maquinarias destinados a proyectos, programas o actividades que correspondan a la implementación de metas ambientales concertadas con el Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

En el país se promueve el uso racional de energía como un asunto de interés social, fundamental para la competitividad de la economía colombiana; se impulsa el uso de combustibles alternativos como el biocombustible de origen vegetal o animal mezclados con ACPM para uso en motores diesel de producción nacional y también la utilización del alcohol de los combustibles oxigenados mediante exenciones tributarias de diferentes índoles (la Ley 939 de 2004 y Ley 788 de 2002). Por tal razón, el uso de

biocombustible para Colombia con la fórmula B5 (5% de biodiesel con 95% de ACPM) es obligatorio a partir de enero de 2008 y se pretende aumentar este porcentaje a B10 en 2010 y B20 en 2012 (Moreno, 2008; Pérez, 2008)

1.3.3 Legislación para Zonas No Interconectadas (ZNI)

Las ZNI deben ser administradas bajo lineamientos normativos diferentes a los del SIN, dentro de los cuales se encuentran disposiciones para el establecimiento de metodologías generales, como por ejemplo: la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica y la fórmula tarifaria general para determinar el costo unitario de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI del territorio nacional (SSPD, 2007). Estas disposiciones son aplicadas a todas las personas que están organizadas en alguna de las formas dispuestas por el Título I de la Ley 142 de 1994, desarrollan las actividades de generación, distribución y/o comercialización de energía eléctrica en las ZNI, exceptuando el Archipiélago de San Andrés y Providencia.

Mediante la Resolución 181072 de 2008, se desarrolló el trámite para la contratación de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio público de energía eléctrica en las ZNI. El contrato de concesión de áreas de servicio exclusivo tiene por objeto asegurar que un concesionario por su cuenta y riesgo preste alguna o todas las actividades involucradas con el servicio público de energía eléctrica, en condiciones de exclusividad en el área geográfica concedida perteneciente a las ZNI (SSPD, 2008).

Por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura del servicio público de energía eléctrica se pueda extender a toda la población, el Ministerio de Minas y Energía, es quien contrata mediante invitación pública todas o alguna de las actividades involucradas en el servicio público de energía eléctrica en las áreas geográficas perteneciente a las ZNI (SSPD, 2008). Adicionalmente, el MME, por medio de la resolución 180991 de 2008, delega al IPSE, la transferencia de los recursos de subsidios a los entes encargados de la prestación del servicio en las ZNI, teniendo en cuenta las disposiciones artículo 11 de la Resolución interna del MME 182138 de 2007.

Los subsidios asignados para las ZNI tienen un determinado manejo. Según lo establecido en el artículo 62 de la Ley 812 de 2003, los subsidios destinados a los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3 ubicados en las ZNI pueden ser utilizados tanto para inversión, como para cubrir los costos del combustible requerido por las plantas de generación eléctrica en estas zonas (MME, 2004). Son beneficiarios del subsidio los usuarios pertenecientes a las localidades ubicadas en ZNI, que cuenten con el servicio de energía eléctrica y sean sujetos de subsidio

conforme con la Ley 142 de 1994. Los respectivos prestadores del servicio público de energía eléctrica, deberán estar inscritos ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (MME, 2004).

La Resolución 180901 de 2006 fija la metodología de enajenación de los activos que el IPSE posee en el SIN. En dicha resolución se establece el valor actual de enajenación de los activos de propiedad del IPSE, que actualmente son utilizados por empresas operadoras de red del Sistema Interconectado Nacional (MME, 2006).

1.3.4 Fondos de apoyo a zonas no interconectadas

El gobierno colombiano ha creado diferentes fondos que contribuyen a proveer energía a aquellos ciudadanos que carecen de ella o que no puedan pagarla. Básicamente estos fondos abordan problemas de ingreso (pobreza) y de distancia de la red. En este sentido, las ZNI tienen la posibilidad de acceder a estos fondos, aunque no todos están diseñados específicamente para éstas (por ejemplo existen familias que no tienen acceso a la energía pero se encuentran en zonas no interconectadas). Los diferentes fondos se describen a continuación.

1.3.4.1 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI)

En los artículos del 81 al 83 de La Ley 633 de 2000 y por medio del Decreto Reglamentario 1124 de 2008, el Gobierno Nacional creó el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI), con el objetivo de financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las ZNI. El FAZNI está financiado con aportes del SIN. Según la Ley 633 de 2000 por cada kWh (kilovatio-hora) despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) recaudará un peso (\$1.00) moneda corriente, con destino a este fondo. De esta forma las zonas interconectadas subsidian a las zonas aisladas.

1.3.4.2 Fondo Nacional de Regalías (FNR)

Mediante el Decreto 4355 de 2005 se crea el Consejo Asesor de Regalías, como una instancia de apoyo y asesoría al Departamento Nacional de Planeación en la determinación de las pautas y requisitos que deben ser cumplidos por las entidades territoriales que se ajusten a los planes de desarrollo territoriales, como al Plan Nacional de Desarrollo (MME, 2010). Los requisitos y trámites que se debe surtir

para los proyectos de inversión que sean presentados con solicitud de recursos del Fondo Nacional de Regalías y compensaciones pactadas a favor de los departamentos y municipios están debidamente reglamentados (Decreto 416 de 2007, Ley 141 de 1994, Ley 756 de 2002 y Ley 781 de 2002).

1.3.4.3 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER)

El FAER creado por el artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y reglamentado con el Decreto 1122 de 2008, permite que los Entes Territoriales con el apoyo de las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica en la zona de influencia, sean los gestores de planes, programas y proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica. El objetivo es ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas, conforme con los planes de ampliación de cobertura que estructuran cada uno de los Operadores de Red y que cuentan con la viabilidad de la UPME.

1.3.4.4 Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE)

El Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE) creado mediante la Ley 1117 de 2006, consiste en la financiación por parte del Gobierno Nacional de planes, programas o proyectos elegibles de conformidad con las reglas establecidas en el Decreto 1123 de 2008 y las normas que lo sustituyan o complementen, cuya vigencia será igual a la establecida para los diferentes fondos que financien el Programa. El PRONE será financiado hasta con un 20% del recaudo de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER) de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 1° de la Ley 1117 de 2006 y con los recursos previstos en el artículo 68 de la Ley 1151 de 2007, con los ajustes establecidos en la Resolución CREG-003 de 2008 y de aquellas que la modifiquen o sustituyan, estarán a cargo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), quien recaudará de los dueños de los activos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) el valor correspondiente.

1.3.4.5 Fondo de Energía Social (FOES)

El artículo 118 de la Ley 812 de 2003 (Plan Nacional de Desarrollo para el período 2003-2006) definió como fondo especial del orden nacional, los recursos provenientes del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión, calculadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. En Colombia, se definió un fondo especial de orden nacional con base en las rentas originadas de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los convenios de la

Comunidad Andina de Naciones (artículo 118 de la Ley 812 de 2003, artículos del 3 al 11 del Decreto 4978 de diciembre 27 de 2007 y artículo 59 de la Ley 1151 de 2007).

El Ministerio de Minas y Energía administra el Fondo de Energía Social como un sistema especial de cuentas, con el objeto de cubrir a partir de 2007, hasta cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora (kw/h) del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo y en zonas subnormales urbanas definidas por el Gobierno Nacional. No se benefician de este fondo los usuarios no regulados.

1.3.4.6 Fondo del gobierno holandés

El Mecanismo Financiero para la Electrificación (MFE) es un programa de cooperación internacional suscrito entre el gobierno Colombiano y el Reino de los Países Bajos. Dentro de este marco, Holanda realizó un convenio de financiación para la electrificación con el fin de aliviar la pobreza, cooperar entre sector privado/público y cumplir metas de sostenibilidad y Objetivos del Milenio establecidas en la cumbre de Johannesburgo en 2002. Con la cooperación de recursos internacionales, el MFE contribuye a reducir los niveles de pobreza en Colombia, mediante la cofinanciación de proyectos de infraestructura energética en el ámbito rural y periurbano, logrando el bienestar y el progreso de las comunidades más necesitadas del país.

1.4 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

El desarrollo de las fuentes alternas no solamente se ha logrado con la voluntad de las sociedades, sino que ha necesitado del desarrollo de reglamentaciones apropiadas (leyes, regulaciones, etc.) las cuales han sido aplicadas por los gobiernos de todo el mundo con éxito. En esta sección se presentan los tratados relacionados con las fuentes alternas hechos a nivel internacional, de igual forma se analizan las diferentes políticas que se han dado en el mundo, con el fin de percibir los adelantos que se han presentado en esta materia y que han permitido la implementación de fuentes alternas de energía.

1.4.1 Tratados internacionales

La preocupación por el calentamiento global se ha convertido en un problema de nivel mundial. Por tal razón en el ámbito internacional existen una serie de acuerdos relacionados con el cambio climático y el fomento de la aplicación de fuentes de energía limpias, para reducir las emisiones generadas por los combustibles fósiles.

1.4.1.1 Protocolo de Kioto

El 11 de diciembre de 1997, los países industrializados se comprometieron, en la ciudad de Kioto, a ejecutar un conjunto de medidas para reducir los gases de efecto invernadero. Los gobiernos signatarios de dichos países pactaron reducir en un 5% de media las emisiones contaminantes entre 2008 y 2012, tomando como referencia los niveles de 1990. El acuerdo entró en vigor el 16 de febrero de 2005, después de la ratificación por parte de Rusia el 18 de noviembre de 2004 (IPSE, 2010).

El objetivo principal es disminuir el cambio climático de origen antropogénico cuya base es el efecto invernadero, puesto que según las cifras de la ONU, se prevé que la temperatura media de la superficie del planeta aumente entre 1,4 y 5,8 °C de aquí a 2100, a pesar que los inviernos son más fríos y violentos. Esto se conoce como Calentamiento global. La Comisión Europea sobre Kioto señala que estos cambios repercutirán gravemente en el ecosistema y en nuestras economías (IPSE, 2010).

El protocolo señala específicamente que, con el fin de promover el desarrollo sostenible, las partes aplicarán y seguirán elaborando políticas y medidas como la investigación, promoción, desarrollo y aumento del uso de formas nuevas y renovables de energía y de tecnologías avanzadas y novedosas que sean ecológicamente racionales (IPSE, 2010).

1.4.1.2 Libro Blanco

Hace referencia al cambio climático que está provocando un aumento de las temperaturas y modificando la cantidad y los regímenes de las precipitaciones, lo que tendrá como efecto una elevación media global del mar, la aparición de riesgos de erosión en las costas y un probable agravamiento de las catástrofes naturales ligadas al clima, trayendo consigo repercusiones importantes en ámbitos como la industria, el aprovisionamiento de alimentos, la sanidad, los transportes y la integridad de los ecosistemas, con consecuencias económicas y sociales (Comisión de la Unión Europea, 2009).

Ante el cambio climático se requieren dos respuestas: por un lado medidas de mitigación que permitan reducir las emisiones de gases efecto invernadero y por el otro, hay que actuar para hacer frente a los impactos inevitables que ya se han generado, es decir, medidas de adaptación que permitan al planeta recuperarse de los efectos de los gases efecto invernadero que ya están en la atmósfera (Comisión de la Unión Europea, 2009). En este sentido, el Libro Blanco establece un marco para reducir la vulnerabilidad de la Unión Europea (UE) al impacto del cambio climático.

1.4.1.3 Libro Verde

Constituye una etapa importante en el desarrollo de una política energética de la UE. En él se presenta una estrategia para que la comunidad europea logre una energía sostenible, competitiva y segura; adicionalmente, recoge la nueva realidad con que se encuentra Europa en cuanto a la energía, plantea cuestiones para el debate y sugiere posibles medidas a nivel europeo (Comisión de la Unión Europea, 2006).

1.4.2 Implantación de políticas a nivel internacional

Muchos gobiernos han desarrollado políticas orientadas a promover las fuentes alternas de energía; sin embargo, antes de entrar a definir cuales políticas son más apropiadas, es importante determinar cuáles son los intereses y las necesidades de estos gobiernos en el momento de definir las políticas. En este orden de ideas se presentan seis asuntos que pueden condicionar el desarrollo de las fuentes alternas y los incentivos presentes en un país:

- El primer asunto a considerar es el relacionado con el costo de los recursos energéticos convencionales, mientras más costosos sean éstos, existirán más incentivos para buscar recursos alternos o sustitutos de acuerdo con la lógica económica.
- El segundo asunto se relaciona con la dependencia energética de los países. Algunos de los países desarrollados (especialmente en Europa y Asia) tienen pocos recursos energéticos convencionales; por lo tanto, se ven forzados a importarlos y pagar precios cada vez mayores por éstos. Bajo estas condiciones es apenas lógico que un país se preocupe por buscar fuentes alternas que garanticen un adecuado suministro de energía y que minimicen la dependencia de recursos externos. Aquellos países que tengan abundancia de recursos convencionales (cuencas con gran potencial de aprovechamiento hidroeléctricos, yacimientos de hidrocarburos, etc.) no sentirán tanta presión por buscar fuentes alternas.
- Un tercer asunto es la necesidad de proveer energía a toda la población. Este problema se presenta especialmente en los países en vías de desarrollo con grandes extensiones de tierra sin suministro eléctrico, como es el caso colombiano. La gran mayoría de los países desarrollados tiene resuelto el asunto de provisión de energía a la población, puesto que sus sistemas eléctricos han tenido mayor inversión y desarrollo.
- El cuarto asunto analizado es la configuración de los sistemas eléctricos. El modelo de suministro que ha imperado hasta el momento se ha basado en una

generación centralizada (se genera energía en grandes proyectos y luego esta se transporta hasta los centros de consumo), mientras que en los últimos años han aparecido desarrollos tecnológicos que han permitido la redefinición del esquema para orientarse a una generación distribuida (se genera cerca de los centros de consumo). En este esquema, la red eléctrica deja de ser necesaria, convirtiéndose más bien en un respaldo para los consumidores en caso de que la solución distribuida presente problemas temporales.

- El quinto asunto tiene que ver con la posición de cada estado frente al modelo económico de desarrollo del sector eléctrico. En este sentido algunos países han decidido crear mercados de electricidad para promover la competencia y la participación del sector privado, mientras que por el contrario otros países han decidido mantener un control estatal absoluto del sector eléctrico. Entre estos dos tipos de extremos existe gran variedad de configuraciones en las cuales, se crea un marco regulatorio para velar por la eficiencia económica de las actividades de los mecanismos de mercado o de la intervención estatal para controlar fallos de los mercados (monopolios naturales, oligopolios, externalidades, etc.). El grado de intervención estatal en el sector eléctrico puede ser determinante en el momento de diseñar políticas de fomento a nuevas fuentes o tecnologías.
- El sexto aspecto a considerar se refiere a los intereses de desarrollo y competitividad de los países. En este sentido la política o incentivo puede estar orientada a aprovechar una fuente o fabricar una tecnología en la cual el país tenga ventajas competitivas y comparativas, facilitando su exportación y por ende generación de ingresos para el país. Es así como los países que tienen industria fabricante de equipos de energía renovable tienen un incentivo especial por apoyarla.

Una vez analizados estos aspectos, los cuales tienen cierta independencia entre sí, es fácil entender que cuando se conjugan varias condiciones especiales existe una justificación para apoyar el desarrollo de las fuentes alternas; mientras que con otro tipo de combinaciones, se puede identificar porqué no existe tanto apoyo, o porqué es conveniente enfocarse en nichos especiales para el desarrollo de las nuevas fuentes.

1.4.2.1 Mecanismos de política usados a nivel mundial

Los mecanismos de fomento a la energía eléctrica renovable se pueden clasificar en cuatro categorías: políticas obligatorias, económicas, de gestión, operación y de investigación y desarrollo, como se ilustra en la tabla 1-3. Los mecanismos no son mutuamente excluyentes y algunos de ellos pueden ser complementarios.

Tabla 1-3. Clasificación de políticas de incentivos a energías renovables

Clasificación	Instrumento Político
Políticas Obligatorias	Regulación y Reglas Generales Obligaciones/Portafolio Estándar
Políticas Económicas	Incentivos tributarios Precios Garantizados/Feed In Subsidios, concesiones o reembolso de capital Financiación por Terceros Impuestos a los combustibles Fósiles
Políticas de Investigación y Desarrollo	Investigación y Desarrollo
Políticas de Gestión y Operación	Sistemas de Licitación Compras del Gobierno Sistemas de Precios Verdes Certificados Comerciables de Energía Renovable – CER Programas Voluntarios Conciencia Pública Energización Rural Medición neta

Fuente: [Botero et al., 2007]

- Políticas obligatorias. Las políticas obligatorias son medidas que impone el gobierno a ciertos agentes del mercado. Este tipo de políticas son de carácter general y sientan las bases para el cumplimiento de objetivos más específicos. En esta división se tienen dos instrumentos específicos:
 - Regulación y reglas generales: este instrumento se refiere a cómo un país orienta su política energética general y dentro de ésta, se define la política con respecto a las energías renovables
 - Portafolio estándar: en el portafolio estándar de renovables o sistema de cuotas u obligaciones se tiene en cuenta que la energía renovable debe participar de un porcentaje determinado de la generación o del consumo de energía en un país (Berry et al., 2001).
- Políticas económicas. Las políticas económicas pueden a su vez ser subdivididas en dos clases principales. La primera se refiere a las políticas que proveen incentivos económicos para el desarrollo de energías renovables, la segunda clase está relacionada con las políticas que proporcionan obstáculos y desincentivos a las fuentes convencionales de energía. Entre las estrategias que motivan la implementación

de energías alternativas y limpias se mencionan los incentivos tributarios, precios garantizados/feed in (Este mecanismo ofrece a los desarrolladores de energía renovable un precio garantizado de venta de la energía), subsidios, financiación por terceros (arreglo financiero donde el gobierno asume un riesgo, mientras que un tercero aporta fondos propios) e impuestos a combustible convencionales de origen fósil.

- Políticas de investigación y desarrollo. Este tipo de política está relacionada con el apoyo directo que dan los gobiernos para apoyar la investigación y el desarrollo de las tecnologías de energía renovable. Como la investigación se realiza en la primera etapa del desarrollo tecnológico, estas políticas no ofrecen beneficios directos o económicos de corto plazo, pero son diseñadas para producir resultados científicos. Aunque se trate en sí de un solo instrumento de política, por su naturaleza es clasificado como un instrumento diferente de todos los demás.
- Políticas de gestión y operación. Este tipo de instrumentos políticos incluye mecanismos de tipo más operacional que los anteriores, es decir, los gobiernos usan métodos de gestión administrativa y mecanismos de mercado para que se desarrolle la energía renovable y la generación distribuida. Cabe anotar que en esta categoría se incluyen tanto acciones directas del gobierno, como aquellas en las que se recurre al libre albedrío de los agentes del mercado.
 - Sistemas de licitación o competencia: es un esquema de competencia donde el gobierno otorga un subsidio a un inversionista privado a través de un proceso de licitación para cubrir parte de sus costos y estimularlos para el desarrollo de las energías renovables. De las propuestas que se presentan, se selecciona el proyecto con más bajo costo de generación. Un componente importante de este mecanismo es que induce a la competencia durante todo el proceso de inversión, construcción y operación de los proyectos de energías renovables.
 - Compras del gobierno. en este mecanismo el gobierno usa su potencial como consumidor de energía (edificios, instalaciones, etc.) para invitar a potenciales vendedores a que le ofrezcan energía proveniente de fuentes renovables, favoreciendo la adopción de las nuevas fuentes, sin embargo normalmente se paga un sobre costo que podría ser usado en otras actividades gubernamentales que pudieran considerarse de mayor prioridad. Esta discusión es especialmente relevante en los países en vías de desarrollo, los cuales buscan racionalizar sus gastos para poder orientar recursos a resolver las necesidades básicas insatisfechas (alimentación, vivienda, etc.).
 - Sistemas de precios verdes: este sistema permite la compra de electricidad limpia de una fuente de energía renovable. El objetivo de este sistema es

permitir a los usuarios soportar, en gran proporción, la inversión en energía renovable de la Empresa de Servicios Públicos (E.S.P.) Normalmente la E.S.P. carga una prima al consumidor por este servicio. Los usuarios participantes típicamente están de acuerdo en pagar una prima en su factura eléctrica para cubrir el costo adicional de las energías renovables. Un sistema de precios verdes es voluntario para los clientes.

- **Certificados comerciables de energía renovable (CER):** los certificados permiten a las empresas y a las personas apoyar la generación de energía eléctrica renovable (Gillenwater, 2008). Los CER son pues un mecanismo que facilita el seguimiento y registro de la energía renovable producida. La principal ventaja de estos certificados es que evitan los costos de programar la generación y el costo de entrega de la energía (costos de transmisión). Desde la perspectiva del consumidor, la ventaja de los certificados es que éstos hacen posible el apoyo a las energías renovables, sin importar dónde están localizadas o cuán lejos se encuentren de las plantas de generación.
- **Programas voluntarios:** se considera programa voluntario porque los proveedores no están forzados por ley a participar en este esquema, sin embargo es probable que encuentren algunos beneficios por hacerlo. En muchos casos este instrumento se complementa con el de precios verdes. Una variante de este instrumento son los programas de etiquetado verde. En éstos los proveedores de energía acceden a ser auditados por una entidad independiente, y recibir una certificación o etiqueta de que su energía proviene de fuentes renovables.
- **Conciencia pública:** este instrumento consiste en programas que hace el gobierno con el fin de crear e incrementar la conciencia pública sobre las oportunidades y beneficios de las tecnologías de energía renovable. Entre estos se puede mencionar los programas de educación y difusión de información sobre las fuentes renovables. Este tipo de incentivo representa un gasto del gobierno en una actividad sobre la cual resulta difícil medir un retorno inmediato, sin embargo en el largo plazo esta generación de cultura y concientización puede tener buenos resultados en el largo plazo.
- **Energización rural:** la aplicación de las energías renovables está destinada también a aquellas regiones que no cuentan con sistemas de distribución eléctrica, ni lo contarán a largo plazo, debido al alto costo que puede requerir el montaje del sistema completo o de las líneas de transmisión. La utilización de las energías renovables en las actividades rurales y agrarias tiende a la generación in situ de la electricidad, lo que hace su aplicación sumamente racional debido a la escasa densidad de usuarios de tales regiones, gran separación, y muchas

veces existencia de accidentes naturales como montes, cordilleras, selvas, lagos, ríos, etc. En términos de política, la energización rural no es un instrumento político único, sino que es la base para una estrategia en la cual se conjugan diferentes instrumentos de fomento (Moonga, 2006).

- **Medición neta:** en términos sencillos permite a los clientes generar su propia electricidad, "depositando" en la red los excedentes y "retirando" energía desde la red cuando los requerimientos sean mayores que la producción. Bajo este mecanismo se emplea una métrica para determinar la energía que se entrega a la red, mediante flujos de entrada o salida de electricidad; este tipo de operaciones puede ser realizado utilizando contadores "bi-direccionales" simples. Este instrumento es especialmente útil para aquellas tecnologías que producen energía renovable e intermitente como son: la solar fotovoltaica y la eólica, y para sistemas de autogeneración y cogeneración que pueden generar excedentes de energía a ciertas horas del día. El gran beneficio de este incentivo es que contribuye a la diseminación de la generación distribuida, disminuyendo los riesgos inherentes a la generación centralizada, pero a la vez requiere de grandes inversiones para balancear la red, y se debe solucionar el asunto del desfase de precios entre las horas del día.

1.4.2.2 Aplicaciones en países

Para desarrollar de forma apropiada una política de desarrollo de fuentes alternas, la experiencia ha demostrado que no basta con aplicar tan solo uno de los instrumentos anteriormente descritos, sino más bien en hacer combinaciones de éstos. Es así como cada país ha implantado diferentes mecanismos debido a las particularidades relacionadas con los aspectos mencionados al comienzo de esta sección. Sin embargo resulta muy engorroso entrar a analizar en detalle las políticas desarrolladas. Más bien y a manera de resumen se presenta la Tabla 1-4, en donde se señalan los tipos de instrumentos que han aplicado en el mundo.

Si se compara los instrumentos presentados en la Tabla 1-4, se puede concluir que en Colombia sólo se tienen cuatro instaurados, los cuales han sido explicados a lo largo del presente capítulo, repasando son:

- Regulación y reglas generales.
- Créditos tributarios, exenciones o reembolsos.
- Investigación y desarrollo.
- Electrificación rural.

Tabla 1-4. Instrumentos de política de apoyo a energías renovables aplicados por país.

	Sistemas de licitación o de competencia	Impuestos a los Combustibles Fósiles Precios Verde	Certificados Comerciable de Energía Renovable	Garantizar Precio/Feed in	Incentivos tributarios	Subsidios, concesiones o reembolso de capital	Conciencia Pública	Compras del Gobierno	Programas Voluntarios	Financiación por terceros	Investigación y Desarrollo	Electrificación Rural	Medición Neta	Obligaciones/Portafolio Estándar	Regulación y Reglas Generales
Alemania	X	X	X	X	X	X		X		X					X
Austria			X	X	X	X			X						
Australia		X	X	X		X		X						X	
Bélgica			X		X	X						X	X		
Canadá	X			X	X	X	X			X	X	X	X		
Chipre														X	
Dinamarca		X		X	X					X		X			
España				X	X	X	X		X						
Estados Unidos	*	*	X	*	X	X	X	X	*	*		X			
Estonia				X											
Filandia			X		X			X							X
Francia	X		X	X	X	X			X	X					
Grecia			X	X	X										
Hungría	X		X	X											
Italia			X		X			X				X	X		
Inglaterra			X	X	X										
Irlanda	X		X	X	X			X							
Israel													X	X	
Japón	X		X		X			X							
Korea			X	X	X										
Noruega	X		X	X	X										
Países Bajos			X	X	X										
Portugal			X	X	X										
Polonia	X				X									X	
Reino Unido								X							
Suecia		X		X				X							
Suiza			X	X	X	X	X	X						X	
Reino Unido															
República Checa			X	X	X	X						X			
Argentina					X										
Brasil			X	X					X		X				
Camboya					X										
China	X			X	X	X	X	X	X	X					
Costa Rica			X												
Guatemala				X											
Filipinas				X											
India	X			X	X	X			X		X				
Indonesia			X												
Jamaica					X										
México				X								X		X	
Nicaragua			X	X											
Paraguay											X				
Perú											X				
Tailandia				X	X							X	X		
Turky				X	X										

Fuente: BOTERO et al., 2007

En términos absolutos este es un número pequeño, sin embargo también se debe tener en cuenta que este país dispone de gran cantidad de recursos convencionales (incluyendo los grandes proyectos hidroeléctricos y la disponibilidad de combustibles fósiles), situación que no se presenta en otros países.

1.4.2.3 Aplicaciones en el mundo y Colombia

Con base en lo visto anteriormente, es perfectamente entendible la razón por la cual países europeos como España y Alemania tienen políticas agresivas de fomento a las fuentes alternas en los sistemas centralizados. Primero que todo Europa tiene compromisos para reducir emisiones de gases de efecto invernadero, estas condiciones se resumen en que los precios de las energías convencionales han ido incrementando con el tiempo, estos países no tienen estos recursos por lo cual tienen que importarlos, adicionalmente tienen industrias fabricantes de equipos de fuentes alternas con alto grado de desarrollo y competitividad.

Adicionalmente, los gobiernos europeos tienen un alto grado de intervención en el sector eléctrico (aunque hay una tendencia a integrar y abrir los mercados, pero se ha encontrado con muchas barreras políticas y estructurales), se considera que están dadas las condiciones para apoyar tanto grandes proyectos de generación centralizada como de generación distribuida, subsidiando las fuentes alternas. Es importante notar que en la práctica estos países no tienen zonas aisladas puesto que el cubrimiento territorial de las redes es casi total.

Para el caso de España es importante resaltar que hace aproximadamente 30 años no existían aplicaciones con fuentes no convencionales de energía y con el surgimiento de leyes e incentivos gubernamentales se ha posicionado como el líder a nivel mundial. Uno de los principales incentivos es la prima de financiación para energías renovables, el valor de este incentivo tiene un aumento anual según el mismo decreto.

Israel es el único país con una política, a nivel nacional, que obliga a las nuevas edificaciones a disponer de agua caliente obtenida de la energía solar, por lo tanto desde 1980, muchos hogares de Israel disponen de colectores de energía solar para tal fin. Adicionalmente, se definió a la energía solar térmica de concentración como un componente estratégico para el sector eléctrico; por tal motivo, desde el año 2006 se implementó incentivos por tarifa para la electricidad generada en centrales solares térmicas de más de 20MW con respaldos de combustible fósil inferior al 30% y desde el 2007 se impulsó la construcción de dos centrales térmicas termosolares de 80 y 125MW y una central fotovoltaica con una potencia instalada de 15MW.

Turquía cuenta con gran potencial de recursos hidráulicos, eólicos, geotérmicos, biocombustibles y solares comparados con el promedio europeo. El potencial solar de Turquía es de cerca de 130 TWh por año, con base en esto el gobierno promulgó en 2005 la ley de incentivo al uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica, con la que se introdujo tarifas reguladas para la electricidad generada a partir de fuentes no convencionales de energía, se espera que para el 2020, Turquía alcance una generación de 4,2 TWh por año a partir de energía solar.

El gobierno indio estima que con instalaciones en solo el 1% de la tierra firme de la India, se podrían cubrir las necesidades energéticas propias hasta el 2030. Por lo tanto, se cuenta con un plan de acción nacional sobre el cambio climático, en el que se tiene medidas específicas que van desde la investigación hasta la disminución de los costos de operación y mantenimiento, de allí se crea un centro de investigación sobre energía solar para lograr la meta de generar en el 2017, 1000 MW de energía solar térmica de concentración instalados.

Por otra parte, un país como Colombia ha encontrado que un nicho para desarrollar las fuentes alternas son las zonas no interconectadas. Esto se explica por el hecho de que existe un mercado mayorista de energía en el cual hay abundancia de fuentes convencionales (especialmente hidroeléctricos y algunas térmicas) con los cuales las energías alternas son poco competitivas en términos de precio, además de una orientación a evitar el sesgo tecnológico en el mercado.

Estas últimas condiciones limitan la entrada de grandes proyectos centralizados de generación de energía con fuentes alternas, mientras que se ha desarrollado una política especial para las ZNI que favorece las fuentes alternas puesto que se permite sesgo tecnológico, además tiene mucho sentido económico aprovechar los recursos de cada región aislada, ya que el suministro de energías convencionales (especialmente diesel) es de un costo muy alto. Debido a que son proyectos con demandas relativamente pequeñas, se han abierto las posibilidades para aprovechar tecnologías de generación distribuida en las cuales no existe la posibilidad de tener una red eléctrica de respaldo.

En términos generales los programas de energización para zonas aisladas han originado oportunidades de desarrollo e implementación de fuentes renovables de generación de energía en países que se encuentran en vía de desarrollo. Las zonas aisladas suelen disponer de recursos naturales y energéticos (radiación solar, viento, océano etc.) y ello, maximiza la oportunidad de generar energía con nuevas tecnologías que aprovechen esos recursos y que a la vez se presenten márgenes de utilidad atractivos, es decir que los costos de generar electricidad con fuentes no convencionales sean competitivos frente a la opción de utilizar fuentes convencionales como petróleo, diesel o carbón.

En países en desarrollo el interés por promover la generación distribuida a partir de fuentes no convencionales es poco evidente, como consecuencia de que estos países generan electricidad a gran escala, tienen grandes proyectos y muy centralizados de generación de energía que aún sustentan la demanda energética, tal es el caso de las grandes hidroeléctricas que son la principal fuente de energía en países como Colombia y Brasil.

1.5 CONCLUSIONES PRELIMINARES

Para que un país pueda desarrollar una política de apoyo a las fuentes alternas, no basta con la buena disposición de un gobierno o con la preocupación de sus habitantes. Es necesario establecer un marco legal apropiado en el cual se incentive estas fuentes y se establezcan instituciones que puedan implementar las políticas de energización. Sin embargo, cada país también debe analizar detenidamente su situación energética, para definir claramente cuáles son sus prioridades de desarrollo con respecto a la matriz energética.

Colombia es un país que tiene gran disponibilidad de fuentes de energía, tanto renovables como no renovables, a la vez tiene un marco legal sólido que incluye aspectos institucionales, regulatorios, ambientales y tributarios, para facilitar el aprovechamiento de estas fuentes y contribuir al desarrollo del país buscando minimizar el impacto al medio ambiente. Por otra parte, existen grandes necesidades de desarrollo específicamente en las zonas no interconectadas, para este fin el gobierno colombiano ha creado el IPSE, el cual promueve el uso de fuentes limpias para la generación de energía buscando mayor eficiencia de los recursos y minimizar el impacto ambiental que se causaría utilizando fuentes convencionales.

Dentro de sus esfuerzos, el IPSE ha creado varios centros de innovación tecnológica con el fin de desarrollar las tecnologías alternas más apropiadas para cada región. Se espera que los proyectos pilotos que han desarrollado en estos centros demuestren viabilidad y eficiencia para de esta forma sean rápidamente replicados en las diferentes zonas aisladas en las cuales el recurso energético es escaso.

A nivel mundial se han presentado experiencias positivas en el fomento de las fuentes no convencionales de energía por medio de gran diversidad de instrumentos políticos (incentivos tributarios y mandatos regulatorios, etc.). Todos los gobiernos preocupados por este desarrollo han trabajado en la expedición de una serie de regulaciones e incentivos que les permitan incrementar su oferta energética a partir del uso de este tipo de recursos. Sin embargo, antes de entrar a analizar las políticas desarrolladas, se deben considerar las condiciones específicas de cada país, puesto que se han identificado diferentes aspectos que pueden favorecer los incentivos a las energías alternas.

En el caso colombiano, a diferencia de otros países, existen fuentes de energía convencionales, lo cual hace poco competitivas las energías alternas en el sistema interconectado. Esta situación se ve reforzada con el hecho de que el país ha tomado una orientación de favorecer los mecanismos de mercado para la generación de la energía, bajo un criterio basado en minimización de los precios. Adicionalmente el sector eléctrico tiene muy pocas emisiones de efecto invernadero debido a la abundancia de proyectos hidroeléctricos.

Dadas estas condiciones, el país ha encontrado un nicho para desarrollar las energías alternas en las zonas no interconectadas, que representan el 60% del total del territorio pero una población muy dispersa. Además las zonas no interconectadas tienen un régimen especial en el que se facilitan las condiciones para el desarrollo de fuentes alternas, por una parte la energía convencional preponderante (motores diesel) resulta muy costosa, haciendo competitivas las soluciones que aprovechen los recursos naturales de cada región (sol, viento, biomasa, etc.), además en el marco institucional existe un régimen especial en el cual se puede facilitar el desarrollo de estas fuentes.

2. CARACTERIZACIÓN DEL CENTRO DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA CON ENFASIS EN ENERGÍA HIDRÁULICA

Las zonas objetivas en las cuales se implementan las tecnologías de producción de energía por parte del IPSE, se caracterizan por estar fuera del área de cobertura del sistema de interconexión eléctrica nacional. Son poblaciones que están alejadas de los centros que concentran la mayor población, no cuentan con un desarrollo industrial, no poseen una demanda de energía que permita la recuperación de la inversión que significaría la extensión de las redes eléctricas. En este capítulo se presenta una descripción de la ubicación espacial, las características socioeconómicas y culturales de la población y los recursos energéticos disponibles en el centro de innovación tecnológica con énfasis en energía hidráulica ubicado en Cúpica, La Encarnación y Envigado.

Los estudios realizados por las comisiones multidisciplinarias conformadas por el gobierno nacional muestran una relación directa entre cobertura en materia energética, el Índice de Condiciones de Vida y el índice Nacional de Desarrollo Humano, como se observa en los mapas de distribución en donde los departamentos con menor cobertura en materia energética presenta un menor nivel de calidad de vida de sus habitantes y por ende desfavorece el índice de Desarrollo Humano (figura 2-1). El gobierno nacional ha aunado esfuerzos a través del IPSE para llevar el motor de desarrollo a Isla Fuerte donde no hay cobertura de la infraestructura energética.

Es así que, el IPSE ha comenzado a incursionar con éxito en la implementación de soluciones energéticas a partir de fuentes renovables y/o limpias, lo cual se ha establecido a nivel de política en los decretos de FAZNI, en el artículo 66 del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2010, y en los documentos CONPES 3453 de 2006 y 3491 de 2007. Estas fuentes alternas de energía son aprovechadas con éxito para la generación de energía eléctrica y la producción de frío

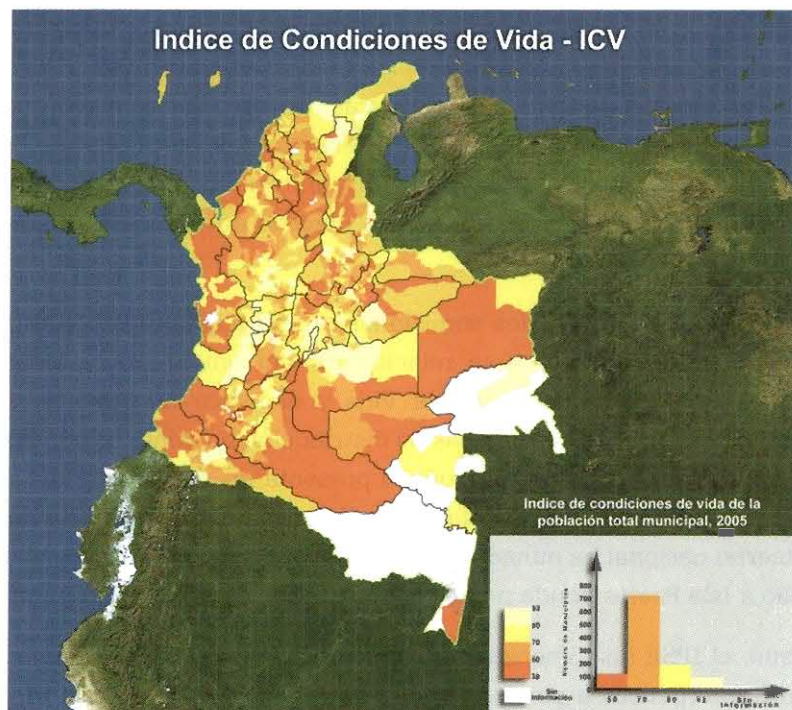
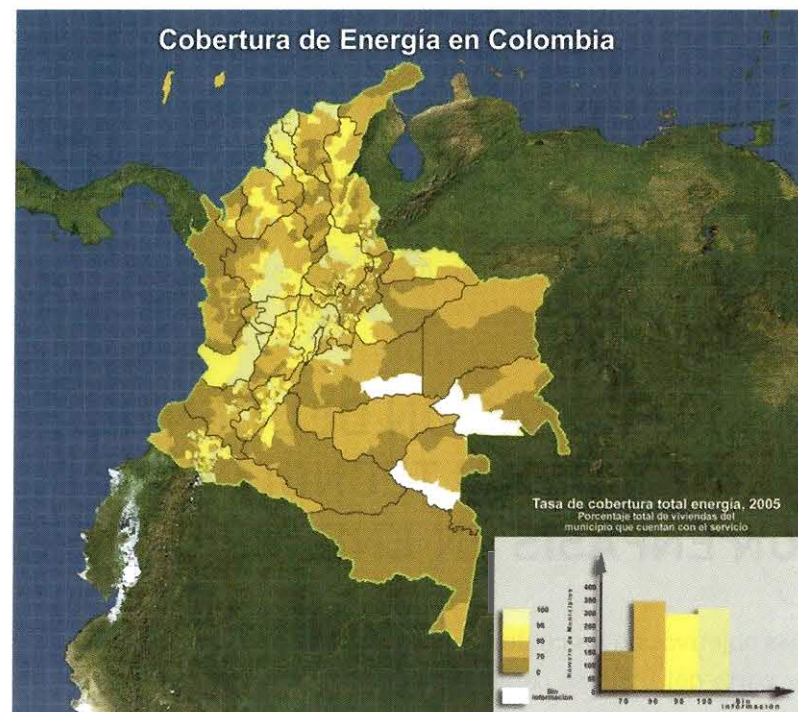


Figura 2- 1. Distribución de uso de energía y calidad de vida en Colombia
Adaptado de SIGOT, 2005

El gobierno nacional al notar esta correspondencia ha encaminado esfuerzos a través del IPSE para llevar el motor de desarrollo a estas regiones, donde no hay cobertura de la infraestructura energética. Unos de los departamentos en donde hay acción de este programa es en los departamentos de Antioquia y Chocó, donde la tendencia nacional se mantiene en cuanto a la relación acceso a los recursos energéticos y la calidad de vida, de igual manera se mantiene el analfabetismo, lo cual no permite romper el círculo vicioso para generar desarrollo de las zonas con carencias energéticas.

