

PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

2a Edición



Ramiro Ortiz Flórez

edü

Ingeniería

PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

2a Edición

Ramiro Ortiz Flórez

edü[®]

Conocimiento a su alcance

Bogotá - México, D.F.

Ortiz Flórez, Ramiro

Pequeñas centrales hidroeléctricas/ Ramiro Ortiz Flórez -- 2da.

Edición. Bogotá : Ediciones de la U, 2022.

550 p. ; 24 cm.

ISBN 978-958-792-322-3

e-ISBN 978-958-792-323-0

1. Ingeniería hidráulica 2. Ingeniería civil 3. I. Tít.

627 ed.

Área: Ingeniería

Primera edición: Bogotá, Colombia, noviembre de 2011

Segunda edición: Bogotá, Colombia, enero de 2022

ISBN. 978-958-792-322-3

© Ramiro Ortiz Flórez

© Ediciones de la U - Carrera 27 # 27-43 - Tel. (+57-1) 3203510 - 3203499

www.edicionesdelau.com - E-mail: editor@edicionesdelau.com

Bogotá, Colombia

Ediciones de la U es una empresa editorial que, con una visión moderna y estratégica de las tecnologías, desarrolla, promueve, distribuye y comercializa contenidos, herramientas de formación, libros técnicos y profesionales, e-books, e-learning o aprendizaje en línea, realizados por autores con amplia experiencia en las diferentes áreas profesionales e investigativas, para brindar a nuestros usuarios soluciones útiles y prácticas que contribuyan al dominio de sus campos de trabajo y a su mejor desempeño en un mundo global, cambiante y cada vez más competitivo.

Coordinación editorial: Adriana Gutiérrez M.

Carátula: Ediciones de la U

Impresión: DGP Editores SAS

Calle 63 No. 70 D - 34, Pbx. (571) 7217756

Impreso y hecho en Colombia

Printed and made in Colombia

No está permitida la reproducción total o parcial de este libro, ni su tratamiento informático, ni la transmisión de ninguna forma o por cualquier medio, ya sea electrónico, mecánico, por fotocopia, por registro y otros medios, sin el permiso previo y por escrito de los titulares del Copyright.

Contenido

Lista de símbolos principales.....	23
Introducción.....	25
Capítulo 1. Desarrollo de la energía eléctrica utilizando recursos hidroenergéticos en pequeña escala	27
1.1. Energía eléctrica rural	27
1.2. La importancia de las PCH en el desarrollo	29
1.3. Estructura de una PCH.....	32
1.4. Tipos de pequeñas centrales hidroeléctricas	34
1.5. Potencia y energía de una PCH	35
1.6. Flujograma y estudios para el desarrollo de proyectos de PCH.....	39
Capítulo 2. El recurso hidroenergético.....	43
2.1. El ciclo hidrológico.....	43
2.2. Producción y uso del agua dulce.....	45
2.3. La cuenca hidrográfica	47
2.4. Diagrama simplificado de la cuenca hidrográfica	52
Capítulo 3. Demanda de energía eléctrica en comunidades aisladas.....	55
3.1. La comunidad no ha tenido servicio de energía eléctrica	59
3.2. La comunidad ha tenido servicio de energía eléctrica con un grupo de combustión interna.....	64
3.3. La comunidad tiene servicio de energía eléctrica con un grupo de combustión interna	65
Capítulo 4. Estudio topográfico y cartográfico	77
4.1. Información cartográfica	79
4.2. Reconocimiento de campo.....	83
4.3. Estudio topográfico	84

Capítulo 5. Estudio hidrológico	97
5.1. Existe información	98
5.2. Existen registros pluviométricos.....	107
5.3. Se cuenta con registros de caudal en una estación cercana	112
5.4. Medición de caudal	113
Capítulo 6. Geológicos y geomorfológicos	127
6.1. Estudios geológicos	127
6.2. Estudios geomorfológicos	132
Capítulo 7. Estudio de impacto ambiental	137
7.1. Evaluación del impacto ambiental	138
7.1.1. Los objetivos de la evaluación del impacto ambiental.....	139
7.1.2. Alcance de la evaluación del impacto ambiental	140
7.1.3. Fases de la evaluación del impacto ambiental.....	140
7.2. Desarrollo del estudio.....	143
7.3. Documentación de la evaluación ambiental	146
Capítulo 8. Evaluación socioeconómica.....	149
8.1. Análisis de beneficios.....	151
8.2. Análisis de ingresos y egresos	151
8.2.1. Ingresos del proyecto.....	152
8.2.2. Costos del proyecto	152
8.2.3. Utilidades.....	158
8.3. Métodos para el cálculo de la rentabilidad financiera.....	158
8.3.1. Métodos estáticos para el cálculo de rentabilidad	162
8.3.2. Métodos dinámicos para el cálculo de rentabilidad	166
8.4. La inflación y la incidencia sobre la rentabilidad	170
8.5. Análisis de la sensibilidad.....	173
8.6. Criterios económicos de decisión	174
8.7. Experiencias de financiación de PCH.....	176
8.8. La energía eléctrica de las PCH en la sociedad.....	178
Capítulo 9. Evaluación de los recursos hidroenergéticos en pequeña escala	187
9.1. Evaluación del potencial hidroenergético en pequeña escala.....	188

9.2. Evaluación del potencial hidroenergético en pequeña escala, en función de las limitantes socioambientales.....	194
9.3. Evaluación del potencial técnico-hidroenergético en pequeña escala.....	199
9.4. Estudio de prefactibilidad multicriterio y multivariable.....	200
Capítulo 10. Obras de captación.....	207
10.1. Toma lateral con espigones.....	208
10.2. Toma en el lecho.....	210
10.3. Toma convencional.....	218
10.4. Las captaciones Coanda.....	229
Capítulo 11. Desarenador.....	247
11.1. Desarenador de lavado intermitente.....	247
11.2. Desarenador de lavado continuo.....	257
11.3. Desarenador multicámara.....	259
Capítulo 12. Obra de conducción.....	261
12.1. Conducción abierta.....	262
12.2. Conducción cerrada.....	276
12.3. El aliviadero.....	279
12.4. Obras especiales.....	287
Capítulo 13. Cámara de carga.....	303
13.1. Golpe de ariete.....	304
13.2. Tanque de carga.....	307
13.3. Chimenea de equilibrio.....	316
Capítulo 14. Conducción a presión.....	329
14.1. Tubería de presión.....	329
14.2. Diámetro de la tubería de presión.....	331
14.3. Pérdidas en la tubería de presión.....	335
14.4. Espesor de la tubería.....	341
14.5. Material.....	344
14.6. Válvulas.....	352
14.7. Pautas para seleccionar una tubería de presión.....	354

Capítulo 15. Sistema de apoyos.....	365
15.1. Bloques de apoyo	366
15.2. Anclajes	374
Capítulo 16. Casa de máquinas.....	397
16.1. Proceso de transformación de energía	398
16.2. Transmisión de energía.....	402
16.3. Selección del número de unidades.....	404
16.4. Estabilidad del grupo turbina-generador	409
16.5. Anclaje de los equipos.....	417
Capítulo 17. Turbina.....	423
17.1. Caída neta.....	424
17.2. Tubo de succión.....	427
17.3. Potencia de las turbinas	432
17.4. Partes de una turbina hidráulica	434
17.5. Ecuación fundamental de las turbinas.....	435
17.6. Similitud de las turbinas.....	440
17.7. Velocidad específica n_s	444
17.8. Eficiencia de las turbinas.....	448
17.9. Clasificación de turbinas	451
17.10. Turbinas de acción	453
17.11. Turbinas de