Entre los centros que tiene el IPSE que generan energía a través de pequeñas centrales hidroeléctricas se encuentran la Microcentral Hidroeléctrica La Encarnación (Urrao, Antioquia), Microcentral Cupica Nuevo (Bahía Solano, Chocó) y el Parque Ecoturístico El Salado (Envigado, Antioquia). Este último es un proyecto básicamente de educación que tiene como propósito, ayudar a implementar y conocer la utilización de estas energías limpias, mediante la construcción de un observatorio de energía renovable para el país, que incentive la investigación y la transferencia de tecnología, se energiza solo al parque, el cual a la fecha recibe este servicio de las empresas publicas de Medellín. Este proyecto es impulsado económicamente por la alcaldía de Envigado y por el IPSE cuyo principal propósito es mostrar la generación de energía a través de energías renovables, reduciendo el uso de recursos fósiles y con muy bajo impacto ambiental y es denominado un observatorio de energía renovable para el país, que incentive la investigación y la transferencia de tecnología.

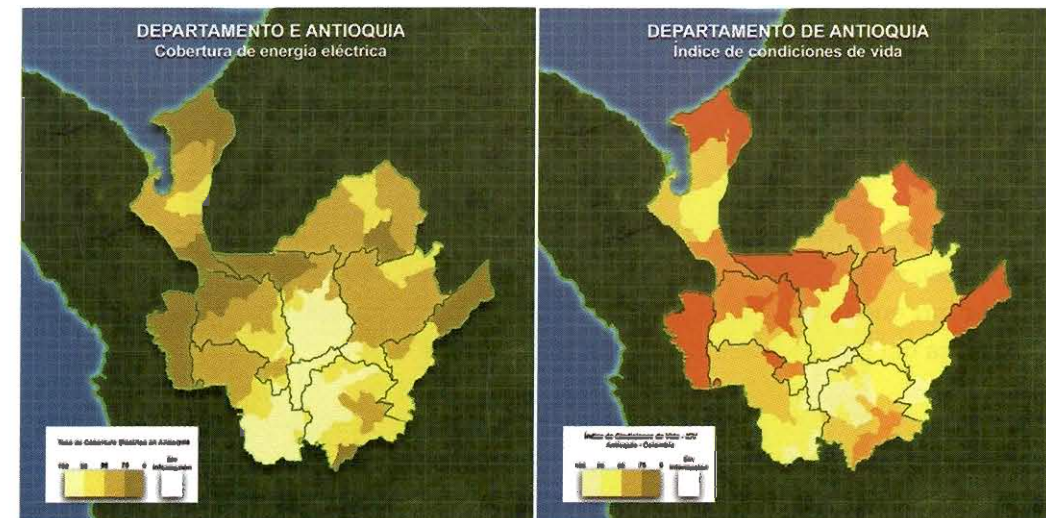


Figura 2-2 Distribución de Uso de Energía y Calidad de Vida en Antioquia.
Fuente: SIGOT, 2005

2.1 CARACTERIZACIÓN DE LA MICROCENTRAL LA ENCARNACIÓN

En Antioquia, especialmente en el municipio de Urrao se implementan tecnologías que usan recursos propios para poder generar la energía necesaria con el fin de suplir la demanda local, el centro de generación que está ubicado en el municipio de Urrao propiamente en la vereda La Encarnación aprovecha la energía potencial suministrada por la quebrada La Quebradona.

2.1.1 Caracterización geográfica

Antiguamente el poblado era llamado Xundabé, San Carlos de la Isleta, Olimpia y San José de Urrao. Algunas versiones sobre el origen del nombre actual dicen que en esta región habitó un indígena llamado Gaspar Urrado y al suprimirse la "d" quedó Urrao, o que pudo venir de los vocablos Catíos "Uro" que significa Cera y "Do", río, entonces sería río de Cera o Camino de Cera. El pueblo se convirtió en paso obligado, o en asentamiento, para viajeros entre Antioquia y Chocó, esta condición despegó su progreso.

El municipio de Urrao es bien conocido como destino turístico debido que cuenta con muchos sitios arquitectónicos como naturales (figura 2-3), la cabecera municipal está el valle de Penderisco, el Páramo del Sol que es la mayor altura del departamento y pertenece al municipio, al igual que el Parque Nacional Natural Las Orquídeas. La pesca se puede practicar en las quebradas San Simón, Clara y la Esmeralda (Truchas y Sabaletas). Además el Templo Parroquial, el Cementerio y la Casa de La Cultura son de valor para la población de este municipio, al igual que el hermoso paisaje y el fresco ambiente que da la Institución Educativa Monseñor J. Iván Cadavid Gutiérrez.

Las fincas y hoteles del municipio son una excelente alternativa para aquellos que buscan relajarse, estar alejados de las multitudes; además, para las personas que quieren un encuentro con la naturaleza y ver hermosos paisajes, estando siempre muy cerca del pueblo, se convierte en un sitio ideal.

2.1.1.1 Ubicación espacial

La Microcentral La Encarnación, se encuentra en el corregimiento de La Encarnación municipio de Urrao perteneciente al departamento de Antioquia, localizado a los 6°19'21" latitud norte y 76°08'65" longitud oeste y ubicado hacia el oriente central del departamento de Antioquia, en los límites con el departamento del Chocó.

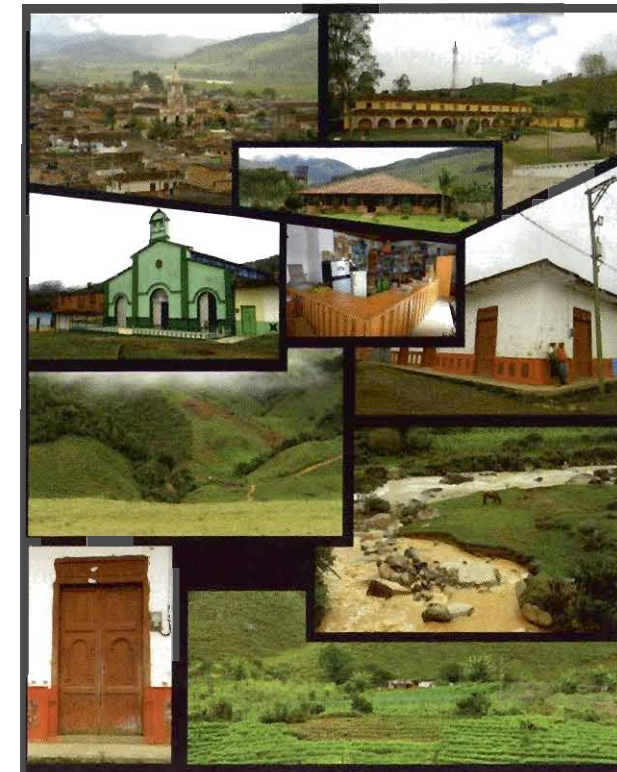


Figura 2-3. Fotografías de Municipio de Urrao y Corregimiento de La Encarnación.



Figura 2-4. Mapa del departamento de Antioquia, Colombia.

El municipio de Urrao limita al norte con el municipio de Abriaquí y Frontino, al sur con el municipio del Salgar y el departamento del Chocó, con los municipios Medio Atrato y Quibdó, al oriente con el municipio de Betulia, Concordia, Caicedo y Anzá y al occidente con el municipio de Vigía del Fuerte. Posee una extensión de 2.556 km² y se encuentra a 157 km de distancia de la capital del departamento de Antioquia, Medellín.

Ubicado a 1 hora de distancia en vehículo de la cabecera municipal de Urrao, a los 6°28'00" latitud norte y 76°12'00' longitud oeste, se encuentra La Encarnación paso obligado para llegar al Parque Nacional Natural Las Orquídeas, llegando a este después de caminar por 11 horas haciendo una estación en la cabaña de control.

2.1.1.2 Vías de acceso

El municipio de Urrao cuenta con tres vías de comunicación con la ciudad de Medellín, la primera comunica a Medellín – Bolombolo – Concordia – Betulia – Altamira – Urrao, con una longitud de 157 km; una segunda vía Medellín – Bolombolo – Altamira – Urrao, con una longitud de 155 km, y una tercer vía de acceso por Medellín – Santa Fé de Antioquia – Caicedo – Urrao, con 154 km de longitud. Además hay un aeropuerto (Alí Piedrahíta) el cual presta servicios de vuelo al aeropuerto Olaya Herrera de Medellín (IGAC 2007).

Una vez en la cabecera municipal se traslada hasta el corregimiento de La Encarnación en campero con una duración de viaje de 1 hora (figura 2-5) y finalmente para llegar a la bocatoma de la central, se camina por carretera alrededor de 1 hora.

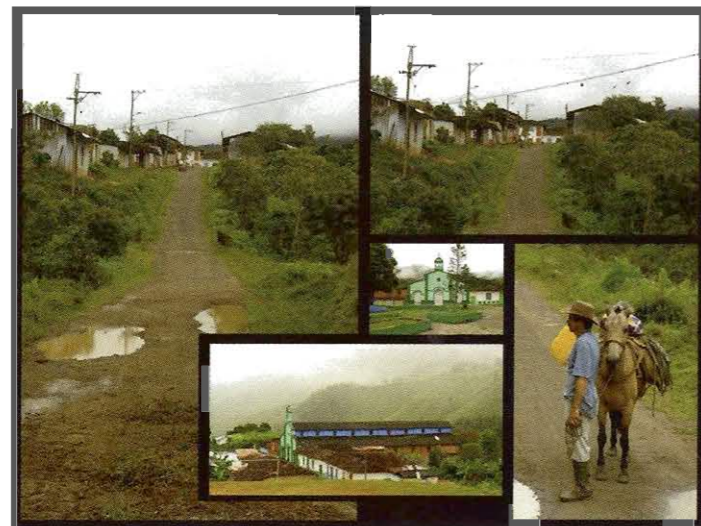


Figura 2-5. Vía hacia el corregimiento de la encarnación

2.1.1.3 Ecosistemas

Urrao hace parte de un refugio selvático que se conformó en el pleistoceno durante las épocas secas. En el sector bajo de esta área existe una diversidad de hasta 250 especies de plantas de diámetro mayor a 2,5 cm en un décimo de hectárea; al ascender, en la parte media, el promedio de diversidad es de 152 especies. En las selvas andinas son los laureles y quinas las especies dominantes, pero en el sotobosque dominan las epifitas. Probablemente existen más de 300 especies de orquídeas; de ahí el nombre del parque natural. En el sector que ocupan las cumbres más elevadas hay una especie de isla biogeográfica donde el bioma representativo es el ecosistema de páramo: es uno de los pocos puntos en la cordillera Occidental donde se encuentran frailejones (algunos endémicos) y pajonales de Calamagrostis (figura 2-6). Las tierras bajas son territorio habitados por los indígenas Emberá.



Figura 2-6. Paisajes de la región

2.1.1.4 Condiciones climáticas

El clima está estratificado de forma vertical, presentándose varios pisos bioclimáticos. Los promedios de precipitación para la región se encuentran entre los 3.000 y 4.000 mm anuales, pero en las montañas de mayor elevación los promedios se reducen a 2.500 mm anuales; con la temperatura ocurre algo similar: en las partes bajas el promedio anual es de 23°C, mientras que en las cimas más elevadas es de 4 °C (páramos).

Los cambios temporales de temperatura obedecen a cambios en las estaciones de lluvia y sequía; en las estaciones húmedas, entre los meses de mayo y noviembre la temperatura es más baja. (IGAC 2007).

Los pisos térmicos del Municipio abarcan las siguientes áreas: Calido, 823 km; Medio, 575 km; Frio, 1112 km, y paramo, 46 km; La temperatura promedio en la cabecera que está situada a 1790 metros sobre el nivel del mar, es de 19 grados centígrados, con una humedad relativa bastante alta y vientos fuertes que soplan de norte a sur (Celis, 2009).

2.1.1.5 Relieve

Los 2.556 km² de extensión del municipio presentan una topografía montañosa propia de la cordillera de los andes que cubre casi la totalidad de su territorio, con múltiples valles correspondientes a los ríos que cubre el municipio.

Se considera como uno de los municipios más ricos en aguas, pues posee cientos de quebradas, bellísimas cascadas, lagunas y por lo menos 10 caudalosos ríos que descienden principalmente del páramo. Estos hacen parte de la cuenca del río Atrato según el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, y sus principales ríos el Penderisco y Jengamecodá dan origen al río Murrí afluente del río Atrato, estos se extienden desde sureste hasta nororiente, el municipio también cuenta con un sistemas de quebradas que descargan en los tres ríos principales hacia la zona central de municipio, hacia el este del municipio se encuentra un sistema de quebradas que desembocan en un afluente del río Atrato.

Los canales transportan cargas mixtas de arenas, limos y arcillas, y forman meandros bien desarrollados, siendo los patrones de los canales en la parte alta mas rectos, con cargas compuestas principalmente de por arenas. (IGAC, 2007).

Desde el punto de vista geomorfológico de los ríos, en las partes altas de ellos el flujo está controlado por lechos rocosos, en las partes bajas el control esta dado por llanuras inclinadas o valles muy planos, tales como el río Penderisco en la localidad de Urrao (IGAC, 2007).

2.1.2 Síntesis histórica

El nombre de este municipio del suroeste antioqueño corresponde a la palabra indígena "uradó", que en lenguaje catío significa "río de cera". La fundación de Urrao data de 1781 cuando en honor a Carlos III se creó una población indígena, a orillas de la quebrada Urrao, con el nombre de San Carlos de la Isleta. En 1791 se erigió en viceparroquia con el nombre de San José de Urrao. La parroquia se creó en 1891. De 1814 a 1816 se llamó Olimpia, nombre impuesto por el gobernador Dionisio Tejada. Desde 1834 aparece ya con categoría de municipio¹.

2.1.3 Aspectos socio – culturales

A continuación se realiza la descripción de la composición cultural de la población asentada en el Municipio Urrao:

La distribución entre los tres grupos étnicos dominantes que existen en Colombia de la población del municipio es: población indígena 5,4%, población afrodescendientes 1,1% y el resto pertenece a la etnia mestiza como se dijo anteriormente. La población indígena se divide en 10 asentamientos importantes pertenecientes a las comunidades Emberá Katio, Emberá Chamí y comunidades negras como las de Mande y Ocaidó.

Según la Gerencia Indígena de Antioquia para en el municipio de Urrao se encuentran tres resguardos pertenecientes a la etnia Embera Katío; el resguardo Valle de Pérdidas con 8.781 ha, el resguardo Majore Ambura con 6.950 ha y el resguardo Andabú 16.661,40 ha (Gobernación de Antioquia, 2009).

2.1.3.1 Prácticas tradicionales

Las fiestas tradicionales que se realizan en el municipio muestran el carácter heterogéneo de su población resultado de relaciones interculturales durante toda su historia, así encontramos que se realizan las fiestas de San José en marzo, las Fiestas del Cacique Toné, las Olimpiadas Campesinas, el Día del Campesino y la Fiesta de San Isidro en el mes de junio, y el Desfile de la Antioqueñidad en agosto (Anuario Estadístico de Antioquia, 2007).

Entre los sitios de interés turístico del municipio se encuentra el Parque Principal Rafael Uribe, el Parque de la No Violencia y el Parque de Los Pies Descalzos. Asimismo, se encuentra el Templo Parroquial de San José, construcción de finales del siglo XIX, la Iglesia de San Juan Eudes, la Capilla de las Concepcionistas, la Capilla de las

¹ Alta Consejería para la Competitividad y las Regiones Consejos Comunales de Gobierno. Sin año [http //regiones.presidencia.gov.co](http://regiones.presidencia.gov.co)

Hermanas Terciarias Capuchinas y el Cementerio, ubicado en una pequeña isla y ambientado con gran variedad de flores. Otros lugares para conocer son la Casa de la Cultura Luis Hernán Vásquez Duque, la Hacienda El Espinal, el Centro Administrativo Cacique Toné, y el Aeropuerto Ali Piedrahíta, desde el cual se observa el valle del Penderisco (Anuario Estadístico de Antioquia, 2007).

2.1.3.2 Demografía

De acuerdo con los resultados del último censo, la población urbana y rural de Urrao es de 38937 habitantes distribuidos así: 23801 habitantes en la zona rural y 15136 en el área urbana (figura 2-7). El 5.4 % de la población es indígena y el 1.1 corresponde a población negra. (IGAC 2007). Un pocos menos del 50% de la población de este municipio es menor a los 20 años. En la figura 2-8 se aprecia el parque del casco urbano de Urrao.

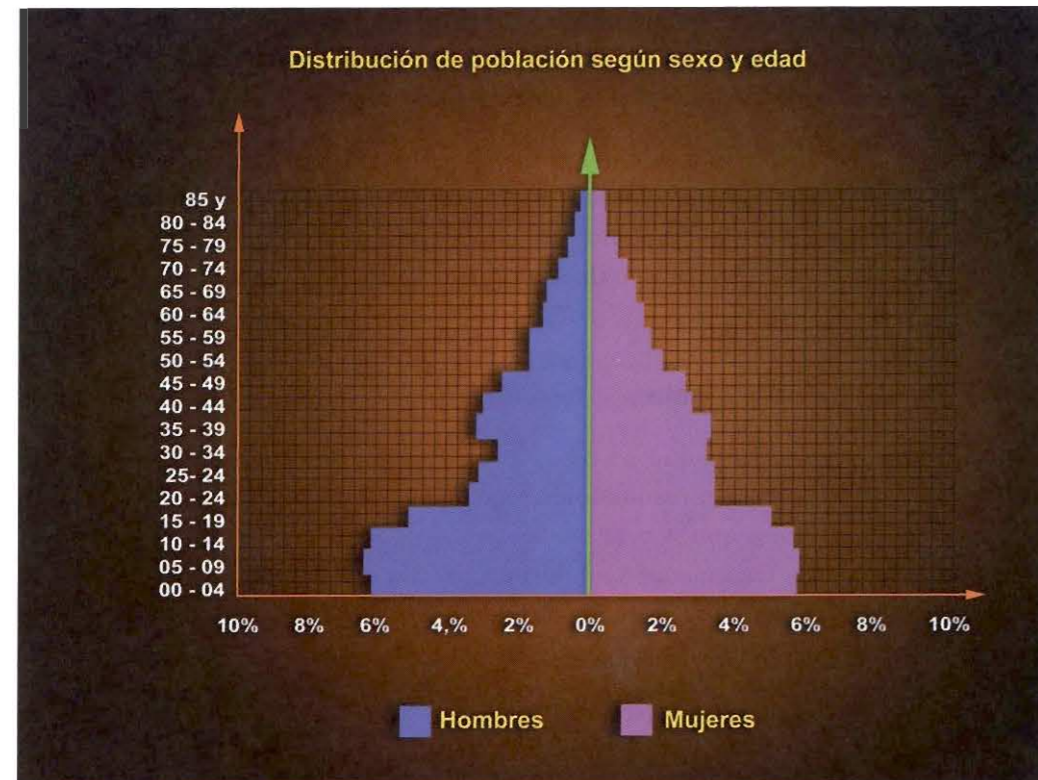


Figura 2-7. Distribución de población según sexo y edad.
Fuente: [Censo General 2005, Boletín Urrao – DANE]

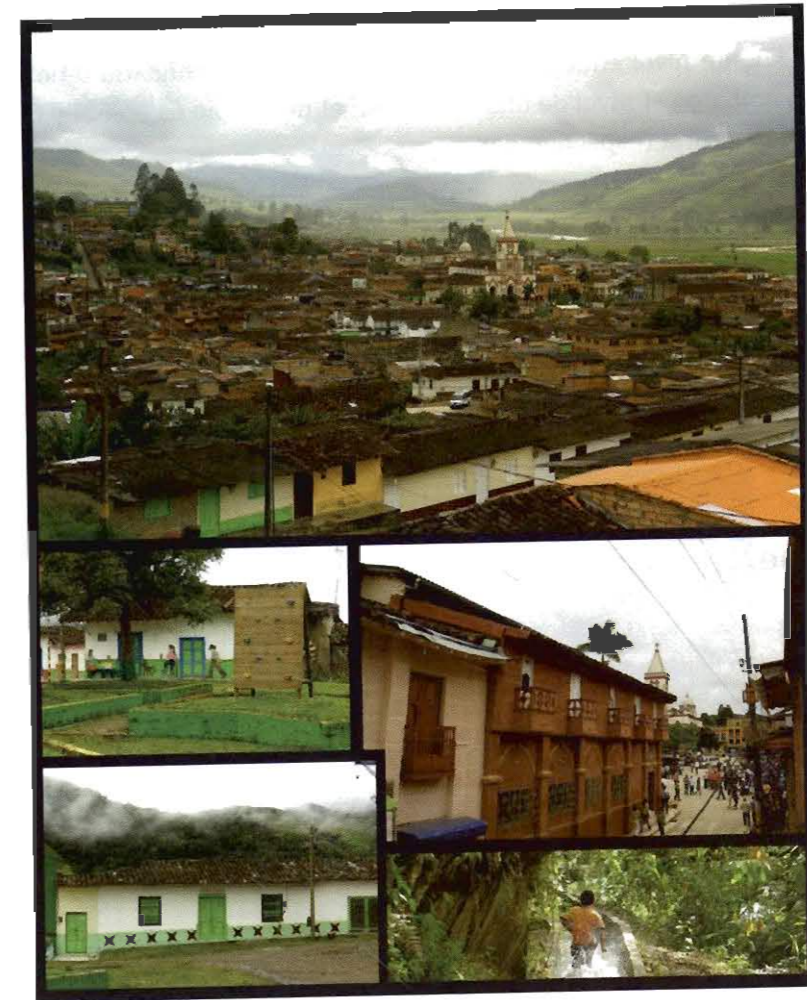


Figura 2-8. Parque de Urrao.

2.1.3.3 Condiciones de vida

En el municipio el 76,3% de hogares cuenta con servicio de electricidad, la cobertura en acueducto es superior al 60%, el alcantarillado tiene una cobertura cercana al 53%, la cobertura en telefónica no supera el 25%, no hay servicio de gas domiciliario.

La infraestructura en salud del municipio de Urrao está formada por un hospital propiedad del estado de primer nivel y una IPS privada con servicios generales de salud en el casco urbano; dos centros de salud ubicados en dos corregimientos y siete centros de salud adicionales en el resto del municipio, los cuales prestan servicios básicos de salud.

El índice de condiciones de vida del municipio es inferior a 60%, el grueso de la población tiene un nivel educativo de básica primaria y secundaria o no ha ido a la escuela, sin embargo el nivel de alfabetismo en el municipio es 85,5% y 68,7%, para la zona urbana y rural respectivamente.

La infraestructura escolar cuenta con 15 instituciones educativas, 13 de ellas ubicadas en la zona rural y 15 dependencias de estas instituciones que atienden el resto de la zona rural, adicional a estos se encuentran 7 instituciones educativas privadas con formación desde grado cero hasta el grado once. El acceso a la educación superior es limitado debido a que no se encuentran instituciones en el municipio, sin embargo existen convenios con instituciones de la capital del departamento y el SENA para dar acceso a la educación superior de los jóvenes.

2.1.4 Aspectos económicos

La principal actividad económica es la agrícola, donde el cultivo principal es el frijol; en su orden le siguen el tomate de árbol y la granadilla, los cuales son manejados en forma tecnificada, con altos costos de producción; otros cultivos de la zona, en menor escala son las hortalizas, el maíz y la papa; la mayor parte de la producción se comercializa en Medellín. El segundo reglón en la zona corresponde a la ganadería de tipo extensivo, con sistemas de producción tipo cría – ceba y doble depósito, cuya comercialización se hace en Medellín. También se realizan explotaciones de especies menores (porcina y avícola), poco tecnificadas (IGAC, 2007).

En la cabecera municipal se concentra en el comercio con 49,4% de participación, seguido de los servicios que representa un 34,3%, la actividad industrial es moderada con una participación de un 15,6% de la economía.

Sin embargo, en el municipio hay una alta tasa de personas en la informalidad, debido a la baja capacidad de la economía del municipio de generar fuentes de empleo, puesto que los generadores del empleo son los entes gubernamentales y las entidades privadas existentes.

2.1.4.1 Uso agropecuario

Como se mencionó anteriormente la principal actividad económica es la agropecuaria, dentro del cual se destaca, entre otras, la producción pecuaria, agrícola maderera (primer lugar en Antioquia), y pesquera. En este territorio se encuentra el 20% del Parque Nacional Natural Las Orquídeas y la reserva natural de aves El Colibrí del Sol (Celis, 2009). Gran parte del municipio está formado por montañas. Actualmente el área del municipio que se destina para cultivar es de 6.500 hectáreas,

donde los cultivos más relevantes son el frijol, tomate de árbol, café y caña panelera, en contraste, la tierra para el uso ganadero es de 52.685 hectáreas en la modalidad extensiva (figura 2-9).

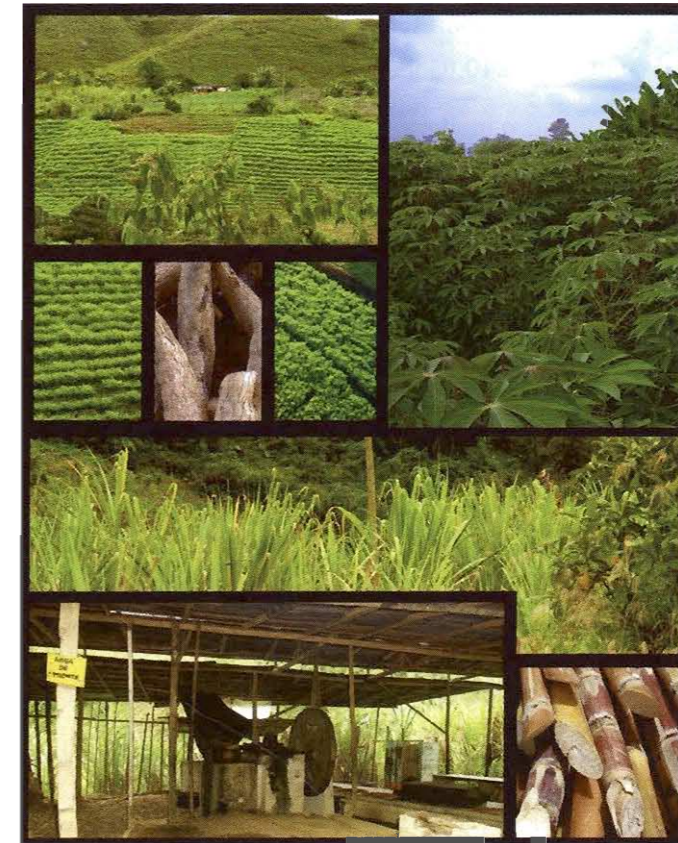


Figura 2-9. Zonas de cultivo en la encarnación

En la zona del Suroeste antioqueño, a la que pertenece el municipio de Urrao, el principal sector económico es el primario correspondiente a las actividades agrícolas 70,7 %. Los sectores secundario y terciario se ubican con un 3,1% y 26,2%, proporcionado por las labores de la construcción, la minería y los servicios públicos, como electricidad, gas y agua².

El área total de hectáreas para producción de café en Urrao en el año 2008 fue de 1125 ha, la producción de plátano en asocio de café fueron de 732 ha de acuerdo con la Evaluación Agrícola de Cultivos Permanentes de la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural de la Gobernación de Antioquia.

² Boletín temático Antioquia en Cifras, período 2000-2004 <http://planeacion.antioquia.gov.co/>

El cultivo del fríjol se ha incrementado en los últimos años en el Suroeste siendo Urrao uno de los principales productores, en toneladas, con 152. Asimismo, es uno de los principales productores de yuca y es el municipio en Suroeste con mayor número de hectáreas destinadas al cultivo de la caña panelera con 944 ha sembradas, con lo cual aporta el 22% de la producción total. Sumando a esto es el municipio que más trapiches tiene, al contar con 240 (Gobernación de Antioquia, 2009).

En cuanto a la actividad ganadera esta se desarrolla fundamentalmente en las riberas del río Cauca, en terrenos de pendientes moderadas y fuertes, en clima cálido y suelos predominantemente pobres. Al año 2007, los municipios con mayor número de bovinos son Fredonia (28.900) y Urrao (23.829).

En el municipio de Urrao se encuentra la planta procesadora de lácteos de la Cooperativa Integral – Coopiurrao, la cual además de leche produce yogur y bebidas lácteas. Urrao se caracteriza por la agroindustria del queso dulce, al contar con tres productores: Quesera “Los guzmanez”, Coopiurrao y Queso Dulce Urraño.

2.1.5 Aspectos políticos

El municipio cuenta con dos corregimientos: Encarnación y Santa Isabel, 5 inspecciones y 102 veredas, de las cuales 91 están legalmente construidas. (Celis, 2009)

El municipio de Urrao tiene constituido un gobierno según la constitución colombiana que se designa mediante elección popular, asumiendo los compromisos de ley que implica la administración del ente político – administrativo. A nivel comunitario el municipio cuenta con 94 acciones comunales con vocería. Una de ellas es el corregimiento de La Encarnación.

En el municipio de Urrao se puede encontrar diferentes zonas protegidas, aledañas a la vereda La Encarnación:

Parque Nacional Natural Las Orquídeas

Ubicado en el flanco occidental de la cordillera occidental, en el Noroccidente de Colombia, pertenece en su totalidad al Departamento de Antioquia, en jurisdicción de los Municipios de Frontino, Urrao y Abriaquí. Fue creado mediante resolución ejecutiva 071 de 1.974, y tiene una extensión 32.000 hectáreas, este sistema de área protegida pertenece a la Unidad Administrativa Especial de Parques Nacionales Naturales de Colombia, adscrita al Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

Los variados paisajes del parque Nacional Natural Orquídeas poseen diversas formaciones vegetales que encierran variedad de ecosistemas (figura 2-10), abundante variedad de orquídeas y otras especies asociadas. Dentro de su fauna se destacan especies como el mono ahullador, la marimonda chocoana, nutria, guagua, además del oso de anteojos, el tigre mariposo (*Panthera Onca*) y aves como loros cabeciamarrilla, bangsia de tatama, el carriquí entre otros.

En el Parque Nacional Natural Las Orquídeas encontramos importantes redes hídricas para abastecer parte de la población del occidente de Antioquia, destacándose las cuencas de los ríos Calles y Venados.



Figura 2-10. Parque nacional de las orquídeas.
Fuente: www.patrimonionatural.org.co

Ecosistemas: En esta área protegida están representados principalmente cuatro ecosistemas; selva húmeda tropical, el bosque Andino, el bosque Sub-andino y una franja de páramo, en el sector llamado Morro Pelado. Por otra parte, El Páramo del Sol ubicado por fuera del área protegida, en la parte norte del Parque, es un ecosistema estratégico que presenta numerosos endemismos en lo que a la flora de esta región se refiere. A ello se suma su condición de estrella hidrográfica, la más importante del extremo norte de la cordillera occidental, ecosistema que permite una continuidad del gradiente altitudinal con el parque, que garantiza unas condiciones ecológicas óptimas para los procesos ecológicos regionales³.

Reserva Natural de Aves El Colibrí del Sol

Se creó el 6 de octubre del año 2005. Está ubicada en la Vereda El Chuscal, sobre el eje de la Cordillera Occidental, a una distancia de 17 km al norte del municipio de Urrao, Antioquia, y tiene una extensión de 582 hectáreas de bosque alto andino y

³ www.parquesnacionales.gov.co

páramo (figura 2-11), el cual comprende una gran porción de la cuenca de la quebrada Santa Bárbara, uno de los principales afluentes del río Urrao. Está ubicada entre los 2.650 y los 3.750 m.s.n.m. Esta reserva pertenece a la Fundación Proaves.



Figura 2-11. Paramo del sol Urrao.
Fuente: www.proaves.org

Características biofísicas: La reserva está constituida por robledales (*Quercus humboldti*), en buen estado de conservación y bosque mixto con alto epifitismo. Por encima de los 3.500 m., presenta asociaciones de páramo, que incluyen el endémico Frailejón de Frontino (*Espeletia frontinoensis*) y chaparrales dominados por asociaciones de (*Polylepis quadrijuga*). Su relieve es predominantemente montañoso, con cerca del 70% del predio con pendientes fuertes, 20% con colinas y 10% plano. Sus suelos tienen propiedades ándicas de alta porosidad, textura media, moderadamente bien estructurados y fuertemente ácidos.

Biodiversidad: Algunas de las especies de aves que se encuentran en la reserva son el Colibrí del Sol (*Coligena orina*), en peligro crítico, la Cotorra Montañera (*Hapalopsittaca amazonina*), el Mielerito (Diglossa gloriosissima), el Comprapan (*Grallaria allenii*), en estado vulnerable, y el Mielerito Paramuno (*Iridosornis rufivertex*). Por otra parte el sitio es reconocido como zona de parto y entrenamiento del Oso de Anteojos o de Frontino (*Tremarctos ornatos*), que ostenta la categoría de vulnerable.

En cuanto a flora, para la zona se han reportado 450 especies, pertenecientes a 247 géneros, incluidos en 136 familias de plantas *Fanerógamas* y *cryptogamas*. Dentro de las mismas se encontró una nueva especie de *asteraceae*, la cual fue descrita por Cuatrecasas como *Espeletia frontinoensis*⁴.

2.2 CARACTERIZACIÓN DE LA MICROCENTRAL EL SALTO-CUPÍCA

La Microcentral El Salto-Cupíca para la generación de energía hidráulica, se encuentra ubicada al norte del municipio de Bahía Solano, en el corregimiento de Cupíca, departamento del Chocó, Colombia. En este lugar la energía hidráulica se implementó debido a las condiciones favorables específicas del entorno, además de encontrarse en una zona no interconectada y de difícil acceso.

2.2.1 Caracterización geográfica

El municipio de Bahía Solano, ubicado en el departamento de Chocó (figura 2-12) limita al norte con el municipio de Carmen del Darién, Riosucio y Juradó, al sur con el municipio de Nuquí, al oriente con el municipio de Bojayá y al occidente con el Océano Pacífico, con una extensión de 976 km² y a 178 km de distancia de la capital del departamento Quibdó en línea recta.



Figura 2-12. Ubicación departamento del Chocó - Colombia.

⁴ www.proaves.org

Bahía Solano, con sus 120 km de playas aproximadamente tiene todos los atractivos asociados a ellas, la cabecera municipal llamada Ciudad Mutis, cuenta con estribaciones de la Serranía del Baudó, en el occidente de Colombia que permiten practicar actividades ecoturísticas (figura 2-13).



Figura 2-13. Fotografías de Bahía Solano.
Fuente: Web del Municipio

2.2.1.1 Ubicación espacial

La microcentral se encuentra ubicada en el corregimiento Cupica, localizado en el extremo norte del municipio; está situado sobre las coordenadas 6°41'00" latitud norte y 77°30'00" longitud oeste (figura 2-14). Está a una distancia de 53.65 Km de la cabecera municipal, tiene un área de 13.129,41 ha, los límites establecidos son: al norte, con el municipio de Juradó, al occidente con el Océano Pacífico, al oriente con el municipio de Bojayá y al sur con el corregimiento de Nabugá. A este centro poblado se llega por vía marítima. El corregimiento de Bahía Cupica posee una población de 1050 habitantes, distribuidos en 125 viviendas.

El municipio de Bahía Solano se encuentra al occidente del departamento de Chocó, localizado a los 6°23'08" latitud norte y 77°23'45" longitud oeste, a orillas del océano Pacífico colombiano (figura 2-15).

El Chocó es uno de los treinta y dos departamentos de Colombia, localizado en el noroeste del país, en la región Pacífica. Comprende las selvas del Darién y las cuencas de los ríos Atrato y San Juan.



Figura 2-14. Ubicación espacial de Cupica.
Fuente: modificado IGAC, 2010.

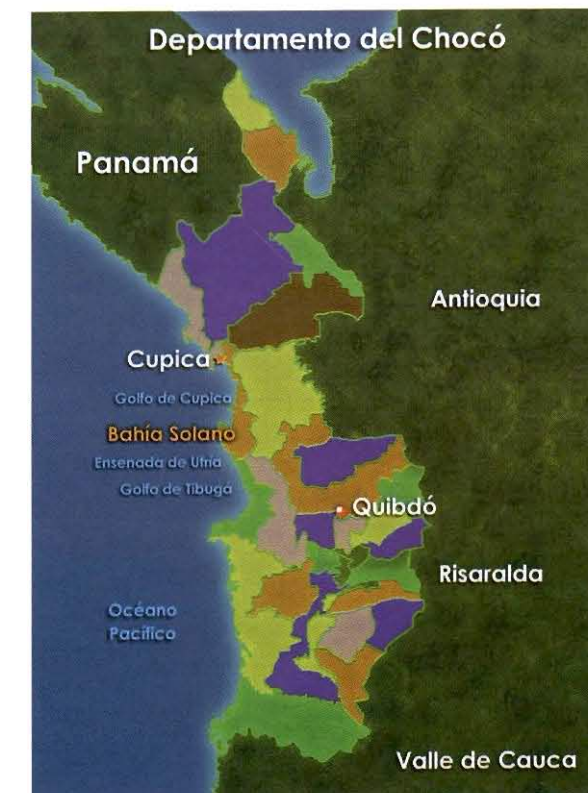


Figura 2-15. Ubicación de Bahía Solano.
Fuente: Web del Municipio

Es el único departamento de Suramérica con costas en el Océano Pacífico y el Atlántico. Es igualmente el único departamento limítrofe con Panamá, antiguo departamento de Colombia. En ella se encuentra la ecorregión que probablemente tenga la mayor pluviosidad del planeta. A grandes líneas comprende la mitad del litoral nacional en el Océano Pacífico.

2.2.1.2 Vías de acceso

El arribo al municipio de Bahía Solano se puede realizar por dos vías de acceso disponibles en el municipio, vía área desde Bogotá y Medellín, y vía fluvial desde Quibdo y Buenaventura principalmente (figura 2-16). El transporte interno es fluvial, con una pequeña participación de vehículos terrestres.

Como se mencionó anteriormente, la vía de acceso marítima principal es desde Buenaventura, desde donde se abastece el municipio de la mayoría de los productos de consumo, bebidas, alimentos, ferretería, víveres etc. El viaje dura entre las dos poblaciones aproximadamente 12 horas en lancha o 24 horas en barco de cabotaje.

A nivel municipal en el transporte marítimo hay diferentes servicios privados de lanchas que prestan servicios al público y transportan a cualquier lugar de la región, mediante este tipo de transporte se puede llegar al corregimiento de Cupica en 3 a 4 horas de navegación.

En el municipio no existe un puerto que cumpla con todas las especificaciones que solicita una infraestructura de este tipo, funcionan embarcaderos que están ubicados en sitios que son elegidos más por tradición que por condiciones técnicas. En Ciudad Mutis ó Bahía Solano existen dos embarcaderos, uno en el sector conocido como La Esso que es el lugar por donde atracan las embarcaciones que por lo general transportan la carga de todos los víveres que se consumen en la cabecera y el otro está en el barrio Fillocastro y es el sitio por donde normalmente salen las embarcaciones más pequeñas con pasajeros.

Las vías terrestres carretables son internas, el municipio no está comunicado por carreteras con el resto del país. Ciudad Mutis ó Bahía Solano cuenta con vías internas anchas, bien trazadas y algunos tramos pavimentados. La carretera principal del municipio es la que une a Bahía Solano con El Valle en una extensión de 18 km, de los cuales 6 km en la parte más plana se encuentra pavimentada, con el corregimiento de Cupica no hay comunicación terrestre.

El servicio público de transporte terrestre cuenta con aproximadamente cuarenta 40 vehículos tipo chiva, que son camperos adaptados con carrocería de madera y con

capacidad de 12 o más pasajeros. Estas "chivas" para el servicio público se movilizan principalmente a partir del aeropuerto con los viajeros hasta Bahía Solano, el muelle o hasta el corregimiento del Valle, además se cuenta con el servicio de moto-carro con capacidad para dos o tres pasajeros.



Figura 2-16. Medios de transporte más comunes en bahía solano.

2.2.1.3 Ecosistemas

La región del municipio de Bahía Solano coincide con las características de "Bosque muy húmedo tropical" en las áreas de acantilados y playas, "Bosque pluvial tropical" en la zona costera, "Bosque pluvial premontano", en áreas de vertiente de la serranía del Baudó entre la cuenca del río Valle hasta las cabeceras del Truandó y "Bosque pluvial tropical", en los sectores más altos de la serranía del Baudó.

A juzgar por estudios hechos en otras zonas del Chocó Biogeográfico, y algunas observaciones de la Fundación Inguedé para el golfo de Tribugá, las selvas higrofiticas del Parque Nacional Natural Utría (PNNU, figura 2-17) poseen una elevada diversidad de especies endémicas como *Anthurium vallensi*, *Aphelandra garaciae*, *Bonafousia columbiensis*, entre otras. Es de esperar que un porcentaje significativo de las 220 especies de la familia Rubiaceae, 202 de Melastomataceae, 147 de Fabaceae, 137 de Piperaceae, 78 de Orchidiaceae, entre otras, reportadas para la región, se encuentran en el PNNU y sus alrededores.

La Fauna también es muy abundante en el municipio, cuenta con una riqueza comparable con la amazónica, además viven especies que son propias del lugar, aunque existe peligro de extinción de algunas de ellas cuyo número no está determinado.



Figura 2-17. Parque nacional ensenada de Utría.

2.2.1.4 Condiciones climáticas

Las condiciones climáticas de la zona están determinadas fundamentalmente por la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT). La faja intertropical de bajas presiones, en donde confluyen durante todo el año los vientos Alisios del nordeste y sureste llamada ZCIT, genera dos periodos de precipitación (abril a junio y septiembre a noviembre).

Para esta zona, debido al estancamiento de la ZCIT, durante gran parte del año, el segundo periodo menos lluvioso es bastante incierto y prácticamente indefinible, puesto que se presentan lluvias muy similares a las de las épocas menos lluviosas, debiéndose entender estos meses (Julio, agosto y septiembre) como un periodo de transición entre los más lluviosos, esto es debido a la presencia de la baja presión del Darién.

Por limitar con el Océano Pacífico, el más grande del mundo, expone la zona a fuertes variaciones meteorológicas diarias por efecto de las corrientes de aire océano-continente y continente-océano, produciendo precipitación general por procesos conectivos térmicos, razón por la cual la mayoría de las lluvias se presentan en las horas de la noche. El promedio anual de temperatura es de 26.3 °C.

2.2.1.5 Relieve

La geografía del municipio es montañosa por la presencia de la Serranía del Baudó, está conformada por planicies marinas, formas aluviales, colinas, serranías y cordilleras y se encuentran representados importantes accidentes geográficos como son: la Ensenada de Utría, los golfos y Manglares de Tribugá y Cupica, los morros en Jurubirá, Morro de Mico, Tebada y Los Vidales, Cabo Corrientes y Cabo Marzo.

El municipio hace parte de la cuenca hidrográfica del río Baudó según el instituto geográfico Agustín Codazzi; el río más importante del municipio es el río Valle, y en segundo lugar se encuentra el río Cupica al norte del municipio, todo el territorio del mismo está relativamente bien irrigado, dado que presenta ríos y quebradas en forma proporcionada a lo largo y ancho de su espacialidad, sus drenajes se caracterizan por caudales abundantes y cauce corto, debido a la proximidad de las montañas de la serranía del Baudó a la costa pacífica.

2.2.2 Síntesis histórica

La población afrocolombiana se constituye con los descendientes de africanos, esclavizados, y traídos a América desde la época de la Colonia, en el siglo XVI. Su llegada tiene lugar dentro de los inicios del capitalismo mundial, cuando la colonización

Europea introduce esclavos en el continente americano para la explotación de materias primas como el algodón, azúcar, arroz, tabaco entre otros. Ingresan legalmente al país por Cartagena de Indias e ilegalmente por el Litoral Pacífico a Buenaventura, Charambirá y Gorgona, o por el Atlántico a las costas de Riohacha, Santa Marta, Tolú y el Darién.

Hasta 1550, el asentamiento de población africana ubicado en el territorio colombiano era escaso y se limitaba a pequeñas poblaciones de litoral Caribe. A finales del siglo XVI, la mano de obra para la explotación minera era en su mayoría de origen africano, sustituyendo de este modo al indígena en estas labores, debido al rápido descenso poblacional de los aborígenes y a las disposiciones de la Corona en cuanto a su protección. También se les incorpora a otros trabajos como la agricultura, las artesanías, la ganadería y el servicio doméstico. Sin embargo, también eran objeto de operaciones de inversión y de las modalidades de compra y venta o de alquiler de fuerza de trabajo, así como, créditos, permutas, trueques, hipotecas e incluso pago de servicios.

Los afrocolombianos fueron ubicados en zonas cálidas, selváticas o en las costas, en ambientes similares a los de su natal Nigeria, Gabón, Congo, entre otros. La mayor concentración se encuentra actualmente en las zonas costeras de la región del Pacífico (Departamentos del Chocó, Valle del Cauca, Cauca y Nariño) y del Caribe (departamentos de La Guajira, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Sucre y Antioquia).

En 1935 durante del gobierno de Alfonso López Pumarejo se fundó Bahía Solano como una colonia agrícola la cual fue poblada por familias del interior del país, especialmente por personas procedentes del Valle del Cauca, Huila y Tolima, con la llegada de estos primeros colonos llegó la ganadería vacuna, caballos y mulas, así como las semillas de pasto, arroz, plátano y frutas (Triviño, 2006).

2.2.3 Aspectos socio – culturales

La distribución entre los tres grupos étnicos dominantes que existen en Colombia de la población del municipio es: población indígena 8,7%, población afrodescendientes 87,2% y el resto pertenece a la etnia mestiza (figura 2-18).

Culturalmente el municipio se caracteriza por la composición triétnica de su población, con una mayoría negra, asentadas en los corregimientos, cabecera municipal, poblaciones costeras, seguida por grupos indígenas Emberá localizados principalmente en resguardos que comprenden las partes altas de los ríos, y mestizos del interior del país, principalmente del Eje cafetero, Antioquia, Cundinamarca y Valle ubicados en la cabecera municipal y en las playas. Las comunidades negras tienen una cultura reconstruida a partir de fragmentos de su herencia africana y alimentada con elementos hispanos e indígenas, que han servido de acuerdo en las relaciones históricas de convivencia entre estos dos grupos humanos.

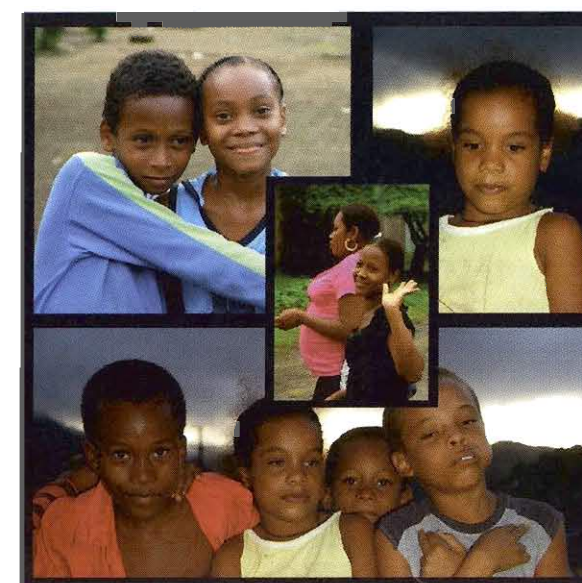


Figura 2-18. Imagen de los pobladores de Cupica

2.2.3.1 Prácticas tradicionales

En el aspecto patrimonial cultural en el municipio de Bahía Solano al igual que en la mayoría de los municipios chococanos es especialmente ricos en manifestaciones artísticas, danzas, ritos y leyendas.

Se destacan los Ritos Fúnebres que se han utilizado por generaciones, ceremonias, heredadas de los negros africanos para ayudar a encontrar la paz y la tranquilidad en el más allá. Los más populares son:

El Gualí: rito que se realiza al fallecer un niño y consiste en danzar con el cuerpo del menor pasándolo entre las personas presentes, con cantos alegres, trovas y romances donde se invocan santos.

Alabao: es utilizado cuando fallecen personas mayores, representado en una ceremonia que consiste en acompañar al difunto nueve (9) noches con oraciones, cantos tristes y melancólicos, donde se hace mención a los santos para que le hagan compañía al difunto en el más allá.

Danzas: el conjunto de instrumentos de viento e instrumentos de percusión típicos de la región es denominado chirimía; esta se constituye en la manifestación más autóctona de la cultura chococana. Se destacan:

Tamborito: es un baile coqueto de origen panameño, parecido a la cumbia se baila en parejas; los instrumentos utilizados para esta danza se utilizan como instrumentos principales seis (6) tambores pequeños y un bombo.

Pasillo: baile de salón donde no se suelta la pareja y en general es elegante, se exalta el coqueteo y la picardía.

Jota: en este baile se entrelazan las parejas formando figuras en forma de ocho, usado a manera distracción por los negros esclavos para escapar de los esclavistas mientras era interpretado. Alegre y bullero, representa un cortejo.

Mazurca: baile de salón representado con ropas larga y de muchos vuelos, creado como burlas a los españoles, es recopilación de otras danzas.

Abozao: danza bullanguera, hace referencia a despejar el camino usado como rito de huida de los esclavos.

2.2.3.2 Demografía

La población proyectada para el 2007 según el censo es de 9.195 habitantes, donde el 49% son mujeres y el 51% son hombres en el municipio de Bahía Solano; la población está casi homogéneamente repartida entre la zona rural y la zona urbana, siendo el 52,7% de la población de carácter rural, en el municipio habitan en promedio 9,39 habitantes por km². Cupíca tiene 1.182 habitantes, en la figura 2-19 se presenta la distribución por sexo y edad del corregimiento según el censo realizado por el DANE en el 2005.

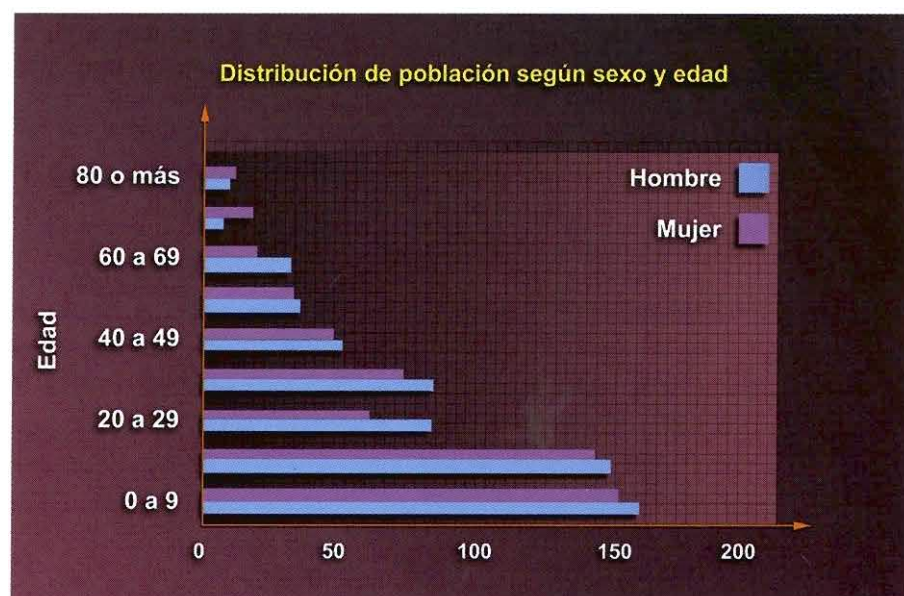


Figura 2-19. Distribución de población según sexo y edad
(Fuente: DANE, s.a.)

2.2.3.3 Condiciones de vida

Según el censo del DANE del año 2005 el 29,07% de la población tenía necesidades básicas insatisfechas o se encontraba en condiciones de pobreza. La población con mayores carencias se encuentra en el área rural 30,37%

La cobertura del servicio de energía eléctrica en las áreas de cabecera municipal es de 96,49%, centro poblado de 87,60%, y el área rural de 39,72%.

Con respecto a la telefonía fija en las áreas de cabecera municipal es de 48,80%, centro poblado de 2,77%, y área rural de 7,09%. En acueducto, la cobertura para el año 2005 en áreas de cabecera municipal es de 91,87%, centro poblado de 74,31%, y área rural de 75,89%.

En alcantarillado, la cobertura para el año 2005 en áreas de cabecera municipal es de 45,01%, centro poblado de 20,71%, y área rural de 5,67%. El municipio cuenta con un relleno sanitario que presta servicio de recolección y transporte, con una cobertura aproximada del 95%, la zona rural no cuenta con servicio de recolección excepto el corregimiento del Valle.

La infraestructura en salud del municipio de Bahía Solano está formada por un hospital de primer nivel propiedad del estado, con servicios generales de salud y con un centro de salud ubicado en el corregimiento el Valle. El número de personas afiliadas para el año 2008 al régimen subsidiado es de 8.683 y al régimen contributivo de 187.

En el caso de vivienda se puede mencionar que el déficit no es tan alto debido a que la zona es turística y se encuentran muchas viviendas de colonos que viven permanentemente en otras ciudades, por lo que se aumenta el número de estas y la población es menos.

El grueso de la población tiene un nivel educativo de básica primaria y secundaria y un bajo porcentaje de la población sin escolaridad, alrededor de 10%. En relación a zonas similares, el nivel de alfabetismo en el municipio es 85,8% y 77,5% para la zona urbana y rural respectivamente. En 2006 el número de personas que saben leer y escribir es de 6.029 y el número de personas que no saben leer y escribir 1.763.

La infraestructura escolar para el 2006 cuenta con 3 instituciones educativas y 2 dependencias de estas instituciones que atienden el resto de la zona rural, con formación desde grado cero hasta el grado once. El acceso a la educación superior es limitado debido a que no se encuentran instituciones en el municipio.

2.2.4 Caracterización económica

La actividad económica en el municipio de Bahía Solano se fundamenta en el turismo, la pesca, la explotación forestal, la ganadería y la agricultura, siendo estas actividades realizadas para la subsistencia local y el autoconsumo, no se encuentran datos de la participación de estos rubros en la economía del municipio.

La actividad económica no es un punto importante en el municipio por lo tanto la tasa de desempleo es alta, y los habitantes están obligados a realizar las actividades para subsistir tales como la caza de animales silvestres.

2.2.4.1 Empleo

Para el 2004 el municipio de Bahía Solano cuenta con 8.139 habitantes, de los cuales el 45% es decir 3.663 es población económicamente activa y el 55% equivalentes a 4.476 es población económicamente inactiva, el sector que ofrece actualmente mayor empleo es la pesca con el 31%, seguido del turismo con el 28 %, agricultura, forestal, pecuario y el sector oficial con el 21%, 7%, 7% y 6% respectivamente.

2.2.4.2 Uso agropecuario

La mayor parte del área del municipio tiene relieve fuertemente escarpado, la explotación de la tierra en el municipio aún no está desarrollada, la actividad que prevalece es la caza y pesca de la fauna natural en 43,2% del territorio, seguido de la agricultura de productos misceláneos y transitorios con el 12,6% del territorio y una explotación forestal en el 1,2% del territorio. El municipio cuenta con el 43% del territorio como selva natural sin uso.

La actividad económica de Bahía Solano se fundamenta en el turismo, la agricultura, la pesca, la explotación forestal, y la ganadería de subsistencia con productos para el consumo local, tales como el plátano, la yuca, el arroz y el maíz (Triviño, 2006).

2.2.4.3 Tenencia de la tierra

Por historia los habitantes del municipio de Bahía Solano han sido propietarios de sus tierras, las cuales han pasado de generación en generación. Otros han aprovechado los baldíos de la Nación sin obtener un título de propiedad (poseen mejoras de los lotes). O en su efecto han vendido sus propiedades a terratenientes que viven en el interior del país; hoy con el desarrollo de la ley 70 de 1993 y la reglamentación del capítulo III en el Decreto 1745 de 1995, con el que se reconoce la posesión ancestral del territorio, por el cual se les adjudica el Título Colectivo a las Comunidades Negras

y mediante la Ley 161 la que adjudica los Resguardos indígenas; la afectación del territorio es la siguiente:

Según las resoluciones el área adjudicada a los resguardos indígenas es de 21.448,00 ha del área total del municipio, en áreas de comunidades negras es de 80.245,25 ha.

Por planimetría, el área adjudicada a los resguardos indígenas es de 20.494,58 ha que equivalen al 23.21% del área total del municipio, en áreas de comunidades negras es de 60.403,47 ha que equivalen al 68.41% del territorio municipal, el área urbana que es de 76.78 ha equivalente al 0.09% del territorio y el área de Parques dentro del municipio de Bahía Solano es de 7.316,59 ha equivalentes al 8.29%.

2.2.5 Aspectos políticos

El municipio de Bahía Solano al igual que Urrao tiene constituido un gobierno según la Constitución Colombiana que se designa mediante elección popular asumiendo los compromisos de ley que implica la administración del ente político – administrativo. A nivel comunitario el municipio cuenta con organizaciones tales como acciones comunales, consejos comunitarios, asociaciones gremiales entre otros para un total aproximado de 8 organizaciones con vocería. El municipio se encuentra en la categoría 6 para el año 2007 según criterios de la Ley 617 de 2000.

En el municipio de Bahía Solano se encuentra ubicado el Parque Nacional Natural Utría, en la región sur de municipio, en el costado opuesto del corregimiento de Cupíca.

Parque Nacional Natural Utría

Ubicado en el departamento del Chocó, sobre la costa Pacífica, en jurisdicción de los municipios de Nuquí, Bahía Solano, Alto Baudó y Bojayá.

Creado en el año de 1987 mediante Resolución Ejecutiva No. 190 del 19 de octubre de 1987; posee una extensión de 54.300 hectáreas. Además posee un clima cálido húmedo y una temperatura entre los 23 – 30 °C, se encuentran alturas de los 0 – 1200 m.s.n.m.

Pocos lugares reúnen tanto misterio y belleza a la vez como la ensenada de Utría, ubicada en la costa norte del Pacífico colombiano. Hacia el sur de la ensenada, una serie de estribaciones montañosas cubiertas de exuberante selva tropical cortan el mar semicultas entre la bruma. Sus calmadas y cálidas aguas la hacen lugar propicio

para la llegada de especies migratorias como aves y ballenas y sitio ideal para el desove de peces como la aguja ensenadefa (*Tylusurus acus pacificus*).

La ensenada misma es un paisaje cambiante que crece y decrece según la marea esté baja o alta. Los sinuosos esteros entre el manglar sufren mutaciones aún más dramáticas con los cambios de la marea, pues mientras que durante las mareas bajas entre las raíces de los mangles se mueven algunas criaturas terrestres, cuando la marea comienza a subir, éstas se desplazan para dar lugar a la fauna subacuática que llega con la entrada del mar.

En la actualidad, el 85% del territorio del área protegida se encuentra traslapado con tres resguardos indígenas de la etnia Embera legítimamente reconocidos, y en la zona de influencia del Parque se ubican las comunidades negras de Bahía Solano y Nuquí. Estas comunidades desarrollan actividades de agricultura de subsistencia y pesca artesanal o de baja escala fluvial y marítima. La pesca fluvial, muy común en el área y en mayor medida entre los indígenas, generó una disminución dramática en las especies de peces continentales. La pesca marina es realizada por las comunidades negras.

Ecosistemas: El Parque Nacional Natural Utría encierra cuatro de los ecosistemas más productivos y a la vez más frágiles del planeta: formaciones coralinas, manglares, selva húmeda tropical y el ecosistema marino. Otro ecosistema importante son las playas, donde llegan a desovar varias especies de tortugas marinas.

2.3 CARACTERIZACIÓN PARQUE ECOTURÍSTICO EL SALADO

La construcción de la Microcentral Hidroeléctrica de El Salado partió de la iniciativa del municipio de Envigado, en el departamento de Antioquia. La propuesta pretendía crear un observatorio de energía renovable en el país.

El Municipio de Envigado se propuso desarrollar un proyecto de educación, que ayude a implementar y conocer la utilización de estas energías limpias, mediante la creación de un observatorio que incentivara la investigación y la transferencia de tecnología para que puedan ser impulsados varios proyectos de energías renovables.

El observatorio se instaló en el Parque Ecoturístico El Salado, localizado en el municipio de Envigado, lugar ecológico, con gran potencial de flora y fauna, que permite la sensibilización de la naturaleza y la educación ambiental.

Como proyecto piloto el Municipio ha pensado en desarrollar una microcentral hidroeléctrica, aprovechando la oferta hídrica disponible que se encuentra en el lugar,

mediante la utilización del caudal de la quebrada Ayurá que se describe a continuación, además se ha apoyado en la información obtenida en la cuenca hidrográfica a través del estudio del Plan de Ordenamiento y Manejo Ambiental –POMCA–.

Para el IPSE, la realización del observatorio de energía le servirá para seleccionar, adaptar y validar determinadas tecnologías con capacidad de ser instaladas en zonas no interconectadas (ZNI) del país, con el propósito de minimizar costos y optimizar resultados. El proyecto busca a la vez facilitar el aprendizaje e incentivar el desarrollo de acciones de inversión específica en el campo de las energías renovables. También se pretende generar y difundir una base de información y conocimiento sobre oportunidades y tendencias de aplicación de las energías limpias.

2.3.1 Caracterización geográfica

El Parque Eco turístico el Salado se encuentra ubicado en el Municipio de Envigado, departamento de Antioquia (figura 2-20), al suroriente de la ciudad de Medellín, a 10 km del área metropolitana.

La quebrada La Ayurá es un afluente del río Aburrá (también conocido como río Medellín); la subcuenca se encuentra ubicada al sur oriente del valle del río Aburrá, con una extensión aproximada de 39,96 km², nace en un ramal de la cordillera de los andes, más específicamente en el cerro el Astillero, en límites con los municipios del Retiro y Envigado, a 2.850 m.s.n.m. Ocupa un área de 40.78 km² en el sentido norte – sur, alberga sobre sus pendientes quebradas como: La Miel, El Salado, La Sebastiana, El Palo, La Ahuyamera, que tributan sus aguas a la subcuenca La Ayurá (figura 2-21) (Gómez et al 2009).

Como información a nivel de factibilidad se indica que el caudal de diseño es de 69 lts/s y un salto bruto de 27 metros, para generar una potencia de 15 Kilowatios (Gómez et al 2009).

2.3.2 Necesidades energéticas

El parque eco turístico posee equipos eléctricos y electrónicos que determina las necesidades energéticas de la zona. La utilización de ciertos equipos a determinadas horas del día y de la noche permite que se planifique picos de demanda energética en momentos en que se utilizan más equipos, es así como se identifican las instalaciones físicas y su consumo de energía.

Esta solución energética a diferencia de las implementadas en Encarnación y Cupica, no tiene un impacto social tan marcado sobre una población específica, las personas que se verán beneficiadas directamente por el proyecto son los comerciantes



Figura 2-20. Ubicación de la departamento de Antioquia, Colombia.



Figura 2-21. Ubicación de la subcuenca La Ayurá en la cuenca del río Aburrá, municipio de Envigado, departamento de Antioquia.

Fuente: POMCA, Valle de Aburrá, 2007.

del lugar y los que visiten el parque para fines turísticos. Implementar este tipo de tecnología a una escala tan baja (15kW), no es una alternativa económicamente viable teniendo en cuenta que el servicio que presta EPM es de menor costo y más fiable, pero independiente de esto el IPSE no es una entidad con ánimo de lucro y la oferta natural de la zona hace que la elaboración de una PCH sea la alternativa más viable para llevar a cabo.

2.4 OFERTA NATURAL

Los recursos naturales son los elementos y fuerzas de la naturaleza que el hombre puede utilizar y aprovechar como fuentes de riqueza, desarrollo social y económico. Los combustibles, la radiación solar, el viento, el agua, entre otros, pueden ser utilizados como recursos naturales para la producción de energía, cuya buena utilización depende del conocimiento que el hombre tenga al respecto y de las leyes que rigen la conservación del mismo.

Hoy es de vital importancia que todos los procesos productivos sean sostenibles en el tiempo, benévolo con el medio ambiente y viable económicamente. La producción de energía no es ajena a estos aspectos por tanto la sostenibilidad está sujeta a que los recursos que se usen como materia prima sean de fácil acceso, naturales y con mayor importancia renovables. Hay que ser consciente que existen casos en los cuales no se pueden tener estos tres componentes.

Con la tecnología existente actualmente se puede usar una variedad de recursos para producir energía, como son: Combustibles Fósiles, Energía Hidráulica, Energía Solar, Energía Eólica, Biocombustibles, Biomasa, Energía Mareomotriz, entre otras.

Los recursos antes mencionados son encontrados en la naturaleza en una distribución muy variada según sea la zona geográfica objetivo, lo cual constituye una oferta natural de la misma, conformando así el potencial de uso humano que se le pueda dar a estos recursos, acudiendo a las tecnologías de transformación que existen.

2.4.1 Potencial solar

El sol es la estrella más próxima a la tierra, se encuentra a una distancia promedio de 150 millones de kilómetros y es su principal fuente primaria de luz y energía. La energía radiante del sol es prácticamente la generadora de casi todas las formas de energías que se conoce y se utiliza como recursos primarios. Uno de los fenómenos naturales de conversión de la energía solar es el que se conoce como proceso de la fotosíntesis, la cual proporcionó la biomasa que luego se transformó en los combustibles fósiles que hoy se usan ampliamente.

2.4.2 Radiación solar

La radiación solar que recibe la tierra varía entre los 1.300 y los 1.400 W/m² aproximadamente. Estos valores pueden cambiar dependiendo de las condiciones climatológicas, que a su vez dependen de la ubicación geográfica (latitud y longitud) y del período del año.

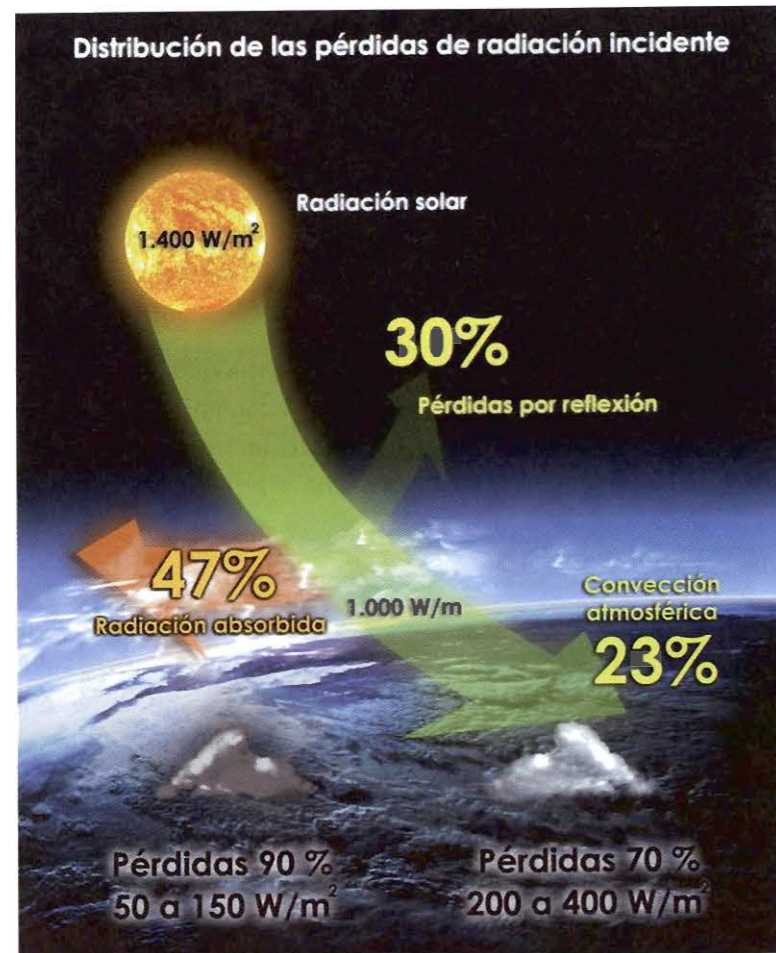


Figura 2-22. Distribución de las pérdidas de la radiación incidente.

El sol emite energía en forma de radiación de onda corta. De la radiación solar total recibida por la tierra, el 30% es reflejada al espacio exterior por las nubes, el 47% es absorbida por la atmósfera, mares y la tierra misma para mantener la temperatura ambiente, y el restante 23% se usa para mantener la convección atmosférica o vientos y el ciclo hidrológico (figura 2-22). La cantidad de radiación absorbida por la

superficie es devuelta en dirección al espacio exterior en forma de radiación de onda larga, con lo cual se transmite calor a la atmósfera.

Sobre la mayor parte del territorio colombiano la incidencia de la radiación solar global tiene promedios entre 4,0 y 4,5 kWh/m² por día. El Pacífico colombiano es una de las zonas con menor índice de radiación solar anual, con promedios de 3,5 kWh/m² /día; durante el año presentan poca variabilidad, siendo los meses de marzo y abril los de mayor radiación, mientras que noviembre y diciembre se caracterizan por ser los meses de menor radiación. En la figura 2-23 se observa distribución de la radiación solar global acumulada en el día, para la costa atlántica, que incide a lo largo del año sobre el territorio colombiano.



Figura 2-23. Distribución de la radiación solar global acumulada en el día. Adaptado de Atlas de radiación solar de Colombia (IDEAM y UPME, 2005)

El municipio de Urrao según su ubicación geográfica cuenta un valor de radiación solar promedio anual de 4,53 kWh-h/m²/día, constituyendo un recurso aprovechable, cuya distribución anual muestra un periodo de mayor intensidad en el tercer trimestre del año (figura 2-24).

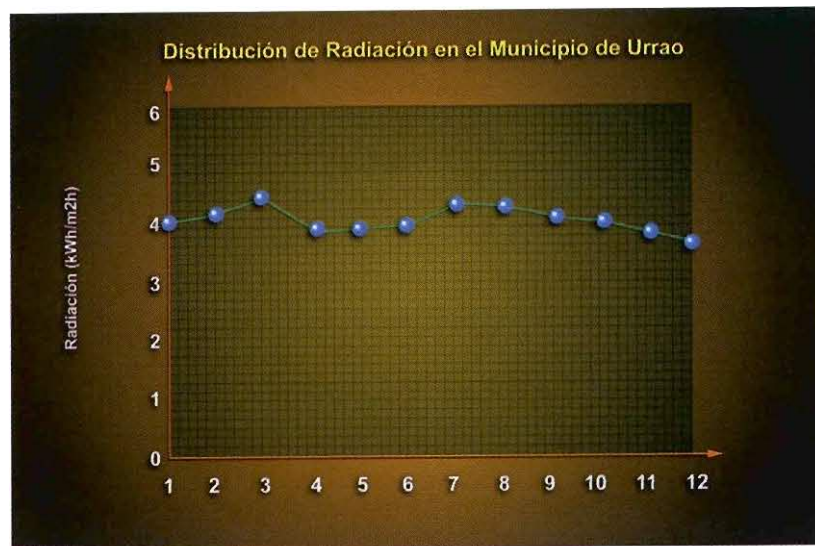


Figura 2-24. Distribución de Radiación en el Municipio de Urrao.
Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>

En el municipio de Bahía Solano según su ubicación geográfica cuenta un valor de radiación solar promedio anual de 4,1 kW-h/m²/día, constituyendo un recurso aprovechable, cuya distribución anual muestra un sostenimiento de la intensidad durante todo el año, aproximadamente constante (figura 2-25).



Figura 2-25. Distribución de radiación en el municipio de Bahía Solano.
Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>

2.4.3 Potencial eólico

Este recurso está asociado a la energía transportada en las corrientes de aire en analogía con la energía hidráulica, fundamentalmente depende de la velocidad de los vientos para que sea un recurso aprovechable, los vientos son generados por los gradientes de temperatura y las condiciones topográficas presentes en el globo terrestre, este recurso es completamente renovable y no contribuye a la contaminación ambiental.

El aprovechamiento de este recurso depende de la velocidad, por ello a pesar de que en todo el globo terrestre existen vientos, no todos son aprovechables, la disponibilidad de este recurso se ve mayormente en las zonas costeras debido a que no hay estructuras naturales ni artificiales que impidan el desarrollo de los vientos.

Existen tres componentes del viento que determinan su energía disponible, estos son: la velocidad, la dirección del viento y la densidad del aire. Para poder utilizar la energía del viento, es necesario que este alcance una velocidad mínima que depende del aerogenerador que se vaya a utilizar pero que suele empezar entre los 3 m/s y los 4 m/s, velocidad llamada "cut-in speed", y que no supere los 25 m/s (90 km/h), velocidad llamada "cut-out speed".

Para el periodo comprendido entre diciembre y abril se observan vientos que pueden llegar a los 4m/s en el sector del Golfo de Urabá.

En la Figura 2-26 las velocidades más altas se observan en color azul (aproximadamente 10m/s), para el caso de la costa pacífica el tono que se observa está entre verde y amarillo que representan velocidades desde los 2 hasta los 4 m/s.

2.4.3.1 Oferta de vientos en el municipio de Urrao

En el municipio de Urrao se produce vientos durante todo el año con una relativa constancia con un valor promedio anual de 1,5 m/s, y estos se mantienen en un rango de 1,4 – 1,7 m/s, indicando la presencia de vientos durante todo el año, estos valores están por debajo del valor promedio necesario para la generación eléctrica, lo que condiciona el aprovechamiento de este recurso (figura 2-27).

2.4.3.2 Oferta de vientos en el municipio de Bahía Solano

El municipio de Bahía Solano se produce vientos durante todo el año con una relativa constancia con un valor promedio anual de 1,7 m/s, y estos se mantienen en un rango de 1,4 – 1,9 m/s, indicando la presencia de vientos durante todo el año, estos valores están por debajo del valor promedio necesario para la generación eléctrica, lo que condiciona el aprovechamiento de este recurso (figura 2-28).



Figura 2-26. Distribución de vientos en el país para el mes de abril. Adaptado de Atlas de vientos en Colombia (IDEAM y UPME, 2005).



Figura 2-27. Velocidad del viento en el municipio de Urrao. Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>



Figura 2-28. Velocidad del viento en el municipio de Bahía Solano. Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>

2.4.4 Potencial de combustibles líquidos y gaseosos

Este recurso está asociado a los derivados del petróleo y al carbón mineral que son generalmente extraídos por perforación en la tierra o mar. Constituyen recursos no renovables y requieren procesos de transformación complejos e infraestructuras robustas para su aprovechamiento, requiriéndose de dos fases, una fase de extracción – refinamiento y otra de transformación en energía. Su consecución está sujeta a la formación geológica de la zona y no está disponible en la mayoría del territorio terrestre. Esto obliga a que el transporte hasta los sitios donde este recurso no puede ser obtenido mediante el uso de oleoductos o gasoductos, se deba realizar bien sea por ferrocarril, embarcaciones, vehículos pesados e incluso a lomo de animal, incrementando altamente los costos para generar energía por este medio en zonas de difícil acceso.

Tanto Cupica como Urrao no cuentan con redes de suministro de gases combustibles, sin embargo los municipios cuentan con vías marítimas y terrestres de acceso respectivamente para poder hacer llegar los combustibles fósiles líquidos o gaseosos, por lo tanto su disponibilidad y uso está sujeta al costo y a la posibilidad de transportarlos hasta allí, puesto que no se dispone de reservas de combustibles fósiles para su explotación en estos lugares.

2.4.5 Potencial agroenergético

Este recurso está asociado a los biocombustibles que son combustibles de origen vegetal que son extraídos de frutos o plantas que son cultivadas con el objeto de ser transformadas para tal fin, son recursos renovables que requieren de una transformación primaria para poder ser usados como combustibles. Los biocombustibles pueden ser extraídos de cualquier planta, sin embargo han sido identificadas un grupo de estas como las más viables para la obtención de este tipo de recurso, el aprovechamiento de este tipo de combustible es similar al aprovechamiento de los combustibles fósiles; la disponibilidad de este recurso está sujeto al área de terreno cultivable en la zona objetivo, pero no hay que perder de vista las necesidades de alimentos que se tienen en estas zonas.

La oferta natural, para el caso específico de soluciones energéticas a partir de fuentes agrícolas está fuertemente ligada a las condiciones del cultivo de la materia prima, es decir, las condiciones edafoclimáticas que determinan en gran medida el éxito de producción agroenergética específica.

En Urrao, 6.500 hectáreas de terreno del municipio son destinadas para la cosecha, que son fuente de empleo e ingresos para los habitantes; lo que hace que sea necesario realizar un análisis profundo respecto de uso de este suelo para producir materias primas para sintetizar biocombustibles, lo cual debe conducir a que se mantenga la seguridad alimentaria de la zona, el clima tropical del municipio permite cultivar exitosamente palma africana, girasol, soya, caña de azúcar, maíz, yuca, entre otros, de los cuales se pueden sintetizar los biocombustibles. Mientras tanto en Cupica, solo el 12,6% del suelo del municipio tiene capacidad para albergar cultivos.

2.4.6 Potencial de biomasa

La biomasa es toda aquella materia de origen orgánico que se produce naturalmente o por acción humana, esta cuenta con un gran potencial para producir energía usando los métodos de transformación adecuados, son recursos renovables que requieren de transformación para poder ser usados como combustibles, la especialidad de la naturaleza es producir biomasa por ende este recurso se puede encontrar en cualquier sitio del planeta incluso dentro de las ciudades, como lo son los residuos de comida.

Los residuos de cosecha, que quedan el lote del cultivo, una vez se ha cosechado el producto principal, como el heno o cascarilla de arroz, la cebada y el trigo, entre otros, provee un combustible sólido, pero la periodicidad del cultivo y su siembra o las técnicas de transformación hacen inviable la utilización del potencial energético. Por otro lado la relación entre producción neta y biomasa en la selva tropical, que es el ecosistema predominante en Cupica, es mucho menor que 1% y su tasa de renovación es muy lenta.

Por su parte Urrao cuenta con una gran cantidad de zona boscosa y la amplia área que este ocupa permite que se cuente con una gran cantidad de biomasa y con una gran capacidad de producirla, sin embargo esta está declarada reserva natural, hacer conciencia del uso de la cantidad y la capacidad de producir biomasa de la zona es necesaria para no impactar de manera negativa el equilibrio biológico del ecosistema de la zona declarada reserva natural.

2.4.7 Potencial hidráulico

Este recurso está asociado a la energía transportada por los ríos en sus corrientes de agua y puede ser aprovechada de dos formas: como energía potencial usando una caída de agua, o energía cinética usando la velocidad con que el río corre por su cauce, la tecnología de extracción dependerá de la modalidad de energía que sea viable en el río objetivo, este recurso se puede catalogar como renovable puesto que depende del ciclo de aguas natural de la tierra y estará siempre disponible siempre y cuando se mantenga el equilibrio hidrológico del planeta. La disponibilidad de este recurso también está sujeta a las características hidrológicas y relieve de la zona objetivo. Colombia se caracteriza por ser un país con una inmensa riqueza hidrológica.

Colombia, es un país de precipitaciones generosas, en otrora calificado como el cuarto país del mundo por su disponibilidad hídrica (Domínguez et. al, 2008); se destaca que Colombia posee recursos hídricos que están por encima del promedio mundial de disponibilidad de agua en diferentes naciones: en una clasificación de 203 países, Colombia ocupa el puesto 24, con disponibilidad de 40 mil m³ de agua al año por habitante, por encima de Argentina, que está en el puesto 43, con 22 mil m³ de agua al año por habitante, y de España que ocupa el puesto 117, con 2.800 m³ por habitante. En esta lista uno de los países más críticos es Qatar (Asia), que sólo cuenta con 100 m³ de agua al año por habitante (IDEAM, 2006). La riqueza hídrica del país se manifiesta en una extensa red fluvial superficial que cubre el país en unas condiciones favorables de almacenamiento de aguas subterráneas en la existencia de cuerpos de agua lénticos, distribuidos en buena parte de la superficie total y en la presencia de enormes extensiones de humedales. La presencia de altas montañas, abundantes precipitaciones, extensas sabanas y selvas húmedas, junto con la ubicación estratégica en la zona tropical, caracterizan al territorio nacional y determinan la existencia de ecosistemas con un potencial hídrico valioso y sistemas complejos de regulación (IDEAM, 2001).

En Colombia se distinguen cuatro regiones hidrográficas: al Este y cubriendo cerca de 670.000 km² se presentan la Región de la Orinoquía caracterizada por zonas planas o sabanas empedradas con altitudes entre 100 y 500 m.s.n.m. y una selva pluvial ecuatorial con grandes ríos conocida como la Amazonía. La parte central del territorio corresponde a la zona andina constituida por tres cordilleras (Occidental, Central y Oriental) que se extienden con dirección NNESSW y alturas hasta de 5.000 m.s.n.m. Estas cordilleras están separadas por valles longitudinales intramontanos que altitudinalmente se ubican entre los 100 y 500 m.s.n.m. (Valles del Magdalena y Cauca). Hacia el Norte y en contacto con el Mar Caribe se distinguen llanuras costeras que se forman en las estribaciones de las cordilleras. Al Oeste y limitando con la Cordillera Occidental se distinguen serranías y tierras bajas de selva ecuatorial húmeda que forman el Anden Pacífico colombiano.

Del volumen de precipitación anual (3.400 km³/año) un 61% se convierte en escorrentía superficial, generando un caudal medio de 66.440 m³/s equivalentes a un volumen anual de 2.113 km³ que fluye por las cinco vertientes hidrográficas que caracterizan el territorio nacional continental. El 23% de esta escorrentía se concentra en la vertiente del Caribe que entrega sus aguas al Océano Atlántico en el Norte del territorio, el 10% escurre por la vertiente del Pacífico que aporta al océano del mismo nombre al Occidente del país, el 34% corre por la vertiente de la Amazonía entregando sus aguas al río Amazonas al Oriente, el 32% corresponde a la Vertiente del Orinoco con corrientes que confluyen en el río Orinoco, afluente del Océano Atlántico, el resto aporta por el Noreste a la cuenca del Catatumbo compartida con Venezuela (Ministerio del Medio Ambiente, 1996). Estos caudales están directamente asociados con los aportes de las áreas de las cuencas correspondientes, representados en rendimientos hídricos heterogéneos que oscilan entre 1 y más de 100 l/s/km², los cuales permiten, junto con la precipitación y la evapotranspiración real, delimitar zonas con base en la disponibilidad del recurso hídrico (Ideam, 1998). El Pacífico es la zona con mayor rendimiento hídrico, presenta valores promedios superiores a los 100 l/s/km² con cuencas como el San Juan y Micay. En el Caribe estos rendimientos varían entre 1 l/s/km² en la alta Guajira y 127 l/s/km² en la cuenca del Atrato. La Cuenca del Magdalena-Cauca de la Vertiente del Caribe, donde se asienta más del 80% de la población del país y se concentra la mayor parte de la actividad socioeconómica, cuenta con un rendimiento promedio de 27 l/s/km². La Orinoquía por su parte presenta un rendimiento promedio 34% mayor que la de la cuenca Magdalena-Cauca. La Amazonia no presenta variaciones marcadas, con un promedio de 65 l/s/km² (Ministerio del Medio Ambiente, 1996). En términos generales, la oferta hídrica de escorrentía superficial total per-capita es de 59.000 m³/hab/año; sin embargo la oferta per capita accesible anual, bajo condiciones naturales es de 12.000 m³/hab/año.

El municipio de Urrao en el departamento de Antioquia, cuenta con una zona de alto relieve, y es uno de los municipios más ricos en aguas, como se especificó anteriormente en la hidrografía de la zona, lo cual demuestra un gran potencial hidráulico para el diseño de microcentrales, como la existente actualmente. Por otro lado, Chocó es de los lugares donde se presenta la mayor pluviosidad del planeta, y cuenta con un relieve montañoso, el municipio de Bahía Solano está relativamente bien irrigado, dado que presenta ríos y quebradas en forma proporcionada a lo largo y ancho de su espacialidad, se caracterizan sus drenajes por caudales abundantes y cauce corto, debido a la proximidad de las montañas de la serranía del Baudó a la costa pacífica, por lo que se considera un departamento con alto potencial hidroenergético al igual que Urrao. Cabe anotar que la explotación del potencial hidráulico en cualquier lugar, está restringido al acceso a la zona y al permiso de captación del caudal del cauce, de forma tal que no se presenten problemas aguas debajo de la captación de la obra.

3 Energía Hidráulica

En este capítulo se realiza una descripción sobre el aprovechamiento del agua (energía hidráulica) como recurso natural para la transformación en energía eléctrica, además se describe la tecnología de forma genérica y las experiencias a nivel mundial, base para la puesta en marcha de microcentrales eléctricas.

3.1 Descripción tecnológica

La utilización de energías renovables es uno de los campos de la ciencia y la tecnología con mayor desarrollo e interés a nivel mundial. La energía hidráulica se constituye como energía renovable sólo a pequeña escala, al no generar impactos graves en los ecosistemas, siendo una alternativa económica y ambiental factible para la provisión de energía a comunidades rurales distantes, así como para la expansión de la capacidad eléctrica instalada, en sistemas aislados o en proyectos conectados a la red eléctrica Nacional.

Adicionalmente, la generación mediante energía hidráulica reduce la dependencia a hidrocarburos propia de los sistemas convencionales y por lo que se reducen las emisiones de gases contaminantes para el ambiente. Este escenario potencializa el aprovechamiento de los recursos energéticos no convencionales de carácter renovable.

A pesar de su nombre la energía hidráulica tiene su origen en el sol, que proporciona la energía necesaria para que se lleve a cabo el ciclo hidrológico. En dicho ciclo, grandes cantidades de agua son evaporadas y remontadas a gran altura. Su caída, en forma de lluvia, alimenta acuíferos y ríos, nutriendo las corrientes de agua que serán aprovechadas para la generación de energía (figura 3-1).

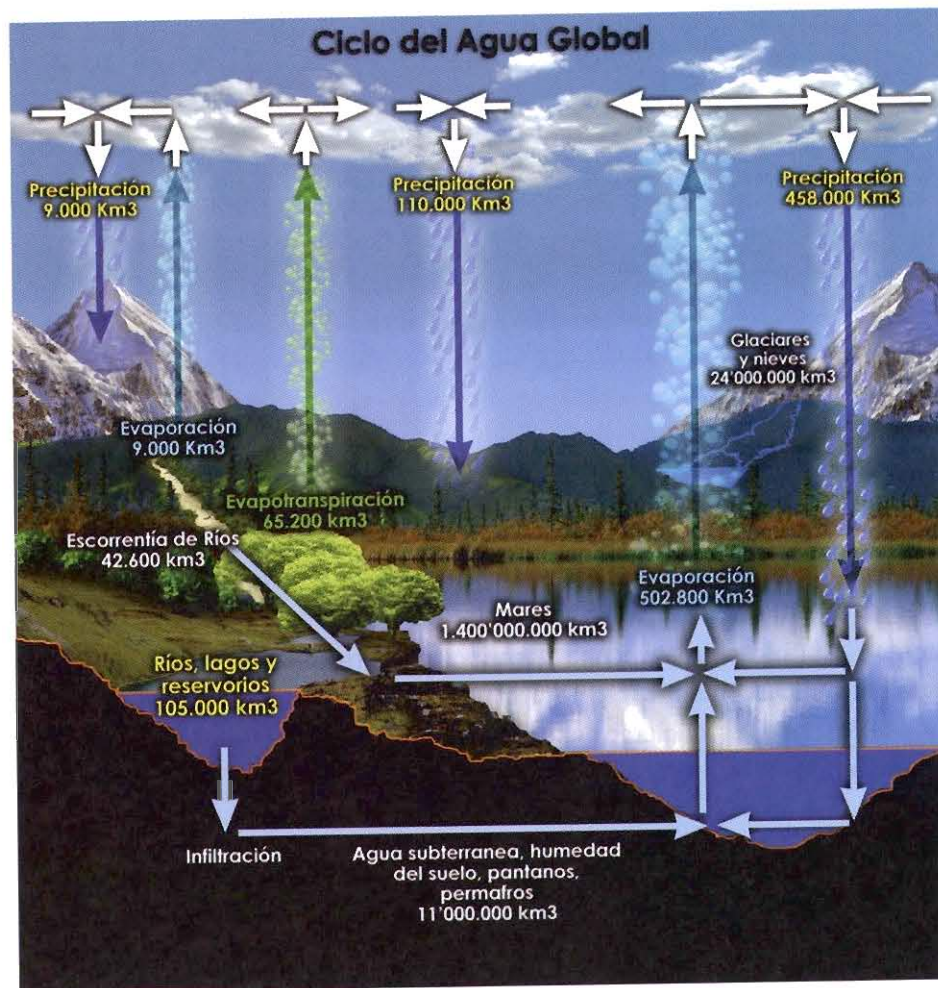


Figura 3- 1 Ciclo del agua global.
Fuente: WASA-GN

La energía hidráulica es aquella que aprovecha el movimiento del agua para convertirlo en energía eléctrica. El principio es sencillo; el agua almacenada en proceso de estancamiento posee energía potencial, cuando ésta entra en movimiento producto de una corriente o caída a cierta altura, se convierte entonces en energía cinética (figura 3-2), luego la corriente o caída de agua (energía cinética) se hace pasar por unas turbinas; estas turbinas son movidas por la fuerza de empuje del agua debido a su masa y velocidad generando movimiento de rotación (energía mecánica), convirtiendo la energía cinética en energía mecánica; este movimiento llega a unos generadores acoplados a las turbinas donde es transformada en energía o corriente eléctrica aprovechable. Una vez extraída la energía eléctrica el agua se devuelve al río para su curso normal, pudiéndose aprovechar de nuevo para obtener energía eléctrica aguas abajo o para el consumo humano o agroindustrial.



Figura 3- 2. Energía del agua [proyecto PORCE II EPMI]

La energía hidráulica es considerada energía renovable, ya que su generación está garantizada siempre que el ciclo del agua continúe, pero sólo es considerada como energía limpia en el caso de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH's (figura 3-3). Las PCH's son aquellas plantas cuya producción de energía es inferior a 10 MW, estas desvían directamente del cauce natural sin represar grandes volúmenes de agua, y además, las obras civiles son pequeñas, utilizando una cantidad mínima de terreno. Por encima de ese nivel y sobre todo cuando se represan grandes volúmenes de agua se considera que el impacto ambiental es excesivo como para ser considerada como una forma de producción de electricidad no contaminante.

Sin embargo, la definición de Pequeña Central Hidroeléctrica no está consensuada en todos los países del mundo. En China se considera como PCH a las centrales que producen hasta 25 MW, mientras que la India limita esta cifra a 15 MW, y Suecia, a tan solo 1,5 MW (Sistema Español de Información sobre el agua, 2007). Con el fin de acotar el rango de las energías renovables y en específico de la energía hidráulica nos concentraremos en la generación de energía por debajo de 10MW para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

¹ <http://www.skyscrapercity.com/showthread.php?t=421004>

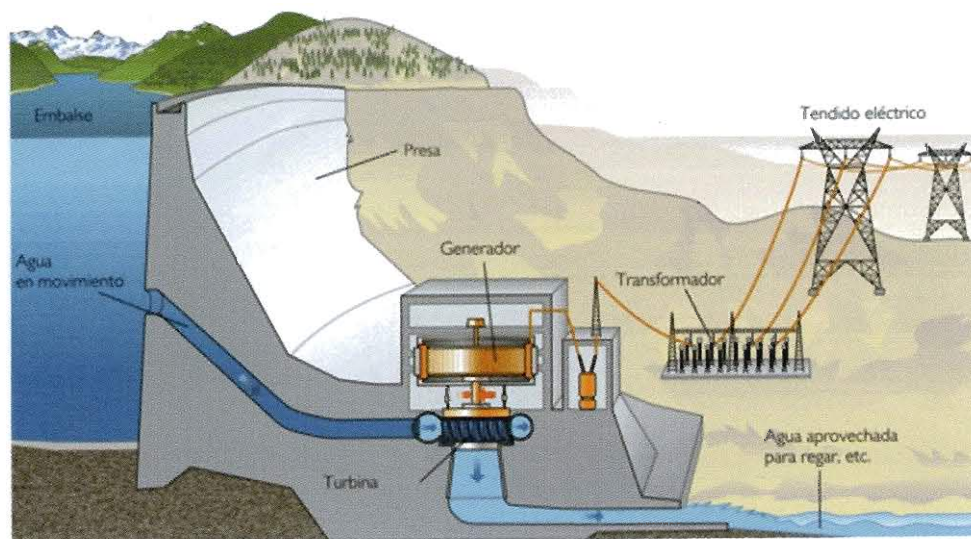


Figura 3- 3. Esquema pequeñas centrales hidroeléctricas
Fuente: <http://concienciaambiental.cl/>

3.2 Antecedentes

Desde la antigüedad la fuerza del agua ha sido aprovechada para diversos usos, como moler granos o triturar materiales, hecho que atestiguan los numerosos molinos de agua conservados en diferentes partes del mundo. Pero no sería hasta los inicios de la Revolución Industrial cuando se aprovecha la energía del agua para la producción de electricidad. La creciente industrialización del norte de Europa provoca una gran demanda de energía que vino a ser suplida, en buena parte, gracias a la hidroelectricidad, ya que la extracción de carbón todavía no era lo suficientemente fuerte como para cubrir las necesidades industriales.

Se suele considerar que la primera central hidroeléctrica fue la construida en Northumberland (Reino Unido), en 1880. Un año después comenzó a utilizarse la energía procedente de las cataratas del Niágara para alimentar el alumbrado público, y a finales de la década ya existían más de 200 centrales tan solo en Estados Unidos y Canadá.

Se estima que un 20% de la energía consumida en el mundo tiene origen hidroeléctrico, mientras que en los países en desarrollo este porcentaje se eleva hasta el 33%. Si se compara con otras energías renovables, los datos son contundentes: del total de la producción renovable mundial, un 90% tiene su origen en la hidrogenación. Además es considerada una energía en crecimiento especialmente en las áreas menos desarrolladas.

Según la UNESCO, entre 1995 y 2010 la producción de energía hidroeléctrica habrá crecido en un 65% en todo el mundo, siendo este aumento especialmente significativo

en los países de América Latina, Asia y África. Mientras que en estas regiones tan solo se aprovecha el 7% de su potencial hidroeléctrico, en áreas más desarrolladas, como Europa, este porcentaje asciende al 75%, por lo que el crecimiento esperado en los países en vía de desarrollo es elevado. Se trata, por tanto, de un sistema de generación de energía extendido en todo el mundo, incluso en países que no cuentan con desniveles orográficos significativos, como es el caso de Holanda (UNESCO).

En la actualidad, Canadá es el productor más importante del mundo seguido de Estados Unidos, China y Brasil. Aproximadamente dos tercios del potencial hidroeléctrico económicamente viable queda aún por desarrollar. La energía hidráulica no aprovechada es todavía muy abundante en América Latina, África central, India y China (UNESCO).

3.2.1 Generación de energía hidráulica

En la tabla 3-1 se presenta la producción en el año 1995 y estimada para el año 2010 de energía hidráulica en el mundo, la cual tiende a aumentar en todas las regiones, en particular en África, Asia y América Latina, donde el potencial de desarrollo es mayor.

Tabla 3-1. Producción de energía hidráulica en diferentes partes del mundo

Ubicación	Área de mercado	Situación en 1995 (TWh/año)	Situación estimada en 2010 (TWh/año)
Mundo	Grandes centrales	2.265	3.990
	Pequeñas centrales	115	220
	Total	2.380	4.210
UE + AELC	Grandes centrales	401,5	443
	Pequeñas centrales	40	50
	Total	441,5	493
CEE	Grandes centrales	57,5	83
	Pequeñas centrales	4,5	16
	Total	62	99
CIS	Grandes centrales	160	388
	Pequeñas centrales	4	12
	Total	164	400
NAFTA	Grandes centrales	635	685
	Pequeñas centrales	18	25
	Total	653	710
Países OCDE Zona Pacífica	Grandes centrales	131	138
	Pequeñas centrales	0,7	3
	Total	131,7	141
Países Zona Mediterránea	Grandes centrales	35,5	72
	Pequeñas centrales	0,5	0,7
	Total	36	72,7

Ubicación	Área de mercado	Situación en 1995 (TWh/año)	Situación estimada en 2010 (TWh/año)
África	Grandes centrales	65,4	147
	Pequeñas centrales	1,6	3
	Total	67	150
Oriente Medio	Grandes centrales	24,8	49
	Pequeñas centrales	0,2	1
	Total	25	50
Asia	Grandes centrales	291	1.000
	Pequeñas centrales	42	100
	Total	333	1.100
América Latina	Grandes centrales	461,5	990
	Pequeñas centrales	3,5	10
	Total	465	1.000

* UE + AELE: Unión Europea y Asociación Europea de Libre Comercio ; CEE: Europa central y del Este; CEI: Comunidad de Estados Independientes ; Países NAFTA: Estados Unidos, Canadá y México ; Países OCDE Zona Pacífica: Australia, Japón, Nueva Zelanda ; Países Zona Mediterránea: Turquía, Chipre, Gibraltar, Malta ; Asia: Asia sin incluir la ex-URSS

Fuente: Water Power and Dam Construction [1995] y International Journal on Hydropower and Dams [1997]

3.2.2 Desarrollo Tecnológico

Los avances y desarrollos tecnológicos concernientes a centrales de generación hidroeléctrica se enfocan al aumento en la eficiencia del sistema o a la disminución de costos. Las partes más estudiadas y con más desarrollos en el estudio de las PCH, son las partes electromecánicas, como son la turbina, el generador, los sistemas de control, el transformador y las líneas de transmisión y distribución. Con respecto a las obras hidráulicas los estudios buscan materiales más aptos para el uso pero su constitución no influye tanto en la eficiencia energética como lo hacen los equipos anteriormente mencionados.

Como se mencionó el auge de la energía hidráulica se dio en la primera mitad del siglo XX, rápidamente Europa y Norte América instalaron el 50% del potencial calculado técnicamente. Una industria incipiente se conformó para suplir la demanda, así como ampliando el mercado de exportación a los denominados países en vía de desarrollo. No obstante, esta industria inició un proceso de declive desde los años sesenta, solo pocos países como Alemania han estimulado recientemente la producción de energía hidráulica a pequeña escala mediante la aplicación de políticas estatales que incentivan la implementación de energías renovables.

Ya desde los años setenta los modelos básicos de turbinas fueron transferidos a fabricantes y talleres locales, de modo que la tecnología empezó a ser adoptada en muchos lugares del mundo, principalmente las turbinas de flujo transversal (Crossflow) y Pelton. Estos desarrollos fueron inicialmente financiados por Suiza y

Alemania en países en desarrollo como Sri Lanka, Perú, e Indonesia. Sin embargo, para la distribución de energía hidráulica en zonas no interconectadas, ya que no se posee una red mayor, es muy importante tener un sistema de regulación efectivo que mantenga la velocidad del generador en la frecuencia correcta 50 o 60 Hz, esto garantiza que el voltaje se mantenga constante durante un día. Para esta necesidad se desarrolló un Controlador Electrónico de Carga (Electronic Load Controller - ELC) para ajustar las entradas y salidas del sistema eléctrico y así evitar excesos de voltaje, de este modo se aumentó la confiabilidad de los proyectos hidroeléctricos a pequeña escala. Esta tecnología fue luego transferida a estos países al inicio de los años 80, desde este momento el concepto de ELC ha sido copiado en el mundo (Paish, 2002).

Dichos procesos de transferencia tecnológica han dado el impulso para el avance en la implementación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas para zonas rurales, siendo dominante la adopción de turbinas de flujo transversal y Pelton, por parte de fabricantes locales, debido a que las turbinas de impulso se ajustan mejor que las turbinas de reacción, a las necesidades de micro generación energética en países en desarrollo (Paish, 2002).

En cuanto a la viabilidad económica de un proyecto hidroeléctrico a pequeña escala, ésta depende tanto del caudal y como de la caída de agua que posea, mientras más alta sea la caída menos caudal será necesario para una cantidad específica de vatios y más económico será el equipamiento técnico necesario. Sin embargo, esta condición topográfica se encuentra en zonas de difícil acceso o sin población cercana. Por tanto, los esfuerzos y desarrollos tecnológicos deben encaminarse a explorar la generación de energía hidroeléctrica de menor generación en sitios con caídas bajas. El principal limitante es la relación costo-efectiva al comparar esta energía con la generada por combustibles fósiles.

3.2.3 Contexto Nacional

A inicios de siglo XX en el país se construyen pequeñas centrales hidroeléctricas pero entre los años 1960 a 1980 se dejan de construir debido al auge de grandes proyectos hidroeléctricos que buscaban un sistema centralizado de energía para responder a la demanda. Con la construcción de grandes centrales hidroeléctricas se perdió casi por completo el aprovechamiento de corrientes menores, de gran importancia como fuentes de generación distribuida y con menores requerimientos tecnológicos y de capital de inversión (Gil Zapata, 2003). Luego con la crisis energética de 1973 se impulsa la investigación en fuentes de energía no convencionales reconociendo la importancia y retomando así el interés por las pequeñas centrales hidroeléctricas (Gómez y Posada, 2009; citando a Carless, 1995).

En el año 1992 con una nueva crisis energética las Instituciones como el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica – ICEL y el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas - INEA fortalecen programas para desarrollar pequeñas centrales hidroeléctricas. Con el establecimiento de las leyes 142 y 143 de 1994 (Ley de servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica respectivamente), se generaron grandes cambios en el sector eléctrico, principalmente con la introducción del sector privado, por tal motivo es necesario viabilizar diferentes criterios de expansión, y escenarios de crecimiento de la demanda y disponibilidad hidrológica para el país (Gil Zapata, 2003). En este sentido, la inversión en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se presenta como una alternativa sostenible y económicamente viable.

Proyectos en Colombia

- En Colombia se desarrollaron diferentes proyectos con generación hidroeléctrica a pequeña escala, tales como:
- Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica desarrollado por la corporación Eléctrica de la Costa Atlántica CORELCA en 1985.
- Proyecto piloto del Ministerio de Minas y Energía para el desarrollo pequeñas centrales hidroeléctricas zonas aisladas de Nariño, La Guajira, Chocó, Meta y Cauca (Gómez y Posada, 2009).
- Programa de construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas llevado a cabo por ICEL entre los años 1995 y 1997 (INEA, 1997).
- En 1990 la Universidad Nacional de Colombia realiza el inventario de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas para el Programa Nacional de Energías no Convencionales, para este año se contabilizaban 217 PCH´s correspondientes al 2.3% de la energía del país.

La mayor parte de la energía eléctrica generada en zonas no interconectadas de Colombia, proviene de PCH´s en un rango de instalación entre 100 y 10.000 kW. Algunas de las más importantes son: López –Puerto Sergio (López de Micay) localizada en el río Joli Pacífico colombiano, Mitú sobre el río Vaupés, Bahía Solano, Labranza Grande, Paya, Pisba y Guacamayas (Mora y Hurtado, 2004).

Entre los años 1974 Y 1979 el ESEE (Estudio del Sector de Energía Eléctrica) realizó un Inventario de Recursos Hidroeléctricos en el país, en el que se identificaron 308 proyectos, la mayoría de los cuales con capacidad superior a 100 MW. ISA, antes del proceso de escisión vio la necesidad de conocer el potencial de desarrollos con capacidad menor y decidió, a partir de 1986, adelantar estudios del Inventario entre

10 y 100 MW en varias regiones del país. La importancia de los proyectos de magnitud inferior a 100 MW radica principalmente en que permiten mejorar la firmeza del sistema nacional, y que pueden implementarse de manera mucho más flexible que los megaproyectos. A la fecha se han identificado proyectos en gran parte de los departamentos de Antioquia, Caldas, Risaralda, Quindío, Huila y Tolima (Portafolio de proyectos Unidad de Planeación Minero-Energética, 2007).

El departamento de Antioquia posee el mayor número de pequeñas centrales hidroeléctricas instaladas, 38 centrales correspondientes al 19,69%, luego se encuentra el departamento del Santander con el 18,31% (INEA, 1997). La gobernación de Antioquia señala que para 2008 el departamento cuenta con 60 pequeñas centrales hidroeléctricas y que se cuenta con un portafolio de 29 proyectos nuevos (Gómez y Posada, 2009; citando a Múnera López, 2008).

En Antioquia existe un potencial hídrico viable para generar proyectos de producción limpia de electricidad para las áreas rurales, en este sentido las microcentrales hidroeléctricas se presentan como una solución a la generación de energía hídrica con pocos impactos ambientales (Gómez y Posada, 2009).

3.2.4 Contexto Internacional

La Comisión Nacional Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL presentó un documento, en el cual se presenta un diagnóstico de las fuentes renovables de energía disponibles para América Central y recopilan los proyectos que están en operación. Este reporte incluye más de 200 proyectos que corresponden a pequeñas centrales hidroeléctricas con producción eléctrica menor a 10000 kW. El potencial hidroeléctrico aprovechable que posee Centroamérica corresponde a estimaciones efectuadas por los países a partir de la evaluación de las cuencas hidrológicas, la identificación de sitios y la evaluación .con diferentes niveles de profundidad: estudios básicos y de prefactibilidad y factibilidad. Según la Cepal los países de la subregión poseen significativos recursos todavía no aprovechados del orden de 24,4 TW, conformados por centrales de capacidades muy pequeña (o minicentrales), pequeña, mediana y grande (CEPAL, 2004).

Los países de América Central cuentan con condiciones muy favorables para el desarrollo de pequeños proyectos hidroeléctricos por la alta disponibilidad de ríos y quebradas en las zonas montañosas. En la región, la superficie de las cuencas hidrográficas representa aproximadamente el 37% del territorio, sumando alrededor de 191,449 km² (ERAC, 2000).

Brasil

Brasil ha incentivado ampliamente los aprovechamientos hidroenergéticos a pequeña escala, otorgando incentivos a los inversionistas, donde se considera como PCHs a las plantas con capacidades instaladas menores de 30 MW, con embalse de almacenamiento y con una superficie menor de 3 km² (CERPHC, 1999). Asimismo se ha implementado el Programa Nacional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PNPC, el cual busca incentivar el desarrollo de tecnologías asociadas a la generación hidroeléctrica incentivando la participación del sector privado. Asimismo se creó el Centro Nacional de Referencia en Pequeños Aprovechamientos Hidroenergéticos CERPCH, este centro promueve la conformación de una red de información y capacitación en programas, proyectos, investigaciones y avances tecnológicos en generación hidroeléctrica (Gil Zapata, 2003).

Unión Europea

En Europa, más del 70% de la capacidad disponible para energía hidroeléctrica ya ha sido desarrollada (Giesecke & Mosonyi, 2005). El desarrollo hidroenergético con capacidad de generar más de 1 MW instalado en Europa ya está completo, debido a esto el campo de acción prometedor a futuro es la generación a pequeña escala desde 100 hasta 1000 kW con caídas bajas que van desde 0.80 m hasta 2.00 m. Según Wiemann en Europa se calcula que deben existir 10000 sitios que poseen el potencial teórico para llevar a cabo generación hidroeléctrica (Wiemann et al, 2007).

Desde 1998 Observatorio de las Energías Renovables conformó para la Unión Europea el denominado EurObserv'ER para medir el progreso de las energías renovables en cada sector y en cada país miembro. De acuerdo con el reporte de 2007, el sistema de electricidad de la Unión Europea plantea que todos los países miembros deben aumentar la parte de su producción energética de origen renovable. Por tanto, para el año 2006 la potencia producto de generación hidráulica a pequeña escala (<10 MW) había aumentado a 11723,7 MW, esto es 1.3 % más que el año 2005, esta potencia permitió la producción de 38,5 TWh en 2006, 3.3 % más que lo reportado para el año 2005 (EurObserv'ER, 2007).

Igualmente este reporte señala que Italia dispone de la mayor potencia instalada para el año 2006 con un valor de 2467,8 MW instalado de generación hidroeléctrica de pequeña escala y que Francia por su parte se encuentra en el segundo lugar en generación con 2049 MW (EurObserv'ER, 2007).

A partir de 2007 se inicia en Italia, Francia y España la revalorización de tarifas favorables para las instalaciones con capacidad menor a 3 MW. La nueva tarifa de suministro hidroeléctrico es de 6.07 c€/kWh, más un bono que incluye entre 0.5 y 2.5 c€/kWh para pequeñas instalaciones, más otro bono adicional entre 0 and 1.68c€/kWh durante el invierno favoreciendo la generación hidroeléctrica a pequeña escala.

Específicamente en el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - IDEA estima que la potencia generada por España se encuentra en 1816 MW, esto es 28 MW más que 2005. Por su parte en 2007 se anticipaba que el Plan para Energías Renovables 2005-2010 español, proporcionará una capacidad instalada de 2199 MW, lo cual significa un incremento de 450MW para el periodo de 2005-2010 (EurObserv'ER, 2007).

El reporte que entrega EurObserv'ER para 2009 plantea que la red europea permitió en 2008 la producción de 43,5 TWh de electricidad, es decir un aumento de 9,2 % en comparación con el 2007, debido principalmente a las condiciones climáticas favorables de 2008. Para el año 2010 la potencia instalada debe continuar en aumento y con ritmo constante que el visto hasta el momento, previéndose un funcionamiento del orden de 13000 MW (EurObserv'ER, 2009).

En la figura 3-4 se puede observar la producción de energía < 10 MW de los países de la Unión Europea para los años 2005 y 2006; en la figura 3-5 se establecieron las proyecciones para los años 2007 y 2008 en cuanto a la capacidad total de generación en la misma región para una generación <10 MW.

	2005	2006*
Italia	7.61	7.87
Alemania	7.96	7.99
Francia	5.83	6.01
Austria	3.10	3.80
España	3.89	3.99
Suecia	3.48	3.51
Finlandia	1.24	1.24
República Checa	1.07	0.96
Polonia	0.84	0.80
Eslovenia	0.37	0.42
Grecia	0.32	0.32
Portugal	0.28	0.28
Eslovaquia	0.25	0.25
Reino Unido	0.44	0.47
Bélgica	0.17	0.17
Luxemburgo	0.07	0.07
Letonia	0.05	0.05
Lituania	0.06	0.06
Irlanda	0.05	0.05
Hungría	0.05	0.04
Estonia	0.02	0.02
Dinamarca	0.02	0.02
TOTAL	37.24	38.48

Figura 3-4. Producción de energía hidráulica a pequeña escala (<10 MW) en los países de la Unión Europea. EurObserv'ER, 2007.

	2007	2008
Italia	2522	2605
Francia	2052	2049
España	1837	1872
Alemania	1401	1403
Austria	1175	1179
Suecia	960	916
Rumania	350	353
Portugal	330	335
Finlandia	316	316
República Checa	276	292
Polonia	250	247
Bulgaria	190	225
Reino Unido	166	173
Grecia	132	158
Eslovenia	150	155
Bélgica	102	103
Eslovaquia	67	90
Irlanda	39	43
Luxemburgo	34	34
Letonia	25	25
Lituania	17	17
Hungría	12	12
Dinamarca	9	9
Estonia	5	5
TOTAL	12418	12618

Figura 3-5. Capacidad total de la generación hidráulica a pequeña escala (<10 MW) en funcionamiento en los países de la Unión Europea. EurObserv'ER, 2009

Por su parte, el Reino Unido posee 100MW de la capacidad instalada y por los menos un potencial de 400MW sin explotar (Paish, 2002).

China

China ha dedicado mucho tiempo a desarrollar energía hidráulica a pequeña escala, convirtiéndose en uno de los pocos países que da igual importancia a proyectos de pequeña, mediana y gran escala. Se estima que China ha instalado alrededor del 40% de la capacidad hidroeléctrica de pequeña escala en el mundo, estimándose que la generación energética alcanza los 70 GW. Esta condición ha favorecido y soportado una industria de producción masiva de turbinas en el país (Paish, 2002).

Estados Unidos

Para los Estados Unidos se reporta cerca de 3000 MW producto de la generación hidroeléctrica a pequeña escala y en el largo plazo se estima que lo planea alcanza 40 MW (IEA Hydropower, 2010). (International Energy Agency, 2010. Key world energy statistics,).

Debemos anotar que el desarrollo de energía hidroeléctrica a gran escala es la más usada en este país, y a este nivel de generación no es considerada una energía renovable debido a los impactos que genera en el ambiente. No obstante, las instituciones encargadas del manejo de la energía en Estados Unidos listan la generación hidroeléctrica como energía renovable sin diferenciar la escala, por lo cual no es posible diferenciar que porcentaje proviene de centrales hidroeléctricas de pequeña escala. En este sentido la producción hidroeléctrica en Estados Unidos corresponde al 6% del total de la electricidad del país y según U.S Energy information Administration 67% de esta generación corresponde a energías renovables en 2008.

Canadá

El Small Hydropower Atlas reporta que existe en Canadá cerca de 2000MW instalados producto de energía hidroeléctrica a pequeña escala, los cuales contribuyen con el 3% del total de la capacidad hidroeléctrica instalada para el país, la cual se calcula en 67000 MW. El objetivo del Canadian Small Hydro Technology Development Program es promover el desarrollo de tecnología apropiada para hacer económicamente rentable la generación hidroeléctrica a pequeña escala. Se han identificado 5500 sitios con potencial hidroeléctrico viables técnicamente con un potencial teórico de 11000MW, pero se requiere reducir los costos un 10 a 15% para que realizable (Small-Hydro Atlas).

3.3 Aprovechamiento de la energía hidráulica a partir de una pch

El aprovechamiento de la energía hidráulica para producir energía eléctrica, se hace mediante centrales hidroeléctricas, estas son el resultado actual de la evolución de los antiguos molinos que aprovechaban la corriente de los ríos para mover una rueda. Las pequeñas centrales hidroeléctricas, como se mencionó anteriormente, aprovechan el caudal y la caída directa del agua desviándola hasta hacerla pasar por una turbina sin necesidad de represar grandes volúmenes de agua, como si lo hacen los otros tipos de centrales que generan mayores cantidades de energía.

3.3.1 Definición y clasificación de una pch

Según el Instituto Nacional de Energías Nucleares y Energías Alternativas - INEA (1997), la definición y clasificación de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se ha elaborado bajo parámetros técnicos y de aplicaciones. Es así como la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) define que una PCH es una instalación donde se aprovecha la energía hidráulica para producir pocas cantidades de energía eléctrica (alrededor de 5.000 kW), por medio de uno o más grupos de conjuntos Turbina/Generador.

Las centrales hidroeléctricas se han clasificado según su potencia o caída de agua con base en las especificaciones que se presentan en la tabla 3-2 (INEA, 1997).

Tabla 3-2. Clasificación de las PCH's.

Según Potencia	
Tipos	Rango de potencia [kW]
Picocentrales	0.5-5
Microcentrales	5-50
Minicentrales	50-500
Pequeñas centrales	500-5000

Según su caída en metros			
Tipos	Bajo	Medio	Alto
Microcentrales	<15	15-50	>50
Minicentrales	<20	20 - 100	>100
Pequeñas centrales	<25	25 - 130	>130

Fuente: INEA 1997

Asimismo, las PCH pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

- Tipo de captación del agua: De paso y con embalse.
- Tiempo de operación: Continua y discontinua.
- Regulación: Forma manual o automática y carga constante.
- Vinculación al sistema eléctrico: Centrales aisladas y centrales integradas o interconectadas.

3.3.2 Diseño de una pch

Para llevar a cabo el diseño de una PCH es de vital importancia realizar una serie de estudios previos y determinar la posibilidad de su construcción. Los parámetros más importantes en este diseño son la caída o altura del nivel de agua con respecto a la casa de máquinas y el caudal del recurso energético, ya que estos datos serán la base del proyecto.

Luego de los estudios se lleva a cabo el dimensionamiento de la PCH, y el diseño de las estructuras hidráulicas y equipos electromecánicos necesarios para el aprovechamiento óptimo del recurso.

El primer paso para implementar una central de aprovechamiento de energía hidráulica es identificar el recurso hídrico y hacer un amplio reconocimiento de la zona de influencia de dicho proyecto. También es importante contar con mapas cartográficos a diferentes escalas de la región y a partir de esto, trazar un proyecto tentativo para la central teniendo en cuenta aspectos como (BUN-CA, 2002; Ortiz 2001).

- Fácil acceso desde carretera.
- Menor longitud de desvío con el fin de minimizar costos y las pérdidas por distancia.
- Caída de agua óptima que suministre una buena potencia.

3.3.2.1 Estudios hidrológicos

Se debe conocer el balance hidrológico de la cuenca a utilizar en el largo plazo. Los estudios hidrológicos a realizarse para el diseño de estructuras hidráulicas comprenden básicamente los siguientes aspectos (INEA 1997; Toro 1997; Ortiz 2001):

- Características físicas de la cuenca en estudio.
- Régimen pluviométrico del río con determinación de los caudales.

3.3.2.2 Estudios geológicos

Los estudios geológicos y de la geotecnia abordarán básicamente los aspectos de las características físicas y mecánicas de los materiales para una obra civil. La importancia de este estudio radica en la estabilidad de las estructuras hidráulicas con respecto al suelo, para garantizar una escogencia adecuada en lo referente a fundaciones, dinteles y contrafuertes naturales de la vecindad de la obra, y la selección de los materiales naturales para la construcción. Se deben hacer con estudios de campo basados en información obtenida del área de estudio (Toro 1997).

3.3.2.3 Estudios topográficos

Para el desarrollo del proyecto se debe consultar la cartografía existente para la zona de interés. Estos mapas dan información de vías de acceso al proyecto, drenaje existente, análisis tectónico y de superficies de nivel. Se deben considerar tanto planos a escala como fotografías aéreas de la ubicación del proyecto. Los principales resultados de este estudio tienen que ver con la ubicación de la bocatoma, alineamiento de la conducción hasta el tanque de carga, estimación del salto o caída del agua para el diseño y alineamientos de tuberías hasta la casa de máquinas (INEA, 1997).

3.3.2.4 Estudios socio-económicos

Los estudios para una PCH deben integrar el componente social mediante el estudio socioeconómico de las condiciones de vida de los habitantes cercanos a la cuenca de captación. Las variables sociales que se tienen en cuenta son: población, grupos etarios, población vulnerable, salud, educación, vivienda, estratificación, actividades productivas, fuentes de ingreso, promedio de ingresos mensuales por hogar, cobertura en servicios públicos, y problemas socio-ambientales (Toro, 1997, Ortiz 2001).

3.3.2.5 Estudios hidroenergéticos

En el estudio hidroenergético el objetivo principal es determinar la potencia que puede entregar la central, para lo que es necesario conocer el caudal y la caída neta.

3.3.3 Obras hidráulicas

Presa: La presa es una estructura constitutiva del aprovechamiento destinada a crear un desnivel hidráulico localizado, la presa eleva el nivel hidráulico del río, permitiendo el paso de agua a la bocatoma. (Toro, 1997).

Obra de desviación: Es un tipo de represa pequeña que se coloca transversal al cruce al río con el fin de facilitar la derivación del agua hacia la bocatoma captando el recurso del afluente sin almacenamiento aprovechando el caudal del momento dado. (Ortiz, 2001 y BUN-CA, 2002).

Bocatoma: Puede incluir obras de presas, embalses o simplemente a filo de agua mediante captación de paso (figura 3-6). Este elemento se encarga de introducir y controlar el ingreso de agua al canal el cual incluye una compuerta de toma del recurso hídrico y una compuerta de lavado, previo al ingreso del agua al desarenador, dicha obra se explicará más adelante (Ortiz, 2001).

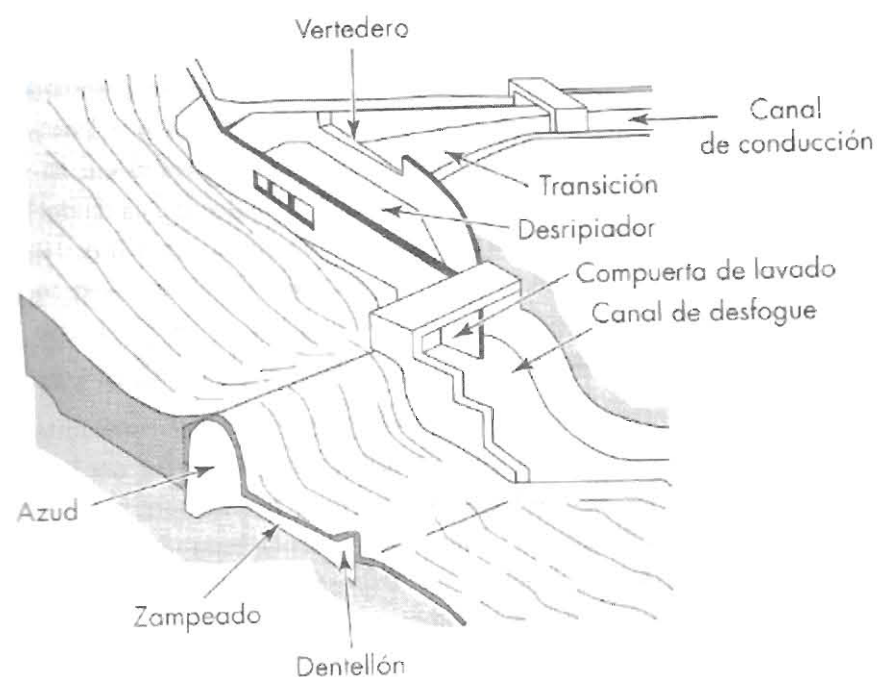


Figura 3- 6. Bocatoma convencional
Fuente: Ortiz, 2001

Conducción: El caudal de agua que será aprovechado para la generación de la energía eléctrica es captado por la bocatoma y llevado a través de un canal de conducción (figura 3-7) que puede ser en forma de canal al aire o túnel hasta la cámara de carga o tanque de presión en caso de que no exista la cámara de carga. Debido a que el agua es captada de un cauce natural contiene elementos en suspensión, por lo que se requiere de un desarenador que elimine dichas partículas. (INEA, 1997, Ortiz, 2001).



Figura 3-7. Corte de laderas para construcción del canal

Cámara de carga: También puede ser llamado tanque de presión (figura 3-8). Como acumulador, puede servir para entregar agua extra al sistema durante las horas pico o para suplir temporalmente de agua en caso de una obstrucción en el canal. Además sirve para sedimentar las impurezas del agua, retirar los elementos flotantes, controlar la entrada de agua a la planta y desviar el exceso (BUN-CA, 2002; INEA, 1997; Ortiz 2001).

Aliviaderos: Se encarga de verter al afluente las aguas en excesos que superen las capacidades en cada caso. Puede ser necesario usar aliviaderos en la bocatoma, canal, cámara de carga y desfogue de la turbina (Ortiz, 2001, BUN-CA, 2002).

Desarenador. Estructura civil que está diseñada con el fin de lograr que las partículas sólidas en suspensión que contenga el agua se precipiten, mediante una reducción de la velocidad del flujo (figura 3-9). Es muy importante que por el canal no circulen arenas de gran tamaño y más aun, que a la turbina llegue agua sin sedimentos para evitar que la arena la valla socavando (INEA, 1997; Ortiz 2001).

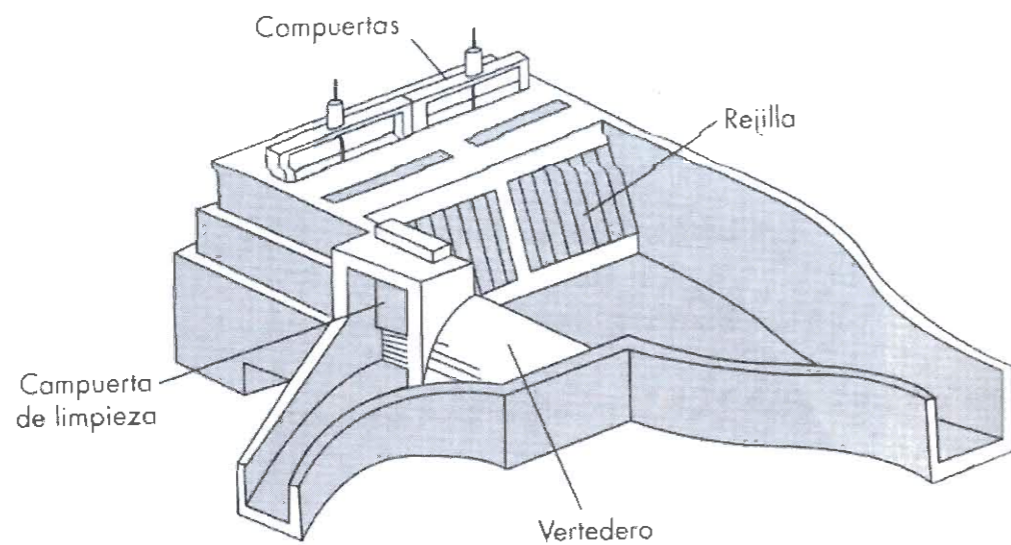


Figura 3- 8. Cámara de carga
Fuente: Ortiz, 2001.

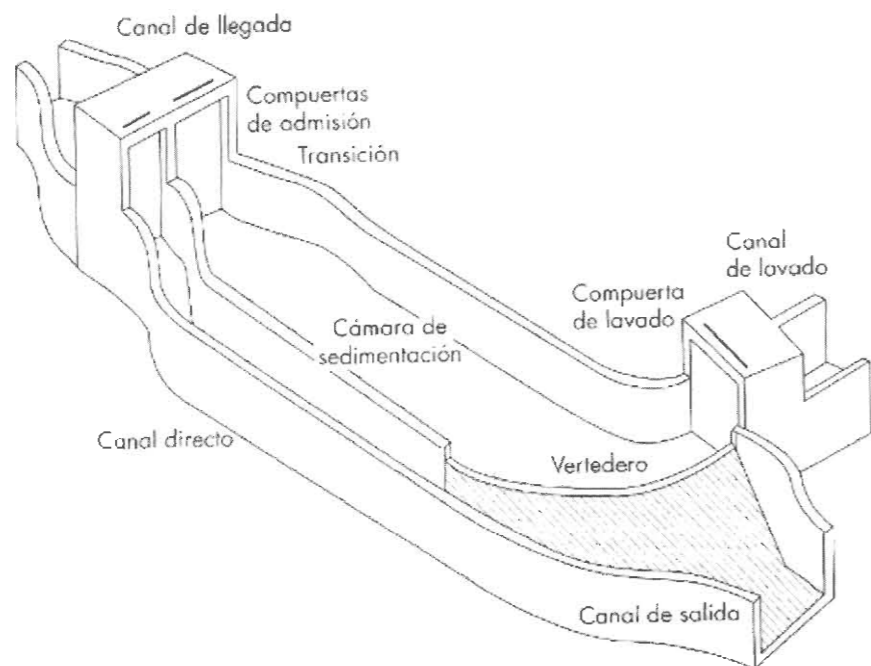


Figura 3- 9. Desarenador de lavado intermitente
Fuente: Ortiz, 2001.

Compuertas: Son dispositivos usados para regular el caudal de agua en varios lugares de la obra como canales, cámaras, tomas (INEA, 1997).

Rejillas o malla: Dispositivos usados para evitar el ingreso de sólidos en suspensión de gran tamaño que puedan obstruir el flujo de agua en algunas partes de la obra (INEA, 1997).

Tubería de Presión: Es la tubería que lleva el agua desde la cámara de presión hasta la casa de maquinas, especialmente hasta la turbina y que permite aprovechar la energía potencial del salto de agua (INEA, 1997; Ortiz 2001).

Casa de maquinas: Es una estructura civil donde se encuentran la mayoría de los equipos electromecánicos, es donde se hace el proceso de conversión de energía hidráulica en mecánica y mecánica en eléctrica (figura 3-10). Esta debe ubicarse cerca del afluente para entregar el agua turbinada (Ortiz 2001).

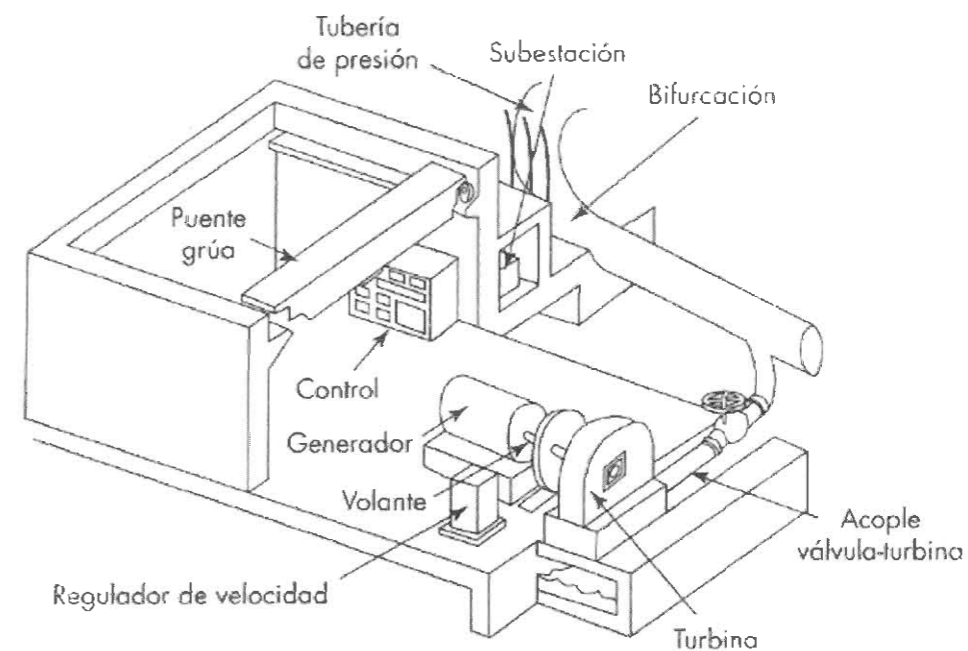


Figura 3- 10 casa de máquinas
Fuente: Ortiz, 2001.

Válvula principal: Dispositivo de aislamiento entre la tubería a presión y la turbina. Esta encargada de regular el caudal de entrada a la turbina y por ende, de la potencia a generar, se usa para regular la energía que se va a generar debido a que el consumo de energía no es constante en el tiempo (INEA, 1997; Ortiz 2001).

3.3.4 Equipos electromecánicos

Son los que se encuentran en la casa de máquinas, encargados de la conversión de la energía mecánica en eléctrica y posteriormente, su correcto manejo mediante equipos de control, protecciones y actuadores.

Turbinas: Es un dispositivo mecánico que se encarga de aprovechar la energía que lleva un fluido y la convierte en energía mecánica rotativa. Existen diferentes tipos de turbinas y el más apropiado para un proyecto depende de las condiciones topográficas e hidrológicas del sitio, siendo el caudal y caída las más importantes.

Clasificación de las Turbinas

- Según la dirección con que entra el agua en el rodete se distinguen, turbinas axiales, turbinas radiales y ruedas tangenciales.
- Según la forma como la turbina aprovecha la energía cinética y la convierte en mecánica, se clasifican de las siguientes 2 maneras, turbina de acción y turbina de reacción.

Las turbinas más usadas para el aprovechamiento de un recurso hídrico son:

- Francis: Turbina de reacción.
- Kaplan: Turbina de reacción y flujo axial.
- Pelton: Turbina de acción de flujo transversal.
- Michell-Banki: Turbina de acción de flujo transversal.
- Bomba rotodinámica operando como turbina.
- Deriaz: Turbina de reacción similar a la turbina Kaplan.
- Turbinas axiales en sus variantes: Tubular, Bulbo y de Generador periférico

Siendo la Pelton, la Francis y la Michell Banki, las más usadas en proyectos de baja potencia como lo son las PCH's.

Turbina Pelton

Inventadas por Lester A. Pelton en EEUU. Las turbinas Pelton son turbinas de chorro libre que se acomodan a la utilización de saltos de agua con mucho desnivel y caudales relativamente pequeños, con márgenes de empleo entre 60 y 1500 metros, consiguiéndose rendimientos máximos del orden del 90%. (figura 3-11).

Turbina Francis

Fue inventada en 1838 por Samuel Howd en EE.UU. y perfeccionada por Samuel Francis en Gran Bretaña. La turbina Francis (figura 3-12) es denominada de reacción,

flujo mixto y admisión total. Presenta las siguientes características:

- Alta velocidad de giro permite pequeñas dimensiones.
- La aplicación de modernos materiales reduce el mantenimiento de las piezas móviles al mínimo.

Selección del tipo de turbinas

Para la selección del tipo de turbina, se acude a tablas de caída vs caudal (figura 3-13), debido a que dependiendo del caudal y la caída, un tipo de turbina como los explicados anteriormente serian más adecuados que otros. Adicionalmente, la experiencia que se tiene con la turbina también influye en la escogencia de esta.



Figura 3- 11 Rodete De Turbina Tipo Pelton².



Figura 3- 12 Rodete De Una Turbina Tipo Francis³

² Fuente (<http://www.ebroacero.com/images/RODETETURBINAPELTON.html>)

³ Fuente (<http://www.averly.es/turbinas.html>)

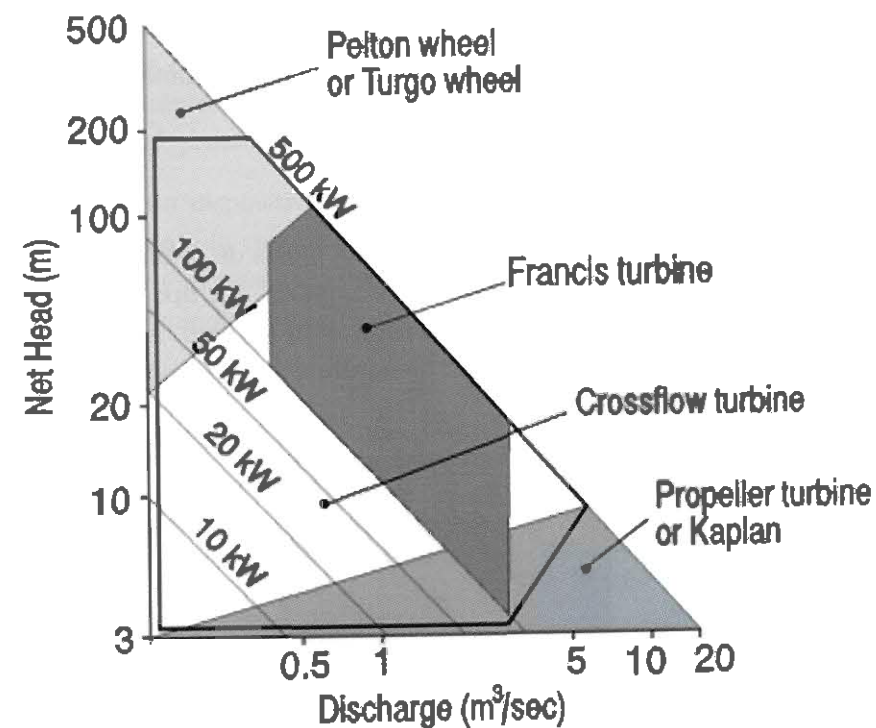


Figura 3-13. Selección de turbina
Fuente: Paish, 2002

Generador: Es el dispositivo eléctrico que se encarga de convertir la energía mecánica proveniente de la turbina en energía eléctrica. Este dispositivo viene acoplado a la turbina, dicho acople se puede hacer de diversas formas como engranajes, correas, acople directo entre otros. Para cualquier proyecto de generación independiente del tipo de fuente de energía que usen, si se trata de conversión a energía eléctrica es necesario el uso de un generador eléctrico, para esto se pueden usar generadores sincrónicos, asíncrónicos o DC. Para la generación en PCH y en la mayoría de proyectos se ha usado generación AC, haciendo uso de máquinas sincrónicas o asíncrónicas.

La máquina asíncrona es la de uso más universal de todas las máquinas siendo económica, fácil de adquirir, a la vez que robusta y muy fiable. El generador asíncrono es por esto de mucho uso en las pequeñas potencias, ya que en las grandes potencias la necesidad de regular las energías activa y reactiva y mantener de forma estable la frecuencia de la red, obligan al uso de los alternadores sincrónicos.

Volante de inercia: Se encarga de compensar el momento de inercia del conjunto turbina generador, para atenuar el efecto del golpe de ariete en la tubería de presión.

Este volante continúa su movimiento por inercia cuando cesa el par motor (Ortiz, 2001).

Transformador: Se usa para elevar la tensión producida por el generador con el fin de poder hacer un transporte de energía más óptimo. Esto se emplea principalmente cuando la energía tiene que ser transportada grandes distancias o cuando la central se va interconectar a un sistema de potencia, el cual está a un nivel de voltaje determinado (BUN-CA, 2002).

Para el caso de las PCH el transformador siempre va a ser elevador debido que el nivel de tensión ya sea para distribución o transmisión, es casi siempre mayor al nivel de tensión en bornes del generador, requiriendo así un incremento de tensión mediante transformadores.

Equipos de control: Son dispositivos empleados para regular el caudal en la turbina y ajustar el voltaje en los bornes del generador. Esto es necesario para tener un sistema de potencia estable y un suministro de energía confiable.

Para la regulación de caudal se suelen usar electroválvulas y para la regulación de voltaje en bornes del generador se usan equipos AVR (Automatic Voltage Regulator).

Línea de transmisión: Se encargan de conducir la corriente eléctrica a los sitios donde se necesita la energía eléctrica (puntos de consumo). Para proyectos de PCH's no conectados a una red solo es necesario línea de distribución debido a que la central está cerca del punto de consumo. (BUN-CA, 2002; INEA 1997).

Red de distribución: Es la encargada de llevar la energía al punto de consumo final ya sea por redes aéreas o subterráneas. Esta principalmente constituida por transformadores, postes, conductores y protecciones.

3.3.5 Fenómenos anómalos en centrales

Existen varios fenómenos relacionados con la conducción hacia la casa de máquinas y con la generación y transporte de energía eléctrica. Los relacionados con la conducción del fluido hacia la casa de máquinas son especialmente 2: la cavitación y el golpe de ariete.

Cavitación: Se refiere a condiciones en ciertos lugares de las turbomáquinas donde la presión local se reduce a la presión de vapor del líquido, y generan presiones localizadas extremadamente altas. Las burbujas que se colapsan próximas a límites sólidos pueden debilitar la superficie sólida (Potter 2003).

Golpe de ariete: Se originan en el instante que se cierra o abre el órgano de control de caudal en la tubería, el cual se caracteriza por que el agua que se encuentra junto

a la turbina se detiene y la energía cinética se transforma en presión (Ortiz 2001, Potter 2003).

3.4 Ventajas y desventajas de la tecnología⁴

Ventajas

- Aprovecha el recurso hídrico disponible y las condiciones orográficas de las zonas, una forma renovable de obtener energía.
- Depende del ciclo del agua por lo que no necesita combustibles de ningún tipo para su operación.
- No contamina la atmósfera. Ya que no produce calor ni emisiones de gases contaminantes (como los gases de efecto invernadero).
- Permite almacenar agua para regadíos y otros usos de emergencia (extinción de incendios).
- Los costos de mantenimiento y explotación son bajos por la autonomía en la producción de energía, ya que no es necesaria la conexión con redes eléctricas lejanas, traduciéndose esto en ahorro en costos por líneas de transmisión.
- Autonomía, la comunidad es dueña de su recurso de energía, lo administra y dispone de él con criterio de equidad social y territorial.
- Larga vida útil en las estructuras hidráulicas y civiles.
- Socialmente ayuda a que la comunidad establezca lazos de cohesión y coordinación a través del trabajo en torno a la construcción y operación de la PCH
- Contribuye a la autosuficiencia eléctrica regional.
- Genera la necesidad de la protección de la cuenca o microcuenca debido a la directa relación entre la energía generada y la cantidad de agua disponible.

Desventajas

- Los costos de capital por kilovatio instalado son con frecuencia muy altos.
- El emplazamiento, determinado por características naturales, puede estar lejos del centro o centros de consumo y exigir la construcción de un sistema de

⁴ http://hispagua.cedex.es/documentacion/especiales/energia_hidr/1b_caracteristicas.htm

transmisión de electricidad, lo que significa un aumento de la inversión y en los costos de mantenimiento y pérdida de energía.

- Su rendimiento depende de las condiciones meteorológicas.
- Son necesarias corrientes fluviales suficientemente grandes, y de una orografía accidentada.

3.5 Aspectos ambientales

La energía hidráulica es una energía renovable, considerada como energía limpia excepto las grandes centrales eléctricas ya que estas generan un gran impacto ambiental provocado principalmente por la construcción de presas para el almacenamiento de agua. Las pequeñas centrales eléctricas no presentan impactos significativos al ambiente⁵.

Es recomendable que cada proyecto hidroeléctrico incorpore un sistema de auditoría ambiental específicamente diseñado y adaptado a su entorno. Un sistema de gestión ambiental permite la coordinación integral y efectiva de todas las actividades de la pequeña central, desde su construcción hasta el final de su vida útil. Los programas de control integrados en el sistema deberán asegurar la continua mejora de la gestión ambiental durante todo el proyecto (Sistema Español de Información sobre el agua, 2007).

⁵ http://hispagua.cedex.es/documentacion/especiales/energia_hidr/1b_caracteristicas.htm

4. DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA CON ÉNFASIS EN ENERGÍA HIDRÁULICA

Las energías alternativas son un campo de investigación e innovación creciente. Por tanto, el IPSE propone que cada emprendimiento para generación de energías mediante fuentes no convencionales, con el tiempo, sea complementado y mejorado con energías renovables. Esta articulación energética tiende a la aparición de Ecoaldeas que sean autosuficientes energéticamente, es decir, que los potenciales naturales sean aprovechados para ampliar el margen de dependencia hacia las fuentes energéticas convencionales como los combustibles fósiles. Para el caso de la generación con pequeñas centrales hidroeléctricas, los proyectos están ubicados en zonas donde hasta el momento solo se aplica un tipo de energía renovable, la hidráulica. Sin embargo se espera que se exploren nuevas posibilidades en el largo plazo, de modo que la aparición de una Ecoaldea sea una realidad.

Este tipo de comunidades en zonas aisladas tienen la tendencia de convertirse en el tiempo en ecoaldeas, puesto que poco a poco se van transformando en comunidades sociales, ecológica y económicamente sostenibles, que toman ventaja de los recursos energéticos naturales propios de la zona para la generación de energía eléctrica y la producción de su alimentación. La sostenibilidad de centros de esta naturaleza requiere del permanente control y vigilancia de la generación, de allí la importancia de implementar de sistemas especializados de control y monitoreo como el que se realiza con el Centro Nacional de Monitoreo (CNM), el cual se describe en este capítulo.

En el presente capítulo se detallan las pequeñas centrales hidroeléctricas de: La Encarnación (municipio de Urrao - Antioquia), Cupíca (municipio de Bahía Solano

- Chocó) y el Parque Ecoturístico El Salado (municipio de Envigado - Antioquia), los cuales aprovechan la oferta del recurso hídrico en la zona donde se ubican y su objetivo es suplir de energía eléctrica a poblados que se encuentran en zonas no interconectadas, excepto el Parque Ecoturístico El Salado cuyo fin es motivar procesos educativos.

4.1 CENTRO DE INNOVACIÓN LA ENCARNACIÓN.

El proyecto que el IPSE realizó en el corregimiento La Encarnación consiste en la rehabilitación y repotenciación de la microcentral hidroeléctrica ya existente de manera que sea posible producir 55 kW, con el objetivo de suplir las necesidades de energía del corregimiento y dos veredas cercanas, aprovechando las aguas la quebrada La Quebradona. Para el aprovechamiento de este recurso hídrico se cuenta con una caída neta de 46,8 m y un caudal de 250 l/s. Técnicamente, la microcentral posee un grupo turbina - generador trifásico de 55 kW e instalación de red eléctrica, incluyendo: obras civiles, bocatoma, canal de conducción, casa de máquinas, equipos electromecánicos y redes de distribución eléctrica.

La microcentral fue instalada en el año 1973 y estuvo en operación 24 años. Se estima, por su tamaño, que la capacidad pudo ser del orden de 20 kW. Posteriormente, esta microcentral fue intervenida por el IPSE habilitándose un grupo generador - turbina de mayor capacidad, y en el año 2007 fue inaugurada. Desde entonces viene supliendo la demanda energética del corregimiento, principalmente para alumbrado. La red cubre un total de 125 familias ubicadas en el corregimiento de La Encarnación y las veredas de Barrancos y San Rafael.

4.1.1 Necesidades energéticas

El corregimiento de La Encarnación está situado al norte del municipio de Urrao, para llegar allí es necesario desplazarse en camioneta por una carretera destapada por el filo de la montaña. El relieve de la zona es bastante escarpado con una alta ocurrencia de derrumbes y por tanto en temporada de invierno el acceso se hace difícil. El corregimiento, como la mayoría de los lugares donde el IPSE lleva a cabo sus proyectos energéticos, son territorios alejados de las zonas conectadas a la red nacional, por tanto llevar una solución energética por medio de la búsqueda de una fuente energética local es económicamente más viable que el establecimiento de una línea de transmisión eléctrica convencional.

Como ya se mencionó, el potencial hidráulico de la región es bastante alto, gracias a los numerosos ríos y quebradas aptas para el aprovechamiento hidráulico. No

obstante, en La Encarnación, la microcentral que existió anteriormente quedó fuera de servicio debido a la falta de mantenimiento, lo cual indica que además del potencial natural de la zona es necesario el compromiso institucional y de la comunidad para la continuidad de los proyectos.

Los habitantes del corregimiento y veredas aledañas se dedican principalmente a la agricultura y la ganadería, ya sea porque poseen pequeños minifundios o trabajan como jornaleros para hacendados. Por tanto, el servicio de energía eléctrica viene a apoyar el alumbrado del hogar y la instalación de un electrodoméstico principal como la nevera. Asimismo, las redes han facilitado el establecimiento de pequeños graneros que cumplen la función de puntos de encuentro social y cultural, motivando que otras veredas cercanas acudan al corregimiento. En el corregimiento no se han desarrollado industrias rurales que hagan uso del servicio energético, el único caso corresponde a una microempresa donde se almacena leche para producción de queso.

4.1.2 Descripción técnica de la Ecoaldea, obras civiles y redes eléctricas.

La microcentral de La Encarnación después de su repotenciación lleva alrededor de 3 años en funcionamiento y desde entonces, la ha administrado la Empresa de Servicios Públicos del municipio de Urrao. A continuación se muestran y explican las partes que componen la microcentral.

4.1.2.1 Bocatoma

En la figura 4-1 se observa la bocatoma, la cual está constituida por una presa lateral tipo Ambursen en concreto reforzado de sección rectangular, compuesta por dos rejilla (una a la entrada de la misma y otra a la entrada del canal de conducción), vertederos de exceso, compuerta de retención y una segunda bocatoma tipo Tirol en concreto que incluye compuertas tipo tornillo y de limpieza.

4.1.2.2 Obra de conducción

La obra de conducción tiene una longitud de 3.160 m. La mayor parte del canal es en tierra y en sección rectangular, solo algunos tramos tienen transición para cambios a tubería en poliéster y hay algunos sitios con sección trapezoidal en concreto ciclópeo reforzado. También cuenta con aliviaderos en algunos tramos para evitar excesos de agua por lluvias o por otros afluentes a lo largo de la conducción. En la figura 4-2 se aprecia un tramo de la obra de conducción.

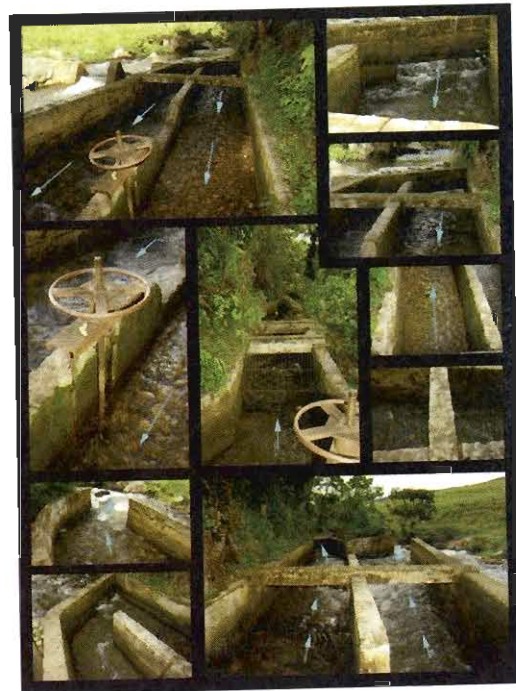


Figura 4-1. Obra de captación de la microcentral La Encarnación

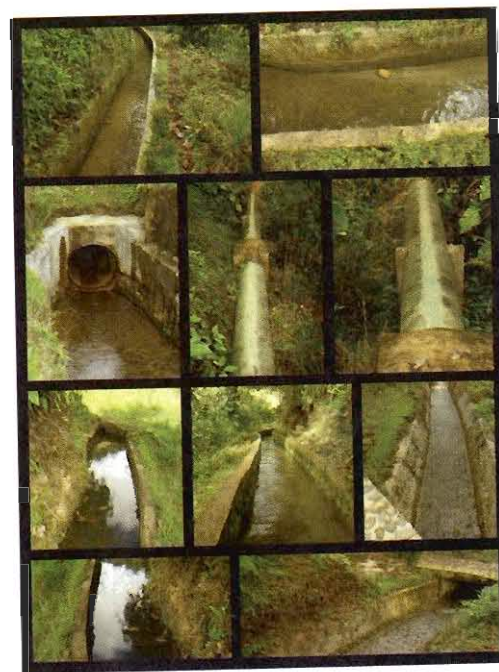


Figura 4-2. Obra de conducción de la microcentral La Encarnación.

4.1.2.3 Tanque de carga

El tanque de carga está elaborado en concreto reforzado y compuesto por 4 compuertas, 2 de retención y 2 de regulación. Éste se encuentra encerrado, como se observa en la figura 4-3, para prevenir el ingreso de personas debido a que hay viviendas cercanas. También cuenta con un aliviadero para verter el exceso de agua al afluente.



Figura 4-3. Tanque de carga.

4.1.2.4 Tubería a presión

La tubería es en GRP de 16 pulgadas de diámetro, tipo PN 10, enterrada en la mayor parte de su trayecto y baja por un lugar de alta pendiente hasta la casa de máquinas. La longitud total de la tubería es de 173 m. En la figura 4-4 se aprecia un tramo de la tubería.



Figura 4-4. Tubería a presión.

4.1.2.5 Casa de máquinas.

En la figura 4-5 se presenta la casa de máquinas, la cual fue ampliada para permitir la instalación de 2 turbinas, una Pelton con potencia de 20 kW y una de flujo cruzado tipo Michell Banki con un generador trifásico sincrónico con potencia de 55 kW, velocidad de 1.800 rpm y 60 hz de frecuencia, autorregulado. La válvula de admisión es tipo mariposa de 16 pulgadas. También cuenta con un gobernador electrónico que incluye control automático de velocidad con PID, multiplicador de rotación con poleas y volante de inercia para cambios bruscos en la carga. El generador de la turbina Pelton es sincrónico con potencia de 30 KVA y voltajes de 127 – 220 V, fase-tierra y fase-fase respectivamente, frecuencia de 60 Hz y velocidad de 1.800 rpm, autorregulado. El grupo turbogenerador se presenta en la figura 4-6 y el gobernador electrónico en la figura 4-7.



Figura 4-5. Casa de máquinas.



Figura 4-6. Grupo turbogenerador.

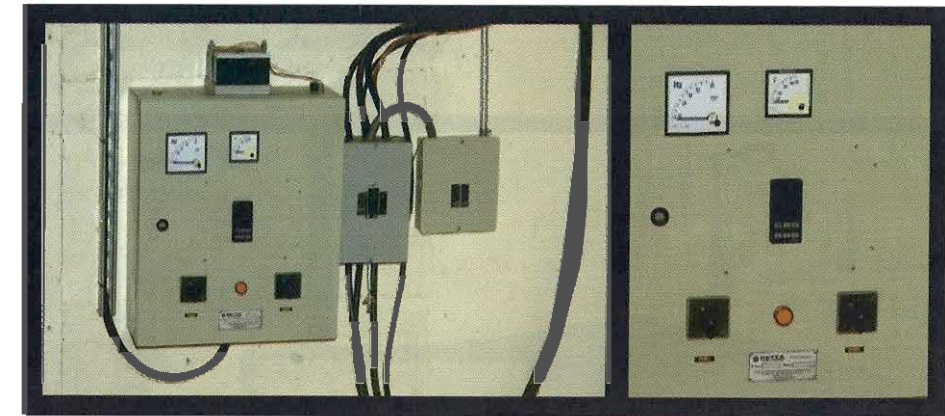


Figura 4-7. Tablero de control.

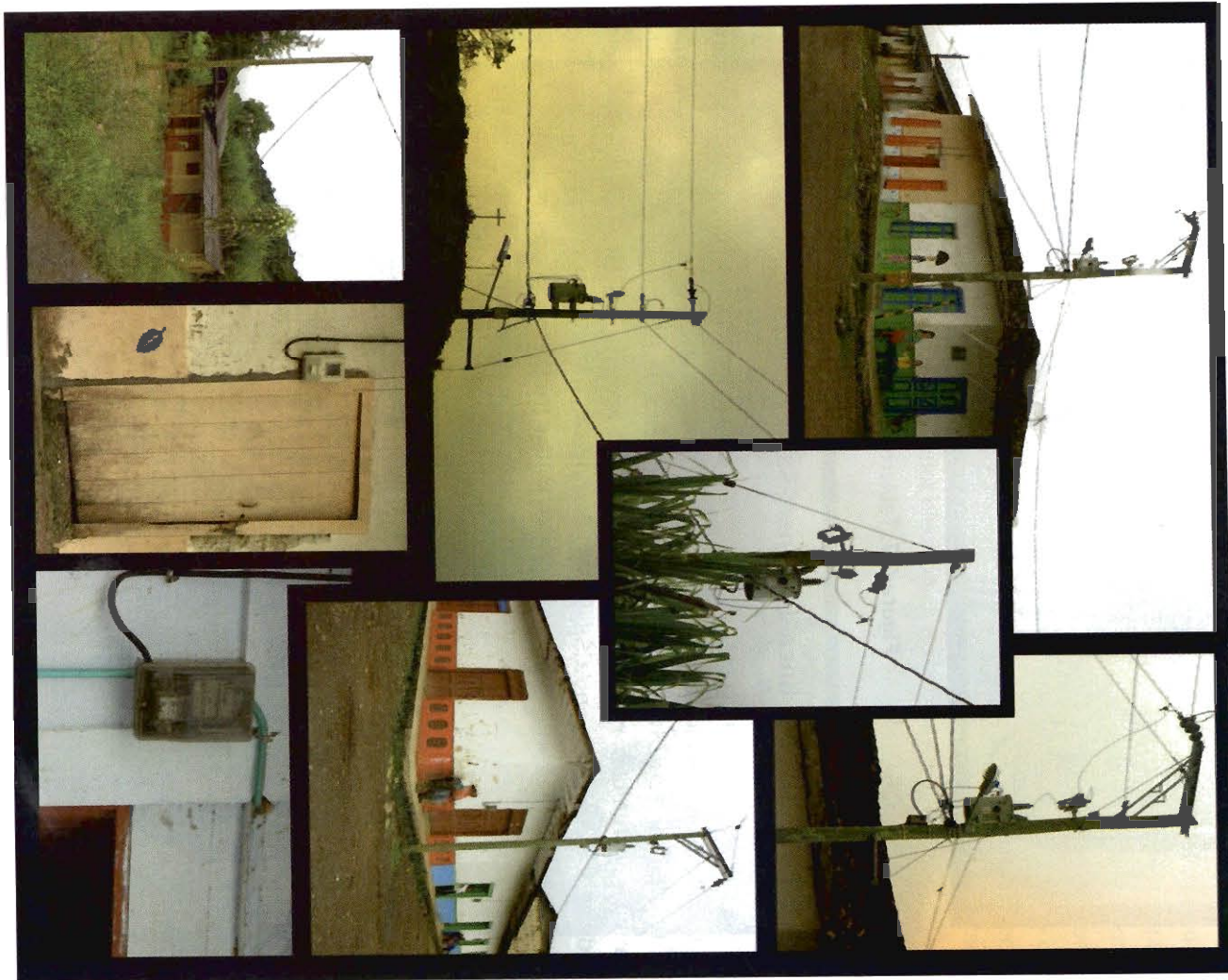
4.1.2.6 Subestación y línea de transmisión

La subestación es tipo patio cubierto de grava convencional, cuenta con un banco de transformadores elevadores monofásicos (figura 4-8) de 37,5 KVA cada uno, nivel de tensión de 120/240/13.200 voltios y frecuencia de 60Hz, refrigerados en aceite. También cuenta con red aérea de 13.200 V con apoyos en postera de madera de 10 m de altura y cableado en ACSR 4 AWG desnudo en una longitud de 11,9 km en media tensión y 7,5 km en baja tensión con cable trifilar trenzado y aislado (figura 4-9).



Figura 4-8. Banco de transformadores de la subestación microcentral La Encarnación.

Figura 4-9. Línea de transmisión corregimiento La Encarnación.



4.1.3 Diagrama unifilar

En la figura 4-10 se muestra el diagrama unifilar de la microcentral La Encarnación.

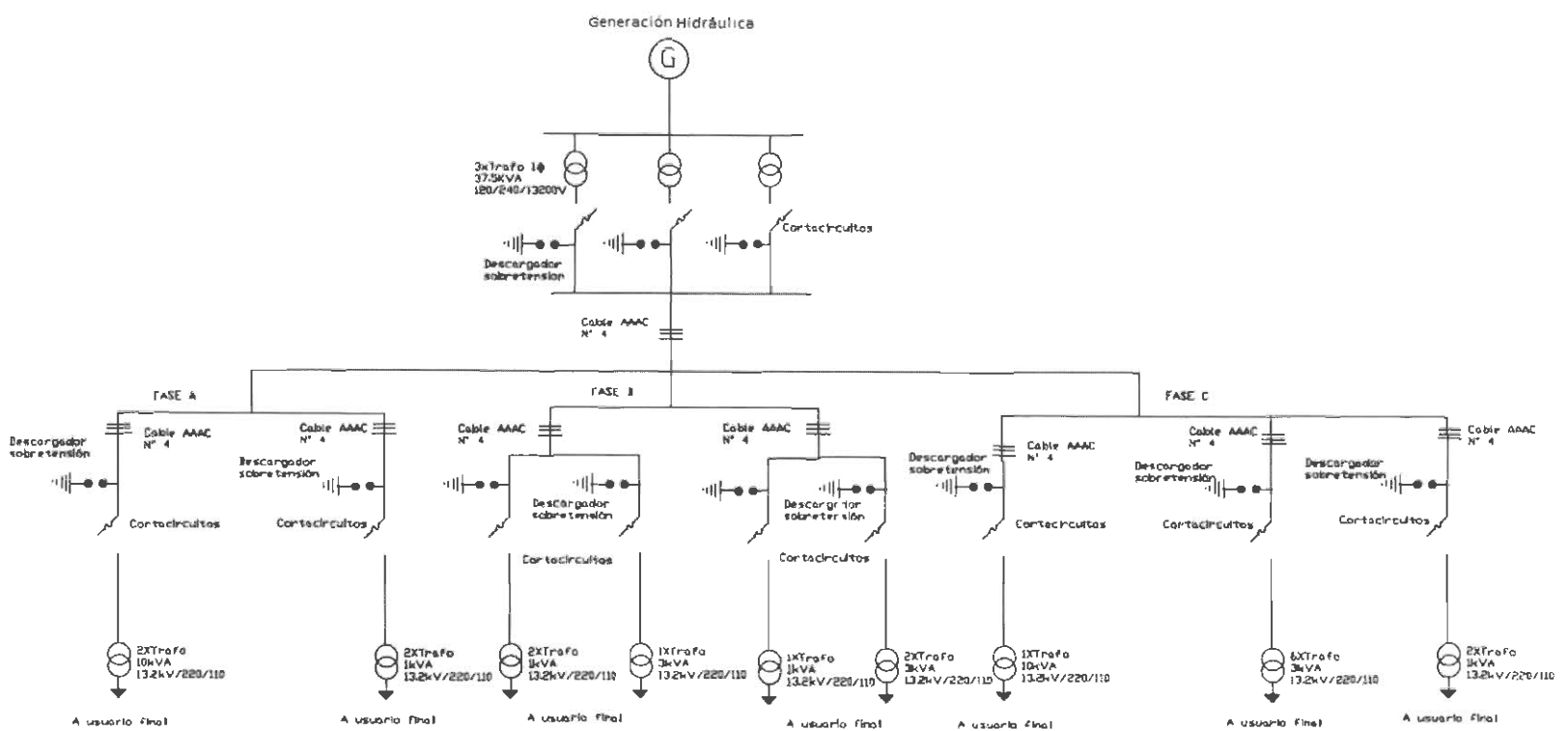


Figura 4-10. Esquema unifilar de la microcentral La Encarnación

4.1.4 Modelo de administración comunitaria

Desde su inauguración en 2007, la microcentral La Encarnación se encuentra administrada por la Empresa de Servicios Públicos de Urrao, la cual, solo se encargaba de prestar los servicios de acueducto y alcantarillado. Cuando se le entrega, la microcentral a la empresa, se inicia la labor de generar los cálculos de tarifa para los usuarios y la generación de factura para cada hogar. Según expresa el gerente de la Empresa de Servicios Públicos de Urrao, el costo que paga cada familia es muy bajo, ya que la mayor parte del valor de la factura es subsidiado por el IPSE. De modo que hasta el momento no se ha establecido un modelo comunitario de administración para la microcentral. Esta cuenta con un operador que pertenece al corregimiento y es el único encargado directo del manejo de la microcentral.

4.2 CENTRO DE INNOVACIÓN DE Cupíca

La microcentral El Salto-Cupíca beneficia a la comunidad del corregimiento de Cupíca Nuevo en el municipio de Bahía Solano, departamento del Chocó, Colombia. La población, de la cabecera del corregimiento, está conformada principalmente por comunidades negras, con adjudicación de título colectivo de 39.000 ha de tierra en el 2001. En menor proporción se encuentran colonos, mestizos e indígenas. La microcentral abastece una zona no interconectada fuera del área de cobertura de interconexión eléctrica nacional. Hasta el momento la única forma para acceder a la población es vía marítima. Aunque en el poblado existe una pista de aterrizaje, ésta solo es utilizada para transportar el pescado producto de la actividad pesqueras de sus pobladores con restricciones para su uso.

Históricamente, esta población fue reasentada debido a una avalancha del río Cupíca, la cual que arrasó el pueblo en 1999. En el 2005, sus 1.650 habitantes fueron reubicados en la zona donde hoy se encuentran. La reubicación de este corregimiento cuenta con 235 viviendas en concreto, servicio permanente de luz eléctrica generado por la microcentral El Salto-Cupíca, agua, alcantarillado, un puesto de salud y planteles educativos. Además, algunas entidades territoriales han promovido entre la comunidad el desarrollo de proyectos productivos tales como, las pesqueras y la adecuación de posadas ecoturísticas, entre otras, lo que representa ingresos para estas familias. Lo anterior se dado impulsado, principalmente, por los grandes beneficios aportados por el servicio permanente de energía eléctrica, en este sentido se resalta el siguiente escrito (Pradilla, 2006):

"...Pequeñas comunidades aisladas durante siglos tienen acceso de repente a la electricidad, y con ella a todos los medios de comunicación, y así pasan a ser parte de un país, y ciudadanos del mundo ."

Con el fin de lograr una recuperación integral de la población después de haber sufrido el desplazamiento por el desastre natural vivido, se construye la microcentral El Salto-Cupíca para generar electricidad las 24 horas del día. Se ubica aguas arriba (300 msnm) del río que lleva el mismo nombre, aproximadamente a unos 13 km del casco urbano de la población. Además se beneficia a otra comunidad vecina de aproximadamente 50 casas, denominada Cacique. La vía principal de acceso a la microcentral es fluvial, en embarcaciones pequeñas que se acercan hasta aproximadamente 100 m antes de la casa de máquinas, de aquí se debe cruzar el río para acceder a la misma. Anteriormente, la generación era realizaba a través de una planta Diesel que funcionaba solo 4 horas diarias, con un alto costo de funcionamiento debido al transporte del combustible.

El objetivo más importante en el desarrollo de este tipo de proyectos es la generación autosuficiente de energía eléctrica a través del uso y aprovechamiento de energías renovables como la generada por el recurso hídrico. De este modo, se busca suplir generar mayor bienestar y mejores condiciones de vida a la población, además de disminuir presión sobre el ecosistema debido a la extracción de madera.

4.2.1 Necesidades energéticas

Esta comunidad para el año 2005, época en que se dio inicio a la operación de la microcentral El Salto-Cupíca, contaba con aproximadamente 315 familias, unos 1.650 habitantes y alrededor de 235 viviendas en Cupíca y 50 en la vereda Cacique. La reconstrucción del poblado requirió de un puesto de salud, una escuela, una pesquera, un puesto de comunicación telefónica, un taller de carpintería, hogares de bienestar familiar, una cooperativa de servicios públicos y un parque. Equipamientos que requerían de la prestación del servicio de energía eléctrica permanente.

4.2.2 Descripción técnica de la ecoaldea, obras civiles y redes eléctricas

La microcentral El Salto-Cupíca lleva 5 años en funcionamiento y requirió de una inversión de aproximadamente 2.388 millones (1.580 millones para generación, 577 millones para transmisión y 231 millones para distribución). Sus principales componentes se describen a continuación.

4.2.2.1 Bocatoma y cámara de regulación

La estructura está adosada en una bahía natural del río Cupíca tal como se presenta en la figura 4-11, que conduce a un canal en el que se encuentran instaladas

las rejas coladeras y la compuerta de operación, de allí continua en tubería de PVC de 24" hasta la cámara de regulación, para una longitud de 20,5 m. La cámara de regulación es una estructura en concreto de 2 m de diámetro con vertedero lateral, compuerta para lavados y una válvula de 24" para el control de flujos en la salida hacia la conducción que va para el desarenador/tanque de carga, en la figura 4-12 se aprecia la estructura

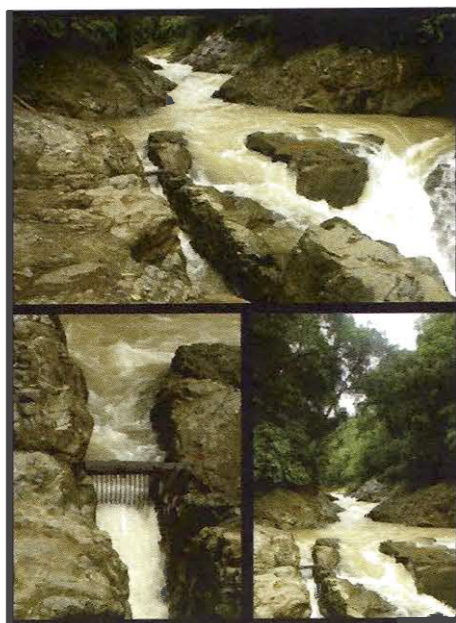


Figura 4-11. Obra de captación

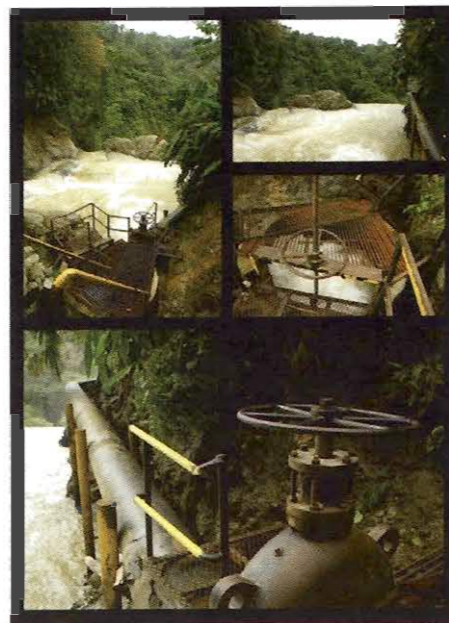


Figura 4-12. Cámara reguladora

4.2.2.2 Desarenador y tanque de carga

Es una estructura en concreto conformada por una zona de amortiguamiento y repartición, dos tanques desarenadores y el tanque de carga, además de los vertederos de excesos y el canal de lavado. A partir del desarenador sale la tubería a presión hacia la casa de máquinas. En la figura 4-13 se puede observar fotografía de la obra.



Figura 4-13. Desarenador y tanque de carga

4.2.2.3 Tubería de conducción

El trazado de la tubería de conducción es superficial y está sobre la roca (figura 4-14), la cual está construida en tubería de 24" y va apoyada en un marco Hs construidas en tubería de acero de 6", luego se continua con una tubería de 24" hasta la casa de máquinas. La distancia total de la tubería es de 70 m aproximadamente.



Figura 4-14. Tubería de conducción.

4.2.2.4 Tubería a presión

Tubería construida en acero al carbono y anclada mediante bloques de concreto. Tiene un aliviadero al lado tal y como se aprecia en la figura 4-15.



Figura 4-15. Tubería de presión y aliviadero.

4.2.2.5 Casa de máquinas

Es una edificación con estructura en pórtico de concreto con cerramiento en bloques de cemento y una cubierta en zinc con cercha de madera, al lado de ésta se encuentra ubicado el transformador elevador, como se aprecia en la figura 4-16.

La casa de máquinas contiene un grupo turbogenerador con potencia de 300 kW, con turbina tipo Michel Banki de flujo cruzado con velocidad de 575 rpm, un multiplicador con una relación de velocidad de 1:3 y un generador de 400 kW de potencia y velocidad de 1.800 rpm.



Figura 4-16. Casa de máquinas.

4.2.2.6 Equipos electromecánicos

La microcentral cuenta con una válvula de admisión en mariposa de 20" de diámetro y con multiplicador de torque que permite cortar el suministro de agua a la turbina en caso de que se requiera. La turbina es tipo Michel Banki de flujo cruzado y está compuesta por: carcasa, rodete, rodamientos del rotor, alabe directriz y contrapesas. Entre la turbina y el generador se encuentra el Multiplicador de velocidad y el generador es sincrónico con regulador de voltaje incorporado protegido con baja frecuencia y sobreexcitación, tiene una potencia de 400 kW y una tensión y corriente nominal de 480 V y 601 A respectivamente. En las figuras 4-17 y 4-18 se presentan los elementos electrónicos y mecánicos principales de la casa de máquinas

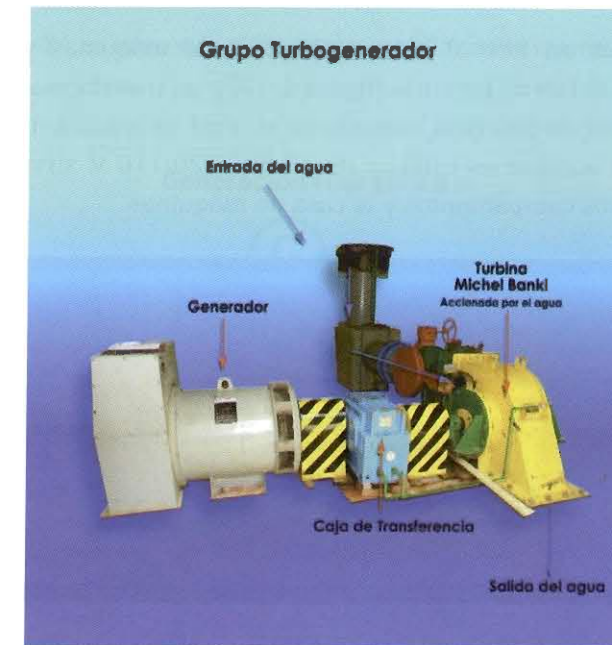


Figura 4-17. Grupo turbogenerador

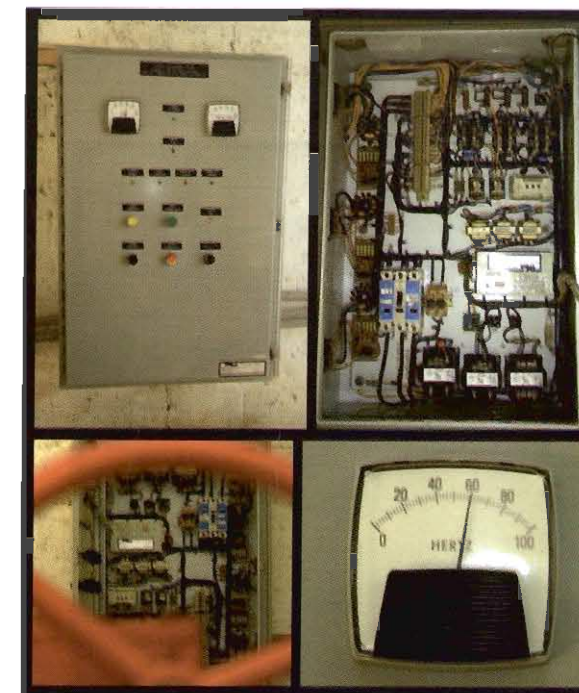


Figura 4-18. Gobernador electrónico.

4.2.2.7 Subestación y línea de transmisión

Se encuentra en un lote al lado de la casa de máquinas y cuenta con un transformador de 500 kva de potencia (figura 4-19) y un transformador auxiliar de 15 kva. El transformador de potencia incrementa el nivel de tensión de 480 V a 13.800 V. El transformador auxiliar es trifásico de 13.800/220/110 V, sirve para proveer la energía eléctrica a los campamentos y la casa de máquinas.

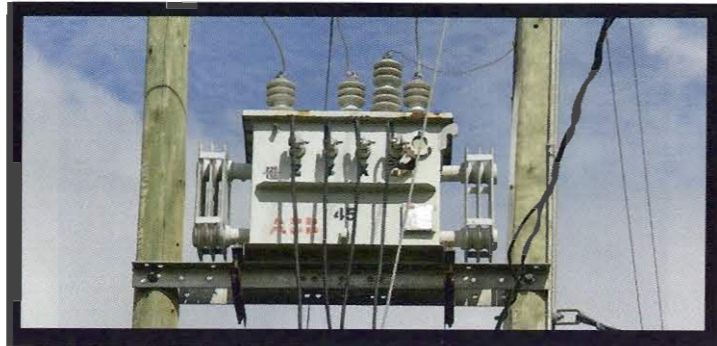


Figura 4-19. Transformador trifásico de subestación.

La línea de transmisión tiene una longitud de 13 km de distancia desde la casa de máquinas hasta el casco urbano de la población, con postes en fibra de vidrio, conductores templetes, pararrayos, corto circuitos y demás accesorios típicos de una línea común. En la figura 4-20 se aprecia el vestimiento típico de un poste de la red de distribución.



Figura 4-20. Sistema de distribución de energía

4.2.3 Diagrama unifilar

En la figura 4-21 se presenta el diagrama unifilar de la microcentral Salto-Cupíca.

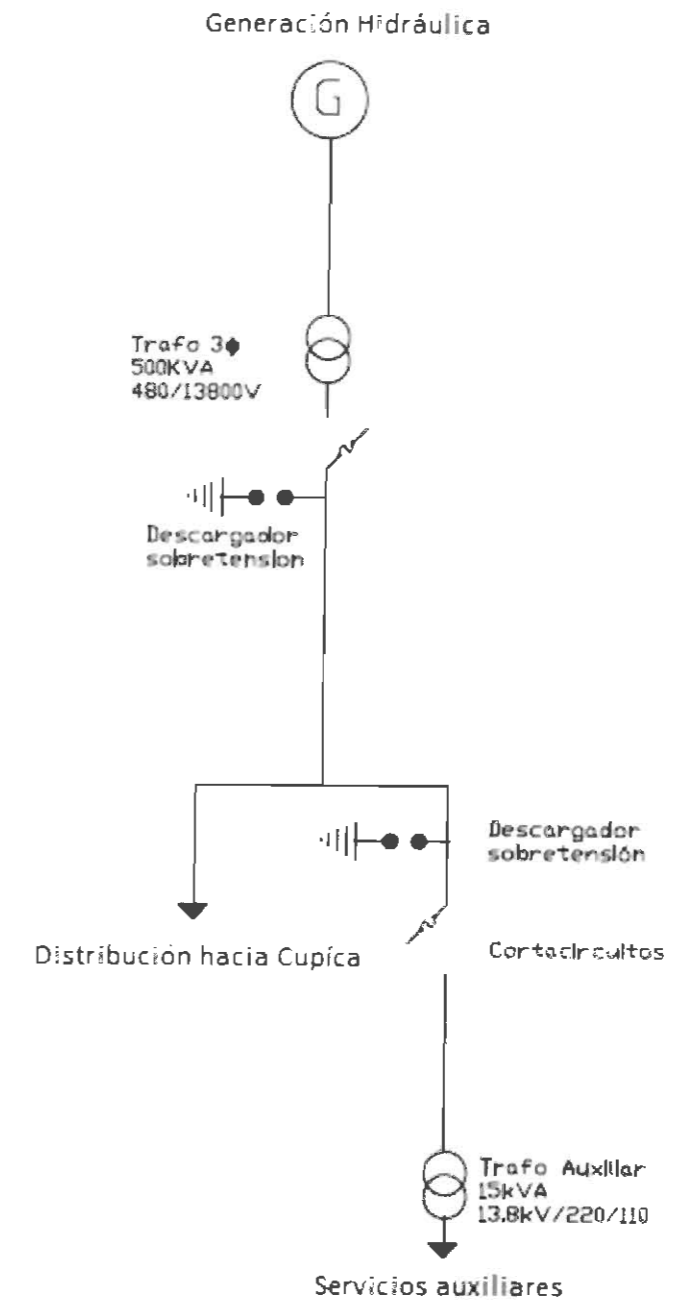


Figura 4-21. Esquema unifilar microcentral El Salto-Cupíca

4.2.4 Modelo de administración comunitaria

Los servicios de energía eléctrica, aseo, acueducto y alcantarillado en la microcentral son manejados directamente por la comunidad a través de una cooperativa donde los socios son sus pobladores. La Empresa de Gestión Energética S.A. (GENSA), es la encargada de la administración, operación y mantenimiento de la PCH, para esto capacitó a 5 personas nativas de la región.

La interventoría del proyecto realiza la lectura de los medidores de la energía y factura el valor del consumo a la Cooperativa de Servicios Públicos de Cupíca (COPSEPCU), quien realiza el recaudo. El consumo de energía de esta población de escasos recursos, por encontrarse en una zona no interconectada, es subsidiado en gran parte por el Estado. Actualmente, se está cobrando un valor promedio por kW de \$138 (ciento treinta y ocho pesos colombianos).

4.3 CENTRO DE INNOVACIÓN DE ENVIGADO

El Parque Ecoturístico El Salado localizado en el municipio de Envigado, departamento de Antioquia, está concebido para suplir por completo la demanda del parque. Este proyecto tiene fines educativos y busca aprovechar el caudal de la quebrada La Ayurá para impulsar un grupo turbina - generador, ubicado dentro del parque y así generar la energía necesaria que éste demanda. El municipio de Envigado es el encargado de subsidiar todas las obras civiles y el IPSE, los equipos electromecánicos. El proyecto se encuentra en construcción y la fecha, solo cuenta con las obras civiles (figura 4-22).

4.3.1 Necesidades energéticas

Actualmente el parque cuenta con un servicio continuo de energía suministrado por Empresas Públicas de Medellín. El parque no tiene déficit de energía, ni tampoco está localizado en una zona alejada del sistema enmallado colombiano. El Municipio de Envigado, en el marco del V Simposio Internacional de Energía realizado en julio de 2009 en el municipio de Sabaneta, Antioquia, señala el interés en promover la construcción de una microcentral hidroeléctrica, que permita consolidar su plan maestro de energía e incentivar procesos pedagógicos sobre el tema de energías renovables.



Figura 4-22. Entrada Parque Ecoturístico El Salado, municipio de Envigado, Antioquia.

4.3.2 Descripción técnica de la Ecoaldea, obras civiles y redes eléctricas

Esta central va a tener la capacidad de generar 12 kW usando una caída neta de 60 metros y un caudal de 35l/s. Contará con el montaje y la puesta en funcionamiento de un grupo turbina generador trifásico de 12 kW, incluyendo obras civiles, bocatoma, canal de conducción, casa de máquinas y equipos electromecánicos. El parque ya tiene una red eléctrica de distribución y contará con un tablero de control para hacer un intercambio de redes en los momentos que la hidroeléctrica, por algún motivo, no pueda suplir la demanda o tenga alguna contingencia que le impida el óptimo funcionamiento.

4.3.2.1 Obra de captación

El Parque cuenta con una bocatoma y concesión de aguas por 43,5 l/s. La opción para la construcción de la obra de captación (bocatoma) es ampliar la existente y así derivar el caudal, tanto para la microcentral como para los charcos del parque (figura 4-23).



Figura 4-23. Obra de captación existente en el parque.

4.3.2.2 Desarenador

El desarenador existente en el Parque está ubicado continuo a la bocatoma y está sobredimensionado (figura 4-24), es decir, es demasiado grande para el caudal que requieren los charcos dentro del parque, por esta razón, también se piensa usar en la microcentral para extraer el sedimento del agua que va a ser conducido por la tubería a presión y que posteriormente, será turbinada.



Figura 4-24. Tanque desarenador.

4.3.2.3 Tanque de carga

EL tanque de carga está seguido del tanque desarenador. Las tres estructuras hidráulicas más importantes de la central se encuentran consecutivas sin haber ningún canal de conducción entre ellas, es decir, de la bocatoma sigue el desarenador, luego el tanque de carga y finalmente la tubería a presión. El tanque de carga tiene una profundidad de 1,5 m, un ancho de 2,0 m y largo: 1,11 m (figura 4-25).

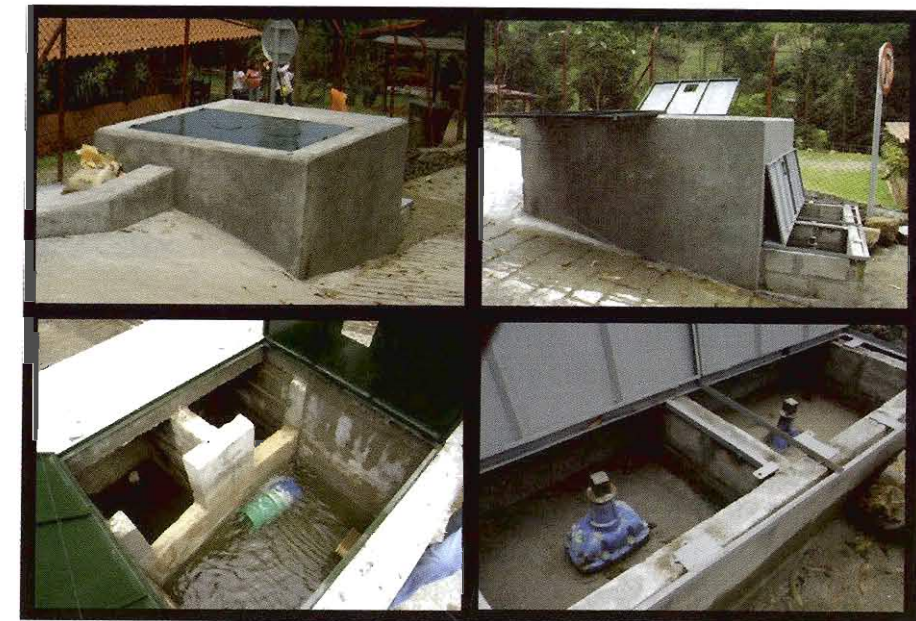


Figura 4-25. Tanque de carga

4.3.2.4 Obra de conducción

La obra de conducción se extiende a lo largo del parque, parte bajo tierra y otra, al aire libre. Constituida por tubería subterránea en PVC de 6 pulgadas en la mayor parte de su recorrido y cuenta con varias purgas de sobrepresión a lo largo del ducto. Las uniones van a ser tipo Espiga y Campana. En la figura 4-26 se observa un tramo de la tubería;

4.3.2.5 Casa de máquinas.

A la fecha no se tiene instalado ningún equipo electromecánico y la casa de máquinas está en construcción. Se tiene proyectado la instalación de una turbina Pelton BETA modelo P600 y un generador sincrónico



Figura 4-26. Obra de conducción.

4.3.2.6 Descripción de las redes eléctricas.

La central no posee subestación, la distribución se pretende hacer a 220 y 110 V, directamente desde el generador debido a que el circuito más lejano está aproximadamente a 300 m. Solo hay una línea nueva que irá desde el generador hasta la caja principal de distribución. Las redes eléctricas se muestran en el diagrama unifilar de la figura 4-27 y el cuadro de cargas se presenta en la tabla 4-1.

Tabla 4-1. Cuadro de cargas microcentral Parque Ecoturístico El Salado

Carga	Potencia instalada [w]
Tiendas	20.734
Oficinas	4.094
Iluminación exterior	9.080
Total	33.908

Cabe anotar, que no hay probabilidad que la carga instalada esté demandando energía al tiempo. Siempre va a haber equipos que se usen muy poco como por ejemplo los microondas, o equipos que solo se usen de noche como las luminarias, cuando las tiendas y oficinas por lo general estarán cerradas.

4.3.3 Diagrama unifilar

En la figura 4-27 se presenta el diagrama unifilar del Parque Ecoturístico El Salado.

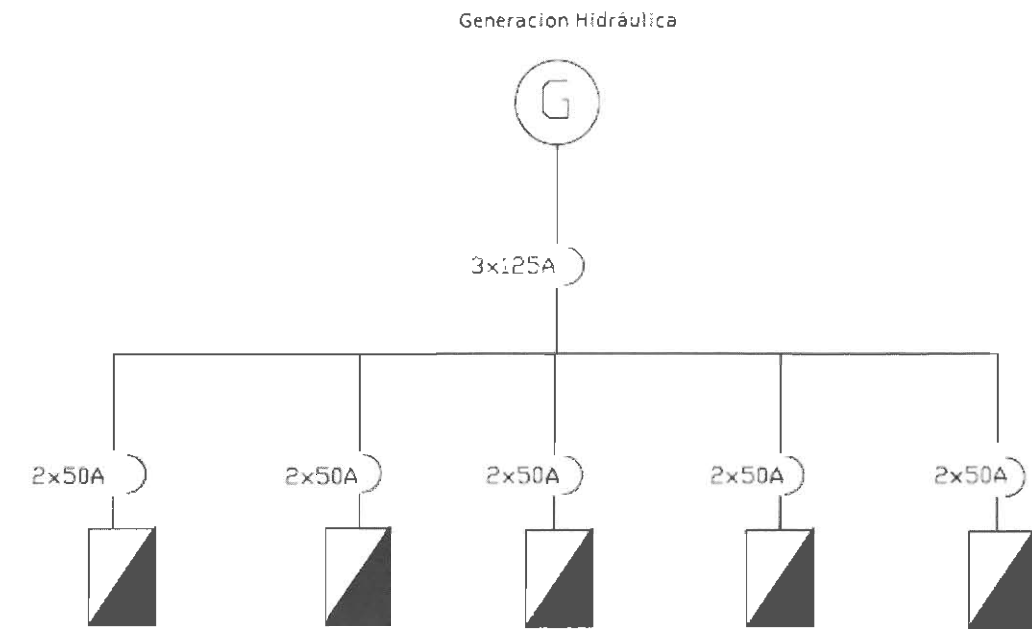


Figura 4-27. Esquema unifilar del Parque Ecoturístico El Salado

4.4 CENTRO NACIONAL DE MONITOREO

El control de la de generación y consumo de energía en zonas aisladas y no interconectadas se convierte en una de las estrategias eficaces para el éxito en el suministro sustentable de energía (Pérez, 2010). En este sentido, la ayuda del Estado cobra importancia en la medida que sea capaz de analizar las dificultades desde la medición y el control de las variables energéticas de cada sistema de generación, en zonas no interconectadas y aisladas, y deje la operación de las planta generadoras de energía a entidades locales capaces de responder a las exigencias de la comunidad y del mismo Estado.

Dado que las zonas aisladas de Colombia presentan dificultades de comunicación por su lejanía de los centros urbanos, es importante disponer de sistemas eficientes de monitoreo en el nivel remoto. Deben ser sistemas de telemetría capaces de ofrecer información en tiempo real para una toma de decisión oportuna y eficaz.

Los sistemas de telemetría son utilizados en diferentes disciplinas como una forma fácil y segura para realizar mediciones y seguimientos de manera remota, a variables de control, directamente desde el sistema hacia el centro de control y monitoreo. Esto permite entre otras cosas llevar un registro de operaciones, fallas y alertas para optimizar el servicio prestado y en el caso específico de la energía eléctrica, promocionar el uso racional de la energía. En la figura 4-28 se observa el sistema de monitoreo en Zonas No Interconectadas implementado por el IPSE.

4.4.1 Objetivos del Centro Nacional de Monitoreo

El Centro Nacional de Monitoreo (CNM) surgió, en septiembre de 2006, con el fin de disponer de una herramienta efectiva para realizar el seguimiento a la planeación en materia energética de las ZNI del país. La información procesada, depurada y validada por el CNM permite soportar el seguimiento a la prestación del servicio de energía en las cabeceras municipales de las ZNI de Colombia, en las áreas de servicio exclusivo y en los demás esquemas de gestión implementados por el gobierno nacional, en cumplimiento de los estándares de calidad, seguridad confidencialidad y oportunidad de la información que aplica al proceso (Reina, 2010).

El objetivo general del CNM es obtener, centralizar, validar y desplegar información real y actualizada de la infraestructura energética de las ZNI y su operación, a través de sistemas de telemetría, monitoreo y seguimiento; con estándares de calidad, confiabilidad y seguridad, lo cual permitirá soportar con ella los procesos de supervisión de los esquemas de gestión que se pongan en marcha por el gobierno nacional (IPSE, 2010). Los objetivos específicos son:

- Supervisión, monitoreo y seguimiento de la operación de la infraestructura energética de las ZNI.
- Crear los perfiles de las variables técnicas de la infraestructura energética de las ZNI con base en los registros históricos, con el fin de evaluar la información recolectada.
- Determinar la cantidad real de horas de prestación de energía eléctrica.
- Validar la Información de parámetros eléctricos (potencia activa, demanda máxima, curva de duración, corriente por fase, potencia reactiva, calidad de la potencia, factor de potencia, frecuencia, etc.).
- Tipificar la demanda activa, reactiva, demanda máxima y extrapolación resultados a localidades no medidas.
- Evaluar registros antes y después de interconexiones (evaluar resultados proyectos).
- Generar informes y boletines energéticos para soportar con ella los procesos de supervisión de los esquemas de gestión que se pongan en marcha por el gobierno nacional y como insumo a la planeación de soluciones energéticas estructurales.

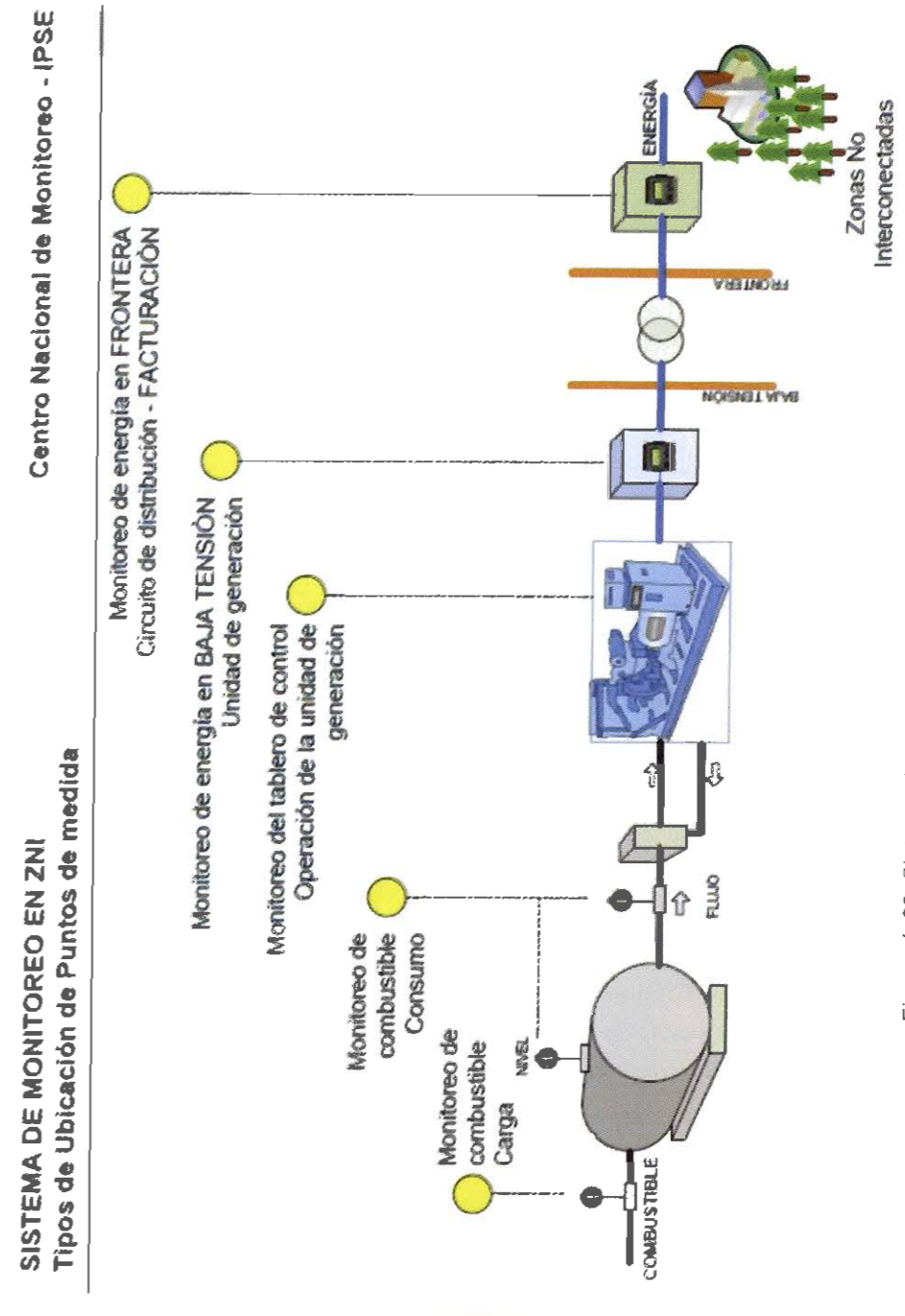


Figura 4-28. Sistema de monitoreo para zonas no interconectadas
Fuente: IPSE, 2010

4.4.2 Estructura del Centro Nacional de Monitoreo

El CNM está conformado por 6 funcionarios. La estructura organizacional se detalla en la figura 4-29. Para el buen funcionamiento del CNM cada funcionario que lo integra es responsable de tareas asignadas, esto con el fin de mantener una estructura equilibrada y especializada en el entorno desarrollado para la infraestructura de información y seguimiento de los centros tecnológicos en ZNI. En este sentido, se facilita el logro de objetivos planteados y se mejora el tratamiento de la información, además de estar en constante comunicación con las demás áreas integradas al IPSE, con el fin de encontrar la eficiencia institucional para el bien de las localidades de las ZNI.

La buena administración y uso de la información garantiza el continuo mejoramiento de proyectos de bienestar realizados en las zonas apartadas de Colombia, de aquí la importancia del buen desempeño de los funcionarios del CNM.

4.4.3 Espacios de trabajo de la Central Nacional de Monitoreo

El Centro Nacional de Monitoreo dispone de espacios de trabajo para mejor manejo de la información y la supervisión de los centros manejados por la entidad. Estos espacios consisten en la delimitación de las actividades de generación, distribución y frontera, además de una futura proyección para proyectos de energía en localidades menores.

El monitoreo de energía y combustible en centrales de generación se da mediante sistema de supervisión en tiempo real, base de datos y software de gestión en el CNM para monitoreo de centrales piloto de Energías Alternativas y Centrales en ZNI, integrando redes de medidores de energía y combustible. Entre tanto, el Monitoreo de Energía en Frontera Circuitos de Distribución se da por medio de un sistema de supervisión por consulta, base de datos y software de gestión en el CNM para monitoreo de energía en circuitos de distribución ZNI, FRONTERA comercial entre el Generador y el Distribuidor. Aplicación: Cabeceras Municipales en ZNI:

- Fase I: 7 localidades CM ZNI (2007)
- Fase II: 34 localidades CM ZNI (2008- 2009)

Por últimos, el monitoreo de energía en baja tensión (proyectado) es posible a través del sistema de supervisión por consulta, base de datos y software de gestión en el CNM para monitoreo de energía en localidades menores ZNI con infraestructura de medida en baja tensión, transmisión de datos una vez al día y comunicación CELULAR

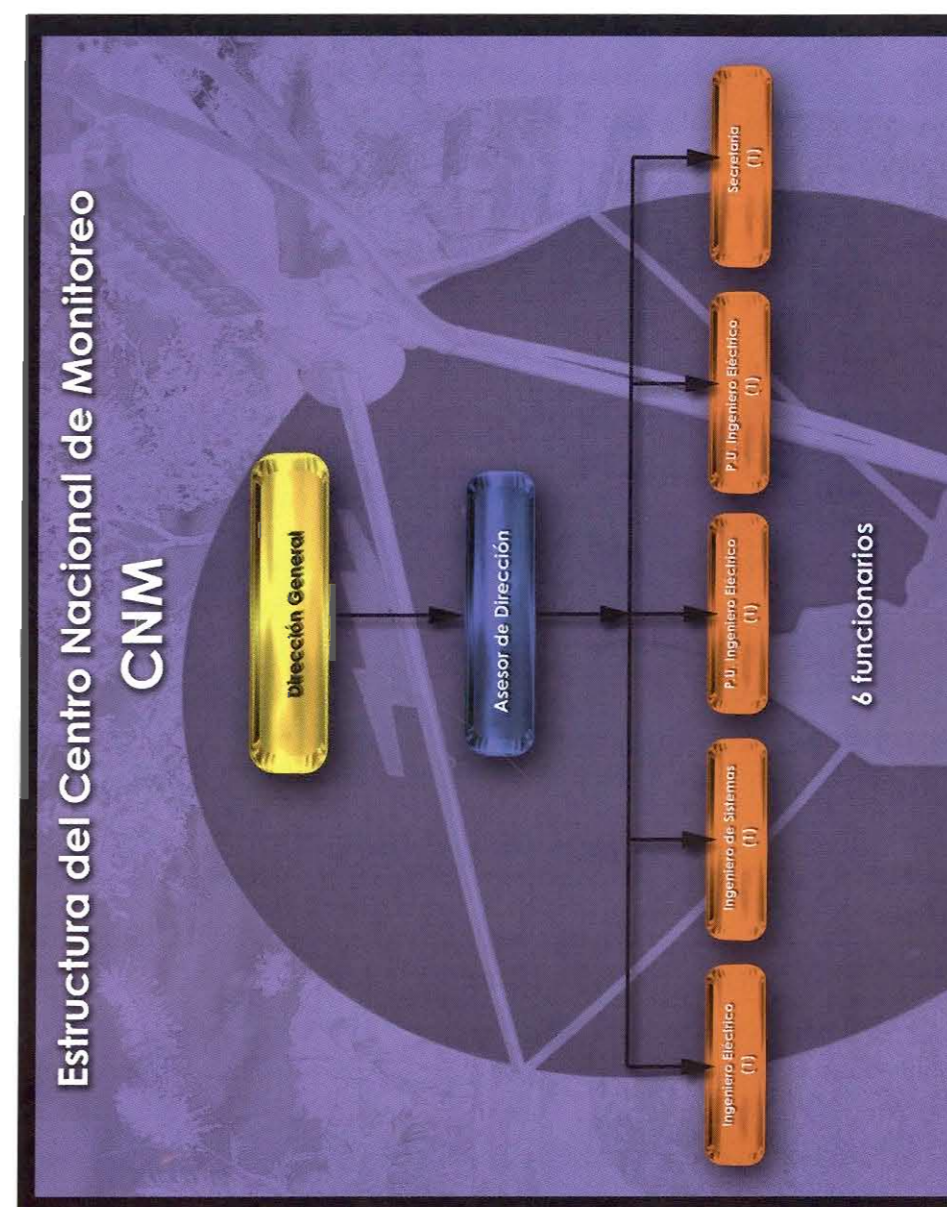


Figura 4-29. Estructura del Centro Nacional de Monitoreo, CNM. Fuente: IPSE, 2010.

4.4.4 Instalaciones de telemetría en ZNI

La primera etapa de telemetría de energía en las ZNI instalado en 2007, se desarrolló en las localidades de Leticia, departamento del Amazonas; Inírida, departamento del Guainía; Puerto Carreño, en el departamento del Vichada; Mitú, capital del departamento de Vaupés; Guapi, municipalidad del departamento del Cauca; Puerto Leguizamó, departamento del Putumayo; Cartagena del Chaira, en el departamento del Caquetá; y Bocas de Satinga, localidad del departamento de Nariño. Esta etapa se realizó con recursos del FAZNI e IPSE. Esta experiencia se presto para reconocer las secciones más vulnerables del sistema y dando como resultado la mejora del diseño inicial, de forma que, los medidores se consultan directamente desde el CNM sin intervención de terceros y se unificó el sistema de comunicaciones.

El CNM-IPSE formuló y presentó ante el FAZNI el proyecto de telemetría para macromedición en 35 localidades de las ZNI, el cual gracias a las mejoras presentadas por el IPSE al proyecto piloto, logró aprobar en CAFAZNI la ejecución de la segunda fase, encontrándose, actualmente, ésta en proceso de pruebas en el CNM (figura 4-30).

Los Centros de Innovación Tecnológica que se encuentran en operación poseen su sistema de telemetría y monitoreo, y los que están en planificación o construcción tienen proyectado su sistema de medida para garantizar el buen uso y servicio de energía eléctrica (figura 4-31). Después de un proyecto piloto satisfactorio con modificaciones en las partes débiles detectadas y con el nuevo presupuesto aprobado para la expansión y ejecución de la segunda fase, se integraron 42 nuevas localidades al sistema de telemetría, con supervisión directa desde el CNM; además se planea el mejoramiento y la expansión en diferentes localidades no interconectadas al Sistema Energético Nacional.

La información transmitida al CNM de las variables energéticas de interés en cada zona donde exista sistema de telemetría actualmente, se hace en tiempo real con actualizaciones cada 15 minutos, lo que garantiza reportes de gestión y operación confiables, además de generación de alarmas que permiten acciones rápidas y oportunas en caso de falla para el óptimo funcionamiento de la central. En localidades menores con infraestructura en baja tensión la transmisión de información se hace vía celular, con 1 actualización por día.

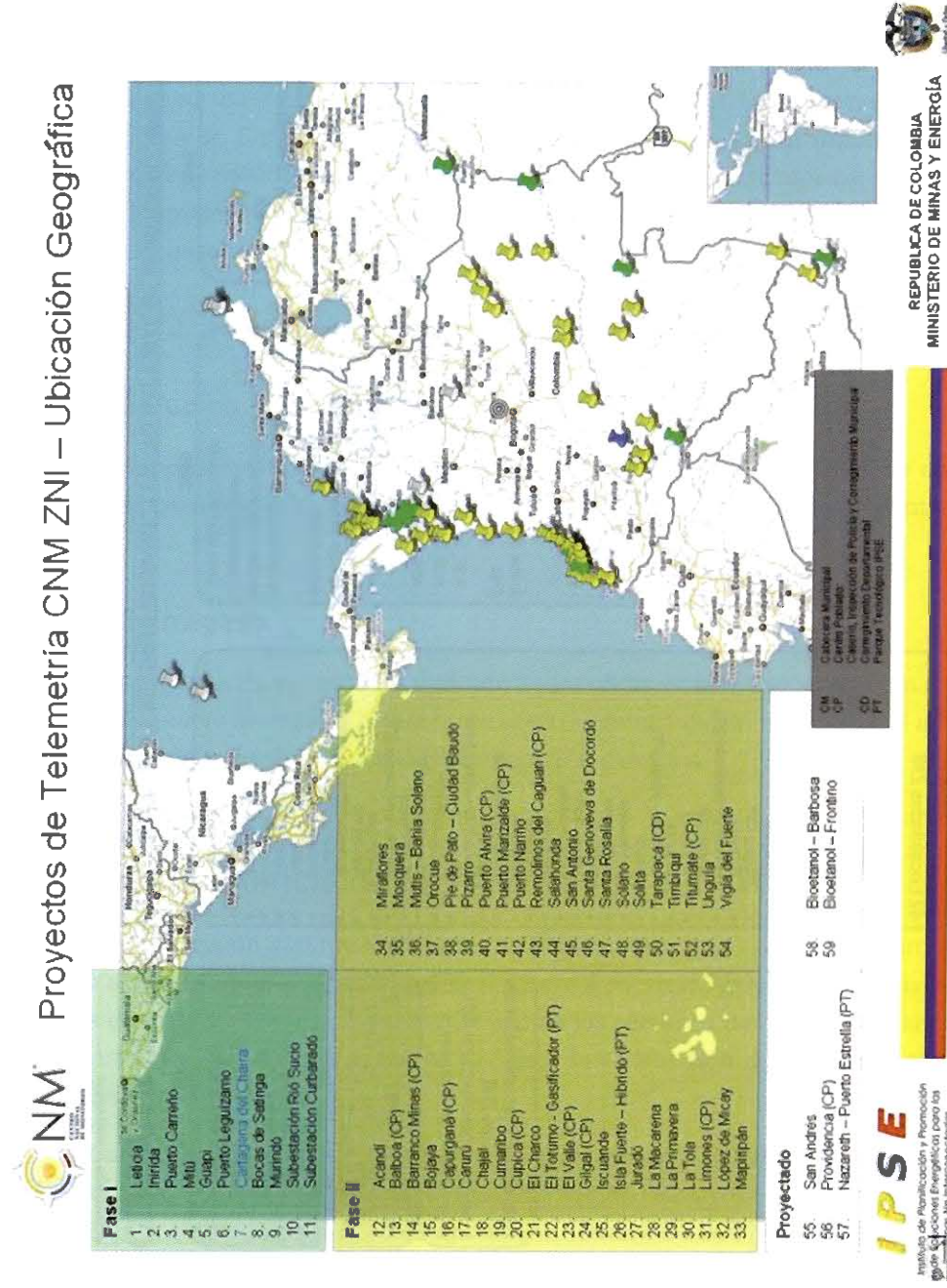
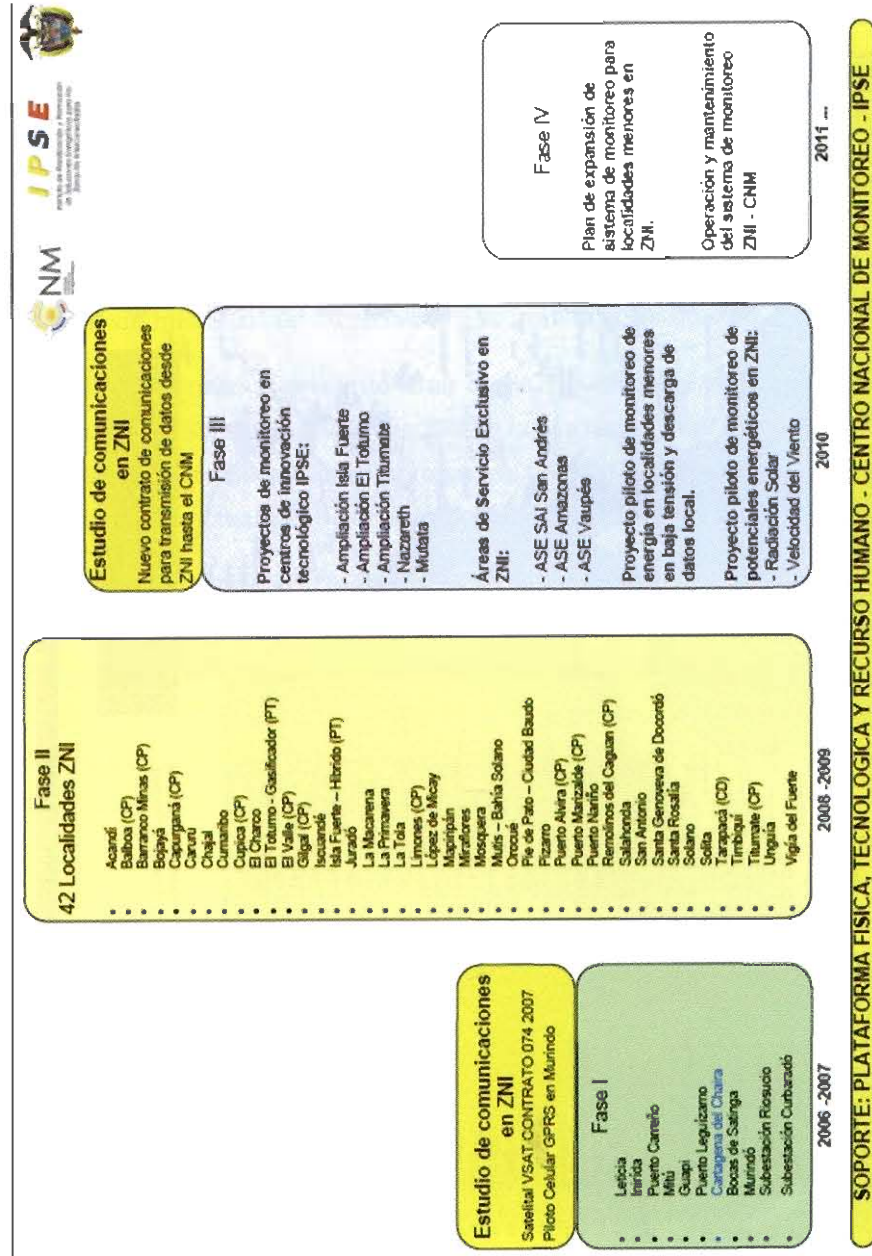


Figura 4-30. Instalaciones de telemetría en ZNI
Fuente: IPSE, 2010.



ACTUALIZACIÓN 11 FEBRERO 2010

SOPORTE: PLATAFORMA FÍSICA, TECNOLÓGICA Y RECURSO HUMANO - CENTRO NACIONAL DE MONITOREO - IPSE

Figura 4-31. Telemetría Instalada Actualmente.
Fuente: IPSE, 2010

4.4.5 Telemetría en las Ecoaldeas La Encarnación, Cupíca y Envigado

4.4.5.1 La Encarnación

Los reportes del funcionamiento de la microcentral La Encarnación, lo realiza la Empresa de Servicios Públicos de Urao, la cual genera un reporte mensual del consumo energético total para las 125 casas que se encuentran con red eléctrica a 2010. Asimismo, el reporte del funcionamiento y daños que ocurran en la obra, los realiza el gerente de la empresa vía telefónica o mediante comunicado escrito hacia el IPSE.

4.4.5.2 Cupíca

La empresa Gensa S.A, encargada de la AOM de la microcentral, se encarga de generar los reportes acerca del estado del funcionamiento de la microcentral.

4.4.5.3 Envigado

Los reportes de actividades y estado de las obras en la microcentral son reportados al municipio de Envigado, no obstante como se mencionó, la microcentral aún está en construcción y no se ha iniciado la generación eléctrica.

4.4.6 Importancia de la información del CNM

La supervisión y el registro de variables en tiempo real son de gran importancia, pues así se mantiene una calidad óptima en el servicio, se promueve el uso racional de la energía y se da un manejo adecuado a los recursos de cada centro tecnológico. Los aspectos más relevantes para justificar la adquisición de la información son los siguientes:

- Dar cumplimiento a lo establecido en el Documento CONPES N° 3453 de 2006, al artículo 66 de la Ley 1151 del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010 y al artículo 26, Parágrafo 2 de la Resolución 091 de octubre de 2007 de la CREG.
- Cantidad real de horas de prestación de la energía.
- Determinación circuitos sobrecargados o subutilizados.
- Tipificación de la demanda: activa, reactiva y demanda máxima.
- Identificación de intentos de fraude en los circuitos de alimentación.

- Establecer un sistema de gestión para disminuir pérdidas de energía
- Establecer señales de eficiencia para el consumo de combustible y la demanda de la electricidad.
- Cumplir con lo establecido en la normatividad en lo referente a medición de energía real entregada a los usuarios, con el fin de establecer valor de subsidios a girar.
- Establecer señales de crecimiento industrial, residencial y comercial de las localidades.
- Facilitar la discriminación de las pérdidas técnicas y no técnicas en cada uno de los circuitos de las localidades.
- Evitar recargar circuitos o subutilizarlos cuando se presentan proyectos FAZNI de reposición o proyectos de expansión o interconexión.
- Evaluar registros antes y después de realizados los proyectos.
- Extrapolar Información comparable entre las diversas localidades

4.4.7 Producción de la información

- Para el control de los procesos de generación y distribución de energía, la adquisición de datos es de gran relevancia, así como el buen manejo y procesamiento de éstos, para el aumento de productividad, pues dan información oportuna de la central generadora y los circuitos de media y baja tensión en cualquier momento. La metodología aplicada y el uso de esta infraestructura se presentan a continuación:
- Se desarrolló la metodología para procesar los datos obtenidos, documentada en el procedimiento de telemetría y monitoreo, la cual entrega como resultado información depurada y validada útil para los procesos que maneja el IPSE y el MME.
- Mediante memorando 200716000088093 de Diciembre de 2007, se formuló la Política de administración de la información para ser incluida en el marco de las resoluciones que adoptó el MECI.
- Se diseñaron y publicaron mediante reportes semanales y mensuales la información de la energía registrada mediante el proceso de telemetría y monitoreo.
- Se instaló el sistema de última milla para dar mayor seguridad a los datos transmitidos desde la ZNI hasta el IPSE, mediante una red privada.
- Mediante fuentes de información primaria el CNM presenta información veraz

y oportuna de la prestación del servicio en las ZNI, consultando la continuidad del servicio a través del sistema de telemetría y del llamado telefónico a las localidades, esta información es utilizada por las áreas misionales del IPSE, por el MME y por diferentes empresas de las ZNI para facturación.

- Reporte telefónico: mediante llamado a las localidades, el IPSE, que no tienen telemetría instalada, está en permanente contacto con las empresas prestadoras del servicio de energía para verificar la operación de la infraestructura energética o conocer la naturaleza de los problemas que se presentan en cada localidad, este reporte circula ante las subdirecciones de IPSE.
- Reportes semanales: mediante los sistemas de telemetría se obtienen los datos que son validados y reportados semanalmente sobre la prestación del servicio de energía en las localidades monitoreadas, mostrando la curva de carga diaria.
- Boletín mensual: presenta el resumen del comportamiento y prestación del servicio de energía en cada localidad monitoreada, acompañada del análisis y comparativos mensuales de los datos registrados.
- Sistema de información SIETE: el sistema de información desarrollado en el Centro Nacional de Monitoreo IPSE, incluye información de la Telemetría instalada en las ZNI e infraestructura energética instalada en las localidades de las ZNI, la cual se ha obtenido de diversas fuentes, información de subsidios, cupos de combustible e información secundaria obtenida de entidades externas especializadas como DANE, IDEAM etc.

4.4.8 Logros alcanzados

Durante la implementación de fase piloto y de los proyectos que se adelantan actualmente, se han desarrollado mejoras a la plataforma tecnológica con la que cuenta el CNM, además del mejoramiento de los sistemas de telemetría. Se ha ampliado la cobertura a diferentes localidades y la seguridad en el canal de comunicación. A continuación se presentan los principales logros:

- Desarrollo del sistema de información del CNM-SIETE-, que integra toda la información que actualmente gestiona el Centro Nacional de Monitoreo, CNM (telemetría, uso de uala, seguimiento al llamado telefónico, información de infraestructura energética de las ZNI, subsidios).
- Gestionar y lograr ante el Ministerio de Minas y Energía, el reconocimiento en valor (\$) del costo de seguimiento del CNM en las Áreas Exclusivas de Gestión, ASE.
- Fortalecimiento de los sistemas de cómputo de la red mediante la migración del servidor de red y base de datos a nuevos discos duros, considerando la entrada

en operación de 35 nuevas cabeceras municipales y los nuevos sistemas que en adelante se implementen.

- Estructuración, contratación e Implementación de un esquema de seguridad para salvaguardar la integridad de la información almacenada en los servidores de IPSE y CNM, protección de red de datos y para el seguimiento y control al uso del Internet. (un servidor Firewall, integrado a servidor proxy).
- Implementación y puesta en marcha del Servidor de Respaldo, para el restablecimiento del CNM.
- Estructuración del portafolio de servicios para sala de videoconferencias.
- En la segunda fase y teniendo en cuenta el aumento de localidades con Telemetría, se cambio el direccionamiento a IP PRIVADO con descarga de datos por ULTIMA MILLA obteniendo máxima seguridad de tipo lógico y físico, de tal forma que para acceder a los datos de un medidor en ZNI debe estar físicamente conectado a la red LAN del CNM, tener configurado el mapa de direccionamiento IP PRIVADO y tener los accesos del sistema de seguridad lógico.
- Estructuración e Implementación de sistemas de telemetría en Providencia y Subestación el Bight en San Andrés.
- Implementación de telemetría en 53 localidades: 51 localidades con recursos FAZNI (7 primer proyecto piloto y 44 en la vigencia 2009) y 2 con recursos propios.
- Estructuración e implementación del SERVIDOR DE TELEMETRÍA CNM - ION ENTERPRISE, el cual consta de un Software de Gestión de Energía – Combustible, monitoreo de centrales en ZNI integrando redes de medidores de energía y combustible, sistema de supervisión en TIEMPO REAL, base de datos y software de gestión en el CNM, base de datos SQL 2005 Standard Edition database, aplicación de consulta WEB, Integración de redes de medidores de diferentes marcas en protocolo MODBUS y OPC[1] y gestión de comunicaciones con los medidores sobre protocolos TCP-IP (Internet-Ultima Milla) y capacidad de comunicación con CELULAR GPRS.

5. ASPECTOS FINANCIEROS

Un factor importante en todo proyecto de generación, independiente de de su connotación original, son los costos que se requieren para su realización, que incluyen tanto los de inversión como los gastos de operación. En zonas aisladas no interconectadas, éstos tienen componentes adicionales no necesarios en otras zonas, como son los costos asociados a la accesibilidad de la zona de interés, que pueden incrementar el valor total y obligar a utilizar otros criterios para que la dinámica financiera de la evaluación de proyectos funcione y de prioridad al desarrollo socioeconómico a través de la generación de energía. En este capítulo, se estudia la relación entre el costo total anual y la energía generada, lo cual permite definir el costo unitario de generación para la zona no interconectada.

5.1. ESTRUCTURA GENERAL DE COSTOS DE GENERACIÓN

En el costo de generación se diferencian dos grandes grupos de costos, dependiendo de los períodos en que son causados, los preoperativos y los operativos. Los primeros corresponden básicamente a las inversiones que se realizan una sola vez y antes de entrar en operación el proyecto. Los segundos corresponden a costos periódicos, fijos o variables, que garantizan la operación del centro (UPME, 2005).

La determinación de los costos operativos y preoperativos se realiza con base en los siguientes tres grupos de variables (UPME, 2005):

- **Variables geográficas:** comprenden básicamente el potencial energético del recurso en la región y la infraestructura disponible en vías de acceso, líneas de conexión eléctrica y gasoductos. Dicha infraestructura disponible incide directamente en los costos preoperativos asociados a las respectivas obras de infraestructura requeridas por las centrales.
- **Planta típica:** corresponde al conjunto de variables tales como capacidad de generación, factor de planta, vida útil y eficiencia; las cuales definen el sistema de generación considerado. Este tipo de variables tiene una incidencia directa en los diferentes componentes de los costos preoperativos y operativos.
- **Regulación y leyes:** variables que inciden básicamente en los costos de ley operativos y preoperativos en el proceso de nacionalización y adquisición de ítems importados.

Con el total de los costos preoperativos y el uso de variables económicas como la tasa de descuento y la vida útil de la central, se calcula el costo preoperativo anual. Este costo se suma al costo operativo anualizado para obtener el costo total por año (UPME, 2005).

De otro lado, la energía media anual se determina mediante las características propias de la central, tales como capacidad instalada y factor de planta. En varios casos, como en la generación térmica e hidroeléctrica, se deben suponer los factores de planta típicos de este tipo de aprovechamientos; en otros casos, como la generación solar fotovoltaica y eólica, el factor de planta dependerá de las condiciones del potencial respectivo en las diferentes regiones consideradas (UPME, 2005).

Una vez definido los costos totales por año y la energía media anual, se halla la relación entre estos dos factores, lo cual permite evaluar el costo unitario de generación, objetivo central del presente análisis. Para la definición de esta relación, se presentan algunas consideraciones generales y preliminares sobre las diferentes componentes del costo de generación.

5.1.1 Costos preoperativos

Los costos preoperativos constan de los siguientes ítems:

- **Estudios e investigaciones:** en este rubro se incluyen los estudios básicos orientados hacia la determinación del potencial del recurso (ESMAP, 2007), tales como geología e hidrología.

- **Predios:** incluye el costo del terreno donde se localiza la planta o de las servidumbres requeridas para conducciones, instalaciones y líneas de transmisión. Para el cálculo de este ítem es necesario determinar las áreas requeridas para cada tecnología y tipo de planta. Se aplica un costo unitario por hectárea (UPME, 2005).
- **Infraestructura:** comprende las obras de accesos, conexión, requerimientos para la construcción y operación de las plantas. Par este tipo de costos se considera todo lo relacionado con las vías de acceso, líneas de conexión, campamentos y oficinas (UPME, 2005).
- **Obras civiles:** considera los costos de la infraestructura física requerida para el aprovechamiento del recurso (UPME, 2005).
- **Equipos nacionales:** son equipos de fabricación o adquisición nacional, por lo tanto, se considera el costo del equipo instalado y sí se trata de equipos de origen internacional comprados a proveedores en Colombia. no se tienen en cuenta los trámites y los costos de la importación.
- **Equipos importados:** para el análisis de costo de los equipos importados se consideraron los siguientes componentes (ESMAP, 2007):
 - Costo FOB: costo en el puerto del país de origen del equipo.
 - Transporte marítimo y seguro: se aplica como un porcentaje al costo FOB del equipo.
 - Arancel: se aplica de acuerdo con la posición arancelaria y el arancel para cada uno de los equipos. Este arancel se aplica al costo FOB más el costo de transporte y seguro marítimo. Se define un porcentaje dependiendo de la tecnología y el tipo de planta.
 - Impuesto al Valor Agregado (IVA): porcentaje aplicado al costo FOB más el costo de transporte y seguro marítimo. Se consideran las exenciones establecidas en la legislación nacional.
 - Nacionalización, bodegaje, carta de crédito: se expresa como porcentaje del costo FOB, más transporte, arancel e impuesto IVA.
 - Transporte y seguros internos: porcentaje sobre el costo FOB, transporte marítimo, seguros, arancel, IVA y nacionalización.
 - Costo de instalación: comprende los materiales y la mano de obra requeridos para llevar la instalación del equipo, depende de cada planta y tecnología.
- **Inversiones ambientales:** en este rubro se incluyen los estudios previos e inversiones iniciales en el área ambiental, no se incluyen los planes de manejo. En plantas no convencionales se consideran los principales impactos ambientales y se estiman los costos de las medidas de mitigación y compensación (UPME, 2005).

- Ingeniería: considera los costos de diseño, interventoría y administración técnica y ambiental durante la construcción del proyecto. Se calcula como un porcentaje de la suma de los costos nacionales, importados y ambientales, dependiendo de las diferentes plantas y tecnologías (ESMAP, 2007)
- Imprevistos: se incluyen dos tipos imprevistos: los de construcción, los cuales se estiman como un porcentaje del costo total de las obras civiles y de las obras de infraestructura, éste depende del tipo de tecnología; y de los equipos, que se estima como un porcentaje del costo total de los mismos, éste depende del tipo de tecnología (ESMAP, 2007).
- Financieros preoperativos: es el sobrecosto dado por la escalado de los costos durante el período de construcción, cuya duración depende de la tecnología y el tamaño o capacidad de las unidades, así como los intereses preoperativos, normalmente se incluyen dentro de los costos de instalación. Se determina como un porcentaje de la suma de los costos de inversión, de ingeniería e imprevistos (UPME, 2005).
- Ley preoperativos: se incluyen todos los cargos de ley que puedan aplicar durante el periodo de construcción según las diferentes tecnologías, plantas tipo y regiones; por ejemplo: fondos especiales municipales, impuesto predial, etc (ESMAP, 2007).

5.1.2 Costos operativos

Los costos operativos constan de los siguientes ítems:

- Administración, operación y mantenimiento (AOM), componente fija: corresponde a los costos de funcionamiento de la empresa de generación (UPME, 2005).
- Administración, operación y mantenimiento (AOM), componente variable: corresponde a un componente producto de la operación de la empresa de generación (UPME, 2005).
- Combustible: es uno de los componentes más importantes de los costos variables de operación, en particular en la generación térmica, en la generación a partir de motores alternantes y de biomasa (ESMAP, 2007).
- Manejo ambiental: en este punto se consideran los costos de los planes de manejo ambiental y de las medidas necesarias para cubrir contingencias en esa área. Al igual que los costos preoperativos ambientales se establecen como un porcentaje de las inversiones requeridas (UPME, 2005).
- Seguros: corresponde a los gastos por pago de seguros que el proyecto deberá asumir anualmente, para la normal cobertura de riesgos considerados en los

diferentes proyectos. Este rubro puede ser estimado como un porcentaje de los costos directos de inversión (ESMAP, 2007).

- Cargos de ley operativos: incluye todos los cargos de ley aplicables durante la operación del proyecto, depende de cada tecnología, planta tipo y región. Por ejemplo: impuesto de industria y Comercio, Impuesto predial, etc (UPME, 2005).

5.2 ESTRUCTURA GENERAL DE COSTOS DE GENERACIÓN EN PLANTAS SOLARES

Las centrales hidroeléctricas tiene dos componentes fundamentales en la estructura de costos: las obras civiles y los equipos electro- mecánicos.

5.2.1 Costos preoperativos

En las plantas hidroeléctricas los costos de inversión están determinados por:

- Obras civiles: las principales obras civiles consideradas para todas las plantas típicas en general son: las obras de presa o azud, el canal de alimentación, los desarenadores, conducciones y descarga, la casa de máquinas y la subestación, en función del número y tamaño de equipos (UPME, 2005).
- Estudios e investigaciones: En este rubro se incluyen estudios básicos tales como: geología, hidrología, topografía, sísmica, estudios de potencial del recurso, etc (UPME, 2005).
- Predios: incluye el costo del terreno de la planta o de las servidumbres requeridas para conducciones, instalaciones y líneas de transmisión (UPME, 2005).
- Equipos hidromecánicos, de generación y auxiliares: los equipos de generación comprenden básicamente las turbinas, generadores y equipo de control (UPME, 2005).
- Ingeniería: considera los costos de diseño, interventoría y administración técnica y ambiental durante la construcción del proyecto (UPME, 2005).

5.2.2 Costos Operativos

- Operación y mantenimiento (OM). Componente fija: el costo de operación y mantenimiento de centrales hidroeléctricas es del orden de USD 6,06/kW-año, este valor es aplicable a las plantas típicas de 200 y 600 MW de capacidad; para las PCH se suponen valores de de USD 11,0/kW-año con base en algunas

referencias de empresas nacionales de generación; para las demás centrales menores suponen valores de de USD 15,0/kW-año (ESMAP, 2007).

- Combustible: no aplica en esta tecnología.

La tabla 5-1 ilustra la tendencia de costos (expresados en dólares, USD) de instalación de centrales hidroeléctricas en función de la capacidad instalada.

Tabla 5-1. Costos de instalación de centrales hidroeléctricas

COSTOS DE INSTALACIÓN - Micro, Pico- Hidroeléctricas (USD/kW)			
Capacidad (Kw)	0,3	1	100
Equipos	1 560	1 960	1 400
Obra civil		570	810
Ingengería			190
Construcción		140	200
TOTAL	1 560	2 600	2 500

Fuente: UPMF, 2005.

En la tabla 5-2 se presenta costos de generación para micro y pico centrales hidroeléctricas, en función de la capacidad instalada.

Tabla 5-2. Costos de generación, Micro, Pico- Hidroeléctrica

COSTOS DE GENERACIÓN Micro, Pico- Hidroeléctricas (cents USD/kW-h)			
Capacidad (Kw)	0,3	1	100
Mantenimiento fijo	0	0	1,05
Mantenimiento variable	0,9	0,54	0,42
Combustible	0	0	0
TOTAL	0,9	0,54	1,47

Fuente: ESMAP, 2007

- Economías de escala en centrales hidroeléctricas

El costo total de centrales hidroeléctricas calculado, para efectos de ilustrar el costo por kW generado, incluye los costos de operación. Adicionalmente se calculó un equivalente al pago mensual de los costos totales de instalación y pre-operación de las centrales.

En la tabla 5-3 se presenta el comportamiento de los costos totales por kW-h en función de la capacidad instalada en las centrales hidroeléctricas. Para el análisis de costos de centrales hidroeléctricas se tomo una vida útil de 30 años y un factor de capacidad del 30%. Los costos son expresados en dólares, USD.

Tabla 5-3. Costos Totales por capacidad instalada (USD/kW-h)

COSTOS TOTAL DE GENERACIÓN- HIDROELÉCTRICA (USD\$/kWh)			
Concepto	Capacidad instalada (kW)		
	0,3000	1,0000	100,0000
Costos AOM	0,0090	0,0054	0,0147
Energía generada (kWh mes)	64,8000	216,0000	21.600
Costo de financiación	0,5800	0,9900	0,9600
Costo total de generación	0,5900	0,9900	0,9800

Fuente: ESMAP, 2007

Los avances tecnológicos y el aprendizaje que se ha desarrollado a los largo de los últimos años permite hacer proyecciones para los próximos años de costos menores, en comparación con los costos implicados en la construcción de centrales hidroeléctricas actualmente o en el pasado. Se tomaron datos de costos reportados por el ESMAP y se analizaron las proyecciones de costos optimistas, probables y pesimistas para los años 2005, 2010, 2015, los cuales se presentan en la tabla 5-4

Tabla 5-4. Costos de instalación- Centrales hidroeléctricas, 2005, 2010, 2015.

Centrales Hidroeléctricas- proyección de costos de instalación (USD/kWh)									
Escenario	Costos para 2005			Costos para 2010			Costos para 2015		
	0,3	1	100	0,3	1	100	0,3	1	100
Pesimista	1.800	3.000	2.860	1.770	2.950	2.750	1.810	2.990	2.780
Medio	1.560	2.680	2.600	1.485	2.575	2.470	1.470	2.550	2.450
Optimista	1.320	2.360	2.350	1.190	2.190	2.180	1.110	2.090	2.110

Fuente: ESMAP, 2007.

5.3 COSTOS PARA PCH DEL CENTRO LA ENCARNACIÓN

El IPSE desarrolló un proyecto hidroeléctrico en el corregimiento de La Encarnación ubicado en el municipio de Urrao, departamento de Antioquia. El alcance de dicho proyecto era una reconstrucción y repotenciación de una minicentral hidroeléctrica que fue instalada en 1973, operó durante 24 años y en 1990 quedó fuera de servicio. La PCH originalmente tenía una capacidad instalada de 20 kW a través de una turbina Paltón y se beneficiaban 124 habitantes hasta el momento que salió de operación. Con el proyecto de repotenciación, liderado por el IPSE, se compró una turbina Michell Banki y se logró una capacidad instalada de 55 kW.

El IPSE realizó los convenios, 025 de 2007 y No.2007- CF-19-0038, con la Gobernación de Antioquia y el Parque Tecnológico de Antioquia con el fin de realizar la construcción de obras civiles, adquisición y montaje de equipos electromecánicos y redes de distribución. Con la repotenciación y reconstrucción de la PCH era posible suministrar energía las 24 horas del día a la población de La Encarnación.

El costo total del proyecto fue de mil cuatrocientos veintisiete millones cincuenta y dos mil novecientos cincuenta y nueve pesos (\$1.427.052.959 COP), de los cuales

ochocientos catorce millones quinientos ochenta y tres mil pesos (\$814.583.926 COP) fueron recursos aportados por el IPSE, es decir el 57% del total de la inversión y el restante 43 %, equivalente a seiscientos doce millones cuatrocientos sesenta y nueve mil pesos (\$612.469.033 COP), fue aportado por la Gobernación de Antioquia.

En tabla 5-5 se resume el concepto y monto de los costos de reconstrucción y la adquisición de equipos electromecánicos, que incluye una turbina Michell Banki y la adecuación de la turbina Paltón (que ya existía en la PCH). Los costos incluyen también la adecuación de la casa de máquinas, construcción y montaje de redes eléctricas y la adquisición de micromedidores de energía e instalaciones internas.

Tabla 5-5. Costos totales PCH Encarnación

DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN TOTAL (\$ COP)	INVERSIÓN IPSE (\$ COP)
Construcción de obra civil y ampliación casa de maquinas	556.343.878	191.218.182
Diseño de obras civiles y redes eléctricas	46.569.012	
Construcción de redes de distribución de energía	666.773.085	508.266.485
Adquisición y montaje de los equipos electromecánicos	132.840.251	115.099.259
Interventoría de redes eléctricas y obras civiles	21.121.933	
Licencias ambientales	3.404.800	
Total inversión	1,427,052,959	814,583,926

Las obras civiles incluyen presa y Bocatoma, desarenador, conducción bajo presión, bifurcador, tubería de presión, canal de fuga

■ Costo por kW instalado

Para el cálculo del costo por kW instalado se considera la capacidad de la PCH que es de 55 kW y se aclara que la instalación se refiere a una reconstrucción y repotenciación de la misma. Con un costo total preoperativo de mil cuatrocientos veintisiete millones cincuenta y dos mil novecientos cincuenta y nueve pesos (\$COP 1.427.052.959), el costo por kW instalado (repotenciación-reconstrucción) asciende a 25.946.417 \$ COP/kW.

El costo por kW instalado para la PCH de La Encarnación, calculado en USD, considerando una TRM de \$2.200 por 1 USD, es de 11.794 USD/ KW.

Los costos de instalación para pico y micro centrales hidroeléctricas a nivel mundial oscilan entre USD 1.600 y USD 2.600 por kW instalado, sin embargo para el caso de la PCH de la Ecoaldea – La Encarnación, los costos de instalación son significativamente más elevados (del orden de 12.000 USD/KW), lo cual obedece a que es un proyecto tipo piloto a pequeña escala y adicionalmente las características de las zonas aisladas representa mayores costos por el acceso y transporte al sitio de interés.

5.4 COSTOS PARA LA PCH DEL CUPÍCA

El IPSE realizó un contrato con Gestión Eléctrica S.A E.S.P (GENSA), empresa de servicios públicos con domicilio en la ciudad de Manizales, con la intención de generar energía eléctrica 24 horas al día desde la PCH de Cupíca, mediante prácticas de mantenimiento preventivo y predictivo.

El proyecto está localizado en el departamento del Choco, municipio Bahía Solano, corregimiento de Cupíca. La PCH ya se había construido, por tanto el contrato se desarrolló con el objetivo de operar y hacer el mantenimiento a la hidroeléctrica. El alcance del proyecto era: la administración, operación comercial y mantenimiento de la PCH de Cupíca y la línea de interconexión de 13,2 kV entre la PCH y el corregimiento de Cupíca.

5.4.1 Costos de operación

En el convenio No. 053-2007, suscrito entre el IPSE y GENSA, se acordó un total de recursos aportados por el IPSE para la administración, operación y mantenimiento (AOM) de la PCH de Cupíca por valor de doscientos sesenta y cinco millones trescientos treinta y cinco mil ochocientos cuarenta y ocho pesos (\$265.340.848), de los cuales \$177.295.848 corresponden a costos variables y 88.045.000 corresponden a costos fijos. El cálculo de los costos se presenta suponiendo 6 meses para la ejecución de AOM. En la tabla 5-6 se resume el concepto y monto de los costos AOM de la PCH de Cupíca.

Tabla 5-6. Costos de operación PCH - Cupíca

Concepto	Costo (\$)
Costos variables	
Costos personal	81.305.000
Insumos mantenimiento	1.110.904
Costos variables de mantenimiento	44.050.000
Administración	48.555.000
Impuestos	1.678.338
Polizas	596.606
Total Costos Variables	177.295.848
Costos fijos	
Costos fijos de administración	88.045.000
Total costos	265.340.848

Los costos de operación mensuales para la PCH de Cupíca son en promedio cuarenta y cuatro millones, doscientos veintitrés mil pesos (\$44.223.000).

5.4.2 Costos por kW generado

La PCH de Cupíca tiene una capacidad instalada de 300 kW. En promedio la planta está en operación 18 horas diarias y genera mensualmente 22.911 kWh, lo que indica que la disponibilidad de la PCH es del 75%. La tabla 5-7 resume el costo de generar un kWh en la PCH de Cupíca

Tabla 5-7. Costo por kWh -PCH Cupíca

Concepto	Valor
Capacidad (kW)	300
Energía generada -mes	22.911
Tiempo de suministro (horas/mes)	536,50
Tiempo suministro día (horas/día)	18
Disponibilidad (%)	75%
Factor de planta (%)	14%
\$/kWh	1.930
USD/kWh	0,87

Los costos de operación (COP \$/kWh) para la PCH de Cupíca son en promedio \$1.930/kWh, equivalente en USD de 0,87 USD/kWh (suponiendo una tasa de cambio de 2.200 \$/USD), de los cuales el mantenimiento, el personal y la administración son los costos más representativos

6. PROSPECTIVA Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Dentro de los principales objetivos de los centros de innovación tecnológica está el estudio de la experiencias obtenidas con las tecnologías implementadas con el fin de replicarlas en zonas donde se tengan condiciones similares, para el IPSE es muy importante estar en permanente investigación e implementación de soluciones energéticas estructurales en zonas aisladas, relacionadas con el estudio de la situación económica regional, el análisis de la demanda y necesidades de energía, la evaluación de los recursos energéticos disponibles en la zona, formas organizativas y experiencias de participación comunitaria, esto último con el fin de establecer mecanismos para que las comunidades se identifiquen con los proyectos y contribuyan a que sean sostenibles en el mediano y largo plazo (IPSE, 2009).

El IPSE cuenta con proyectos (Centros de Innovación Tecnológica) en los cuales se implementan diferentes tecnologías con el fin de llevar energía eléctrica a zonas no interconectadas del territorio nacional. Estos centros son:

- Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en energía solar (Isla fuerte y Nazareth)
- Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en combustibles líquidos y gaseosos (Isla Fuerte).
- Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en energía eólica y poligeneración (Nazareth).
- Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en agroenergía (Mutatá y Frontino).
- Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en energía hidráulica (La Encarnación, Envigado y Cupíca).
- Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en biomasa (Necoquí).

Atendiendo a las experiencias que se han conseguido en cada centro, es posible pensar en sistemas de poligeneración que contenga 2 o más de las formas de generación de energía exploradas por el IPSE.

6.1 LINEAMIENTOS TECNOLÓGICOS DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA

Los esfuerzos de mejoramiento tecnológico asociado a la energía hidráulica a pequeña escala se concentran en hacer que los procesos sean cada vez más costo-efectivos, debido a muchos de los limitantes de una tecnología eficiente es su alto costo. En esta línea Paish (2002), sintetiza los lineamientos tecnológicos en los cuales se han concentrado los avances en energía hidráulica para innovar y aumentar su viabilidad mediante la reducción de los costos:

- Estandarización: la estandarización apunta a diseñar un sistema para cada sitio o lugar, de modo que se tenga un patrón en el tamaño de turbinas donde se puedan compartir la mayoría de los componentes.
- Usos innovadores de las obras civiles existentes: esta idea busca aprovechar obras civiles existentes en cauces de ríos y aprovecharlas para nuevos proyectos.
- Variaciones en la velocidad de operación de las turbinas de caída baja: avances recientes en electrónica permite que el generador y la turbina corran a velocidades diferentes, esta cualidad permite utilizar turbinas con hélices más simples en lugar de utilizar turbinas Kaplan.
- Control electrónico y telemetría: este logro permite operar plantas hidroeléctricas mediante controles remotos evitando tener operarios en el sitio
- Turbo-generadores sumergibles: el desarrollo de estos generadores puede eliminar la necesidad de una casa de máquinas.
- Nuevos materiales: el uso de nuevos materiales anticorrosivos o plásticos ofrece la posibilidad de disminuir costos y aumentar la duración de las turbinas, rodamientos, tuberías, sellos, entre otros.
- Optimización computacional de sistemas pequeños: al poseer sistemas más de tamaño racional para las necesidades se logra mayor exactitud, lo cual se refleja en el retorno financiero de la inversión.
- Presas inflables: estas presas inflables de materiales como el caucho o goma permiten aumentar la caída en lugares de caída baja y así mejorar la generación en ciertas épocas, asimismo pueden ser desinfladas para permitir el paso del caudal luego de su uso.

- Innovación en turbinas: el mejoramiento de turbinas existentes y la invención de diseños nuevos es un campo siempre activo. Algunos trabajos se enfocan en desarrollar bombas producidas en masa para ser usadas como turbinas
- Técnicas mejoradas para evitar la interferencia o daño a los peces: muchas críticas han recibido los sistemas de generación hidráulica por su alta probabilidad de daño a los peces, por esta razón se ha buscado desarrollar escaleras para peces y sistemas de escaneo ultrasónico y física para solucionar este obstáculo.
- Mejora de los sistemas de limpieza: altos costos se generan por la limpieza de los desarenadores y las rejillas, por esta razón muchos avances se concentran en desarrollar técnicas de auto-limpieza de basuras para evitar los taponamientos por escombros.

6.2 NUEVAS FUENTES DEL POTENCIAL HIDRÁULICO

Como se comentó en el capítulo 3, el uso de la energía hidráulica consiste en aprovechar la velocidad y el potencial del agua para obtener su energía y transformarla en energía eléctrica. Una fuente energética muy prometedora y que está en desarrollo, es la energía marina.

6.2.1 El recurso marítimo

El agua cubre más del 70 por ciento de la superficie del planeta, destacándose los océanos Pacífico, Atlántico, Índico y el Ártico. El ser humano ha interactuado con el océano, tanto para el aprovechamiento de recursos biológicos y minerales como para fines recreativos (Bravo, 2008).

6.2.2 Energía y el océano

La energía cinética del océano ha intrigado a la humanidad durante milenios. El movimiento de las olas y las mareas siguen siendo hoy en día un alucinante tema de investigación. Todo el potencial térmico presente en el recurso marino es aún difícil de alcanzar al igual que el potencial de las olas y las mareas (Bravo, 2008).

Por el contrario, la extracción de los recursos de gas y petróleo de la plataforma continental se han desarrollado de forma tal que representan el 90% del desarrollo de la minería oceánica. En la actualidad, la demanda de energía es en gran medida

cubierta por combustibles fósiles y las consecuencias de esta abrumadora dependencia está siendo cada vez más evidente con su inminente escasez y deterioro al medio ambiente (Bravo, 2008).

Las fuentes de energía renovable están recibiendo un interés cada vez mayor, siendo una alternativa para suplir el uso de los combustibles fósiles, donde las energías eólica y solar son las que se han llevado la mayor atención.

6.2.3 La Energía renovable del mar

La energía del Sol es almacenada directa o indirectamente en varias formas dentro del sistema marino. Directamente lo hace en la forma térmica de calor e indirectamente como viento, olas y corrientes creadas por las diferencias de temperatura entre las aguas polares y tropicales. La forma más visible de la energía del océano está contenida en las olas superficiales, las que son en realidad transiciones de energía acarreadas desde un lugar a otro. La energía a partir de las olas aprovecha la energía cinética contenida y son de alguna forma predecibles, contienen una energía relativa alta y están presentes en muchas áreas del planeta. Las mareas son altamente predecibles, sin embargo, el desarrollo de tecnologías que aprovechan esta característica está limitado a los sitios donde hay variaciones de alturas significativas (Bregman et al., 1995).

La disponibilidad de gran cantidad de esta energía es geográficamente específica y las eficiencias de las conversiones de los sistemas son relativamente bajas. Mientras muchos de estos sistemas han sido experimentados en pequeña escala, existe un enorme potencial para una contribución a la economía energética mundial y se manifiesta en un continuo interés en el desarrollo de nuevas tecnologías. Los más desarrollados son los sistemas de conversión de energía a partir de las olas y las corrientes marinas (Bravo, 2008).

A continuación se dará una breve explicación de las diferentes manifestaciones energéticas que se producen en el mar y que hoy en día, se han venido investigando en diferentes lugares del planeta, pero aun constan de muchas limitaciones a la hora de ser implementadas.

6.2.3.1 Oleaje

La energía del oleaje es, en esencia, una transformación de la energía solar. El Sol es el responsable de crear gradientes de temperatura en la atmósfera que dan lugar a las corrientes de vientos. Las olas se generan en mar abierto, donde la acción de arrastre de los vientos crea ondas sobre la superficie cuyas características dependen de la intensidad y la duración del viento, y sobre el espacio geográfico donde se

generen. Para la generación de energía se aprovecha la variación de la energía potencial presente en las diferencias de alturas causadas por la oscilación del oleaje, y la energía cinética presente en los movimientos orbitales de las partículas que son movidas por la onda que se propaga (Ortega, 2010).

6.2.3.2 Mareas

La marea es la variación del nivel del mar debido a fenómenos de atracción gravitacional de los cuerpos celestes sobre las masas de agua, o sobre la acción de campos de vientos y de presión sobre los mismos. Las variaciones de este nivel pueden ser desde apenas 30 cm hasta 15 metros. Dentro del concepto de generación de energía, la marea es un fenómeno altamente energético, periódico y confiable que puede ser aprovechado. De acuerdo con los desarrollos actuales, la energía de la marea puede ser aprovechada usando dos enfoques distintos, los diques y las corrientes de marea (Grabbe et al., 2009 en Ortega, 2010).

6.2.3.3 Corrientes

Las corrientes oceánicas son movimientos de agua en una dirección determinada que obedecen a gradientes de temperatura y densidad entre cuerpos de agua. Estas corrientes se dan a todas las escalas, desde la continental hasta la local, y pueden ser usadas para la generación de energía eléctrica usando principios similares a los de la generación eólica, es decir, haciendo girar un rotor dotado de palas que son movidas por la corrientes de agua (Ortega, 2010).

6.2.4 Proyectos a futuro

Es evidente la constante lucha que se ha hecho para el uso racional de la energía, el uso de lámparas ahorradoras, la llegada de sistemas energéticos cada vez mas eficientes, las cuñas televisivas y en medios de comunicación en general han resaltado la importancia que tiene el ahorro de energía eléctrica y el uso de las energías renovables.

El potencial de las energías renovables es inminente y el IPSE ha hecho un gran esfuerzo para la investigación en todo este tipo de alternativas energéticas, en zonas no interconectadas, estableciéndose como un pionero en innovación energética en Latinoamérica debido a sus estudios y desarrollos en el área.

La energía hidráulica a través de hidroeléctricas lleva mucho tiempo en el ámbito de la ingeniería, siendo una tecnología bastante desarrollada y en términos

de perspectivas, solo es prometedora en lugares donde las condiciones de relieve e hidrografía lo permitan. Por su parte, los aprovechamientos energéticos a partir de las dinámicas oceánicas son bastante prometedores y en proceso de evolución. Es difícil encontrar proyectos a gran escala que hagan uso de dinámicas oceánicas y que hayan sido exitosos pero se debe tener en cuenta que las tecnologías usadas en este campo apenas están en desarrollo.

6.2.5 Experiencias de generación con el mar

A continuación se nombran algunos proyectos implementados en diferentes partes del mundo, que hacen uso de energéticos marinos.

- **Wave Dragón:** es un dispositivo a gran escala para generar energía a partir de las olas. Inventado por Erik Friis-Madsen, se ha desarrollado con el apoyo financiero de la Unión Europea, la Agencia de Desarrollo de Gales y la Autoridad Danesa de Energía¹ (figura 6-1).



Figura 6-1. Wave Dragón

¹ <http://www.wavedragon.net/>

- **Pelamis:** fue la primera máquina a gran escala comercial para generar energía a la red eléctrica a partir de las olas² (figura 6-2)

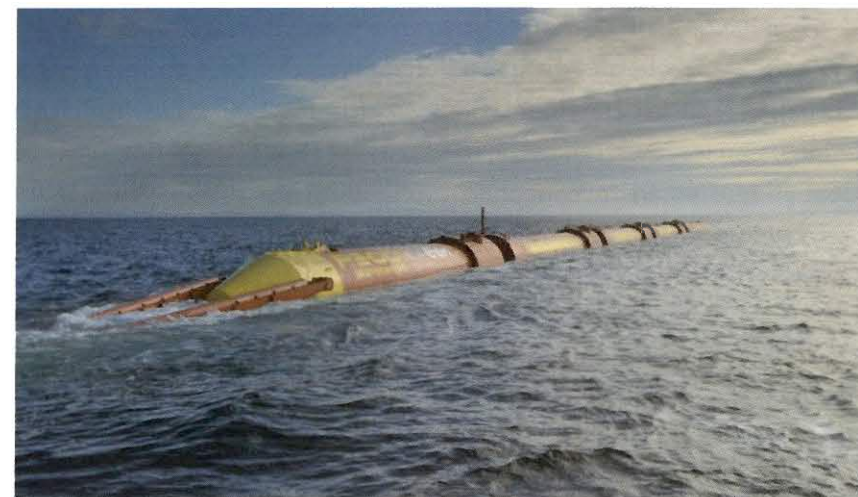


Figura 6-2. The pelamis

- **Power bouy:** el ascenso y descenso de las olas, hacen que la boya suba y baje libremente y este movimiento es aprovechado por un generador eléctrico. En territorio palestino, con el apoyo de la marina de EEUU, se ha implementado uno que genera 40kW (figura 6-3).



Figura 6-3. The power bouy

Estos son unos de los tantos proyectos para generar energía que están en investigación y que aprovechan recursos marinos.

² <http://www.pelamiswave.com>

6.2.6 Energía Marina en Colombia

Se están haciendo esfuerzos por parte de países que cuentan con un avanzado nivel de industrialización, que tienen recursos marinos interesantes y que buscan usar tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica. Entre ellos se cuentan Portugal, España, Francia, Dinamarca, Suecia, Noruega, el Reino Unido, Irlanda, Estados Unidos, Canadá, Australia y Japón. En todos ellos existen empresas privadas y universidades que están investigando profundamente y trabajando fuerte para desarrollar tecnologías eficientes, robustas, y económicas que puedan convertirse en un complemento importante al sistema de abastecimiento de energía.

En Colombia, El Grupo Oceánicos (www.oceanicos.unalmed.edu.co) de la Universidad Nacional de Colombia (UNAL), en conjunto con el Grupo A+D de la Universidad Pontificia Bolivariana (UPB) y el Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas (CIOH) de la Dirección General Marítima (DIMAR), interesados en participar de ese desarrollo a nivel mundial de la energía, financiados por el Centro de Investigación e Innovación en Energía (CIEN), desarrollan el proyecto: "Identificación del potencial energético del mar en Colombia y análisis de las tecnologías de medición y de aprovechamiento para la generación de energía eléctrica a nivel comercial".

Este proyecto es la primera de las cuatro fases concebidas. Conscientes de que las investigaciones tienen que producir resultados tangibles y operativos, el objetivo final de la última fase es la operación de una planta piloto de generación de energía eléctrica a partir de recursos físicos marinos, con varias características: que sea adecuada a las condiciones oceanográficas colombianas, que sea eficiente técnicamente, que genere un bajo impacto ambiental y que sea económicamente viable.

6.2.7. Poligeneración en el centro

El término de poligeneración puede definirse como un proceso integrado, donde a partir de dos o más fuentes energéticas, se obtiene o se aprovecha en el mismo espacio los recursos disponibles de una zona específica, logrando que un sistema central determine el tiempo de generación de cada una de estas fuentes, en búsqueda del máximo rendimiento y eficiencia (IPSE, 2010). La integración energética de procesos es una metodología orientada al diseño y mejora de los sistemas de producción, efectuando el análisis termodinámico y económico desde los procesos individuales hasta la planta completa, y enfatizando en el uso eficiente de los recursos consumidos (Serra et. al., 2007).

El IPSE viene desarrollando un proyecto piloto en el Centro de Innovación Tecnológica de Nazareth, en la Alta Guajira colombiana con poligeneración.

Con respecto a los centros de innovación en energía hidráulica, es Cupica y en especial el departamento del Chocó donde se ubica, ya que presenta un gran potencial energético marino debido a su amplia línea de costa, por lo tanto es posible pensar en la integración de este tipo de tecnologías con las que existen en la actualidad (figura 6.4), donde se debe iniciar con los estudios técnicos de implementación de estas energías. El centro La Encarnación se encuentra muy distante del mar para pensar en un aprovechamiento de este tipo de energía

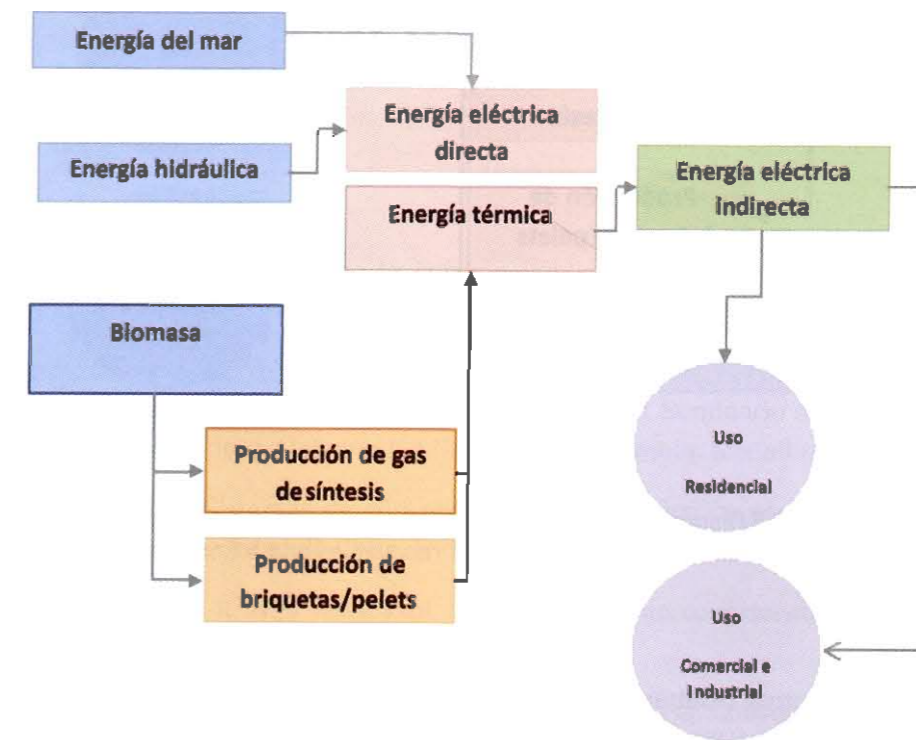


Figura 6.4 Diagrama de flujo ilustrativo de un aprovechamiento integral de diferentes fuentes energéticas renovables en Cupica

Se ha pensado en combinar diferentes tipos de generación para tener una oferta de distintas fuentes de energía, como por ejemplo, para La Encarnación se podría pensar en la generación mediante la implementación de agroenergías, ésta es posiblemente la oferta que podría implementarse. Lo anterior debe siempre soportarse con estudios de factibilidad, ya que las condiciones ambientales pueden incidir en el rendimiento de los cultivos utilizados para transformar parte de su materia prima en energía, además se debe estudiar también el impacto social con miras a la soberanía alimentaria, se debe procurar que los cultivos de pancoger y tradicionales de la región no compitan por el área de siembra con los que se utilizan para generar agroenergía

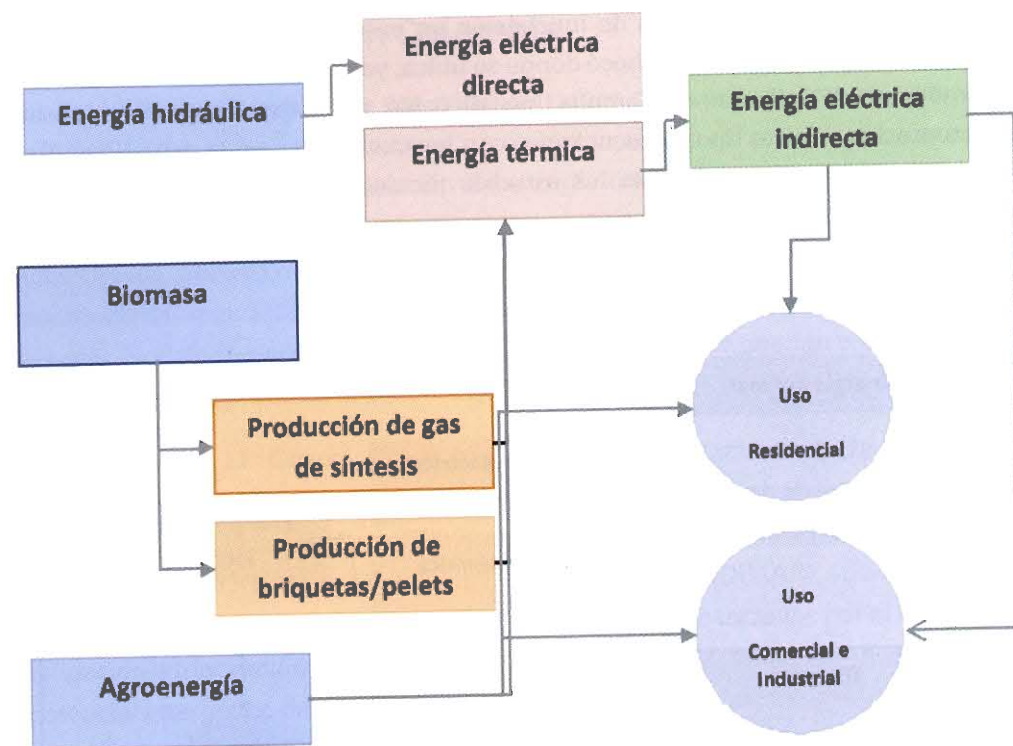


Figura 6.5 Diagrama de flujo ilustrativo de un aprovechamiento integral de diferentes fuentes energéticas renovables en La Encarnación

Es significativo resaltar la importancia de estos sistemas integrados, los cuales permite un óptimo manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, facilita el uso racional de la energía, mitiga los impactos ambientales y sobre todo, se disminuye de manera apreciables los costos de inversión. De allí la imperante necesidad de continuar con la función que viene desarrollando el IPSE, al facilitar que muchos grupos de investigación del país ejecuten proyectos de innovación en sistemas alternativos para la generación de energía en zonas aisladas y garanticen su desarrollo social, económico y equitativo.

BIBLIOGRAFÍA

- Departamento Administrativo de la Función Pública. 2006. Estructura del Estado Colombiano. Publicaciones Sena. Bogotá.
- Botero, S.; Cadena, A.; Vesga, C. 2007. Regulación para el fomento de las energías alternas en el mercado colombiano. Ponencia del VIII Seminario sobre análisis y mercados energéticos. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia.
- Bravo, M N.. 2008. Sistemas de conversión mecánica eléctrica para un generador undimotriz. Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas.
- Bregman, R., Knapp, R. H. y Takahashi. 1995. P. K. Design considerations for ocean energy resource systems. Hawaii Univ. : s.n.
- BUN-CA. 2002. Manuales sobre energías renovables: Biomasa. Consultado en octubre 20 de 2010, en <http://www.cedecap.org.pe>.
- Celis, J.. 2009. Historia general de Urrao. Medellín: Impresos Begón Ltda.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe). 2004. Estrategia para el fomento de las fuentes renovables de energía en América Central. 107 p.
- Comité Interinstitucional, MME (Ministerio de Minas y Energía), SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios), DNP (Departamento Nacional de Planeación), CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) y UPME (Unidad de Planeación Minero Energético). 2005. Índices de cobertura de energía eléctrica y gas natural. Bogotá. Consultado en mayo de 2010, en: www.upme.gov.co
- Comisión de las Comunidades Europeas. Libro Verde. Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura. 2006. Consultado mayo 18 de 2010, en < <http://www.ipse.gov.co/> >.

Comisión de las Comunidades Europeas. Libro Blanco. Adaptación al cambio climático: Hacia un marco europeo de actuación. 2009. Consultado mayo 18 de 2010, en: <<http://www.ipse.gov.co/>> .

Congreso de Colombia. Ley 23 1973, por la cual se conceden facultades extraordinarias al Presidente de la República para expedir el Código de Recursos Naturales y protección al medio ambiente y se dictan otras disposiciones. Bogotá, D. C. Consultado mayo 19 de 2010, en <<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=9018>> .

Congreso de Colombia. Ley 9 de 1979, por la cual se dictan medidas sanitarias. Bogotá, D. C.. Consultado mayo 19 de 2010, en <<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=1177>> .

Congreso de Colombia. Ley 143 de 1994, por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Consultado en mayo de 2010, en http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-67&p_options=

DANE (Departamento Nacional de Estadísticas) .2005. Censo de 2005. Consultado en mayo 14 de 2010, en <http://www.dane.gov.co>

ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program). 2007. Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini-grid and Grid Electrification Technologies. 2007.

Gil, M.. 2003. Análisis de inversión en pequeñas centrales hidroeléctrica. Tesis presentada para optar al título de Magíster en Aprovechamiento de los Recursos Hidráulicos. Universidad Nacional de Colombia – Facultad de Minas, Posgrado en Aprovechamiento de los Recursos Hidráulicos. Medellín.

Gobernación de Antioquia - DAP (Departamento Administrativo de Planeación). 2005. Boletín temático Antioquia en Cifras, período 2000-2004. Consultado en mayo de 2010, en . <http://planeacion.antioquia.gov.co/>.

Gómez, D. y Posada, J. 2009. Diseño de una microcentral hidroeléctrica demostrativa. Medellín: Tesis de grado, Facultad de Ingeniería, Universidad Eafit.

IGAC (Instituto Geográfico Agustín Codazzi) y Gobernación de Antioquia. 2007. Estudio Semidetallado de Suelos de las Áreas Potencialmente Agrícolas. Urrao, departamento de Antioquia. Bogotá: Imprenta nacional de Colombia.

IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudio Ambientales) y UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). 2005. Atlas de radiación solar en Colombia. Bogotá. Consultado en mayo de 2010, en www.ideam.gov.co.

INEA (Instituto de Energías Nucleares y Energías Alternativas). 1997 Guía de diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas. Bogotá: República de Colombia Ministerio de Minas y Energías. 124 p.

IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas). Detalles para Decreto 257 de 2004. Consultado en agosto de 2010, en http://www.ipse.gov.co/index.php?option=com_docman&task=doc_details&gid=30&Itemid=102&lang=es.

MME (Ministerio de Minas y Energía). Decreto 1591 de 2004, por el cual se reglamenta el artículo 62 de la Ley 812 de 2003, en relación con el manejo de subsidios en las Zonas No Interconectadas y se dictan otras disposiciones. Bogotá, D. C. Consultada el 19 de mayo de 2010, en http://www.presidencia.gov.co/prensa_new/decretoslinea/2004/mayo/19/dec1591190504.pdf.

Moreno, I. 2008. Retos y perspectivas del biodiesel en Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Medellín.

Mora, D., y Hurtado, J.. 2004. Guía para estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas como parte de sistemas híbridos. Bogotá: Universidad Pontificia Javeriana. 185 p.

Múnera L. . 2008. Las microcentrales en Antioquia. Portal inforiente Antioquia.<http://www.inforiente.info/ediciones/2008/2008-05-26/7010-las-microcentrales-en-antioquia.html>

Observ'ER. 2007. État des Énergies Renouvelables en Europe: 7e report EurObserv'ER. projet "EurObserv'ER" regroupant Observ'ER, Eurec Agency, Erec, Eufores, Institut Jozef Stefan, avec la participation d'IEO/EC BREC. 84 p.

Observ'ER. 2009. État des Énergies Renouvelables en Europe: 9th EurObserv'ER Report. Projet "EurObserv'ER" regroupant Observ'ER (F), Eclareon (DE), "Jozef Stefan" Institute (SI), Energy research Centre of the Netherlands (NL), Institute for Renewable Energy (IEO/EC BREC, PL). 171 p.

Ortiz, R. 2001. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. McGraw-Hill. 380 p.

Ortega S. 2010. Estudio del aprovechamiento de la energía del oleaje en isla fuerte. Universidad Nacional de Colombia escuela de geociencias y medio ambiente.

Paish, O. 2002. Small hydro power: technology and current status. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews 6. 537-556. Publicado por Elsevier Science Ltd.

Pérez, C. 2008. Retos y perspectivas del alcohol carburante en Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Medellín.

Potter, M. y Wiggert, D.. 2002. Mecánica de Fluidos. Tercera edición. 816 p.

República de Colombia. Decreto 2811 de 1974, por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. Bogotá, D.C.. Diario Oficial. Consultado mayo 19 de 2010, en <<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=1551>>.

República de Colombia. Decreto 3863 de 2003, por el cual se reglamenta la Ley 697 de 2001 y se crea una Comisión Intersectorial. Bogotá, D. C.. Diario Oficial. En: <www.presidencia.gov.co/decretoslinea/>

Serra L., Ramos J., Lozano M., Ensinas A. 2007. Poligeneración: hacia una utilización sostenible de los recursos naturales. Congreso Internacional sobre Desarrollo, Medio Ambiente y Recursos Naturales. Cochabamba, Bolivia.

Small- Hydro Atlas. Developed by the Small-Scale Hydro Annex of the IEA's Implementing Agreement for Hydropower Technologies & Programmes. Consultado 30 de agosto de 2010, en <http://www.small-hydro.com/index.cfm?fuseaction=welcome.home>

SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios). Resolución 91 de 2007 (FALTA EL POR). Bogotá, D. C. Consultado mayo 18 de 2010, en < <http://basedoc.superservicios.gov.co/ark-legal/SSPD/>>.

SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios). Resolución 18-1072 de 2008, por la cual se desarrolla el trámite para la contratación de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio público de energía eléctrica en las Zonas no Interconectadas. Bogotá, D. C. Consultado mayo 18 de 2010, en < <http://basedoc.superservicios.gov.co/ark-legal/SSPD/>>.

Toro Londoño, J.C. 1997. Guía para el diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas.

UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética). 2005. Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia. Bogotá.

UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética). 2007. Portafolio de proyectos de generación de energía. Bogotá. Consultado en mayo de 2010, en http://www.siel.gov.co/Portals/0/Portafolio_Proyectos_Generacion_Mayo_2007.pdf

Wiemann P., Müller, G., Senior J 2007. Review of current developments in low head, small hydropower. Consultado en junio de 2010, en <http://eprints.soton.ac.uk/53059/>

Páginas Web Consultadas:

Sistema de información geográfica para la planeación y el ordenamiento territorial. Consultado en mayo de 2010, en <http://sigotn.igac.gov.co>.

www.igac.gov.co

www.parquesnacionales.gov.co

www.proaves.org

www.empresaeficiente.com

www.urrao-antioquia.gov.co

www.bahiasolano-choco.gov.co

Sistema Español de Información sobre el agua. 2007. http://hispagua.cedex.es/documentacion/especiales/energia_hidr/1b_caracteristicas.htm

Producción de energía hidráulica. http://www.unesco.org/water/wwap/facts_figures/agua_energia.shtml. Consultado 30 junio de 2010.

U.S Energy Information Administration. Hydropower Basics. Consultado 1 septiembre de 2010, en http://www.eia.doe.gov/energyexplained/index.cfm?page=hydropower_home

http://hispagua.cedex.es/documentacion/especiales/energia_hidr/1b_caracteristicas.htm

<http://www.ipse.gov.co/>

Fondo Nacional de Regalías. Consultado en agosto 20 de 2010, en <<http://www.minminas.gov.co/minminas/>>.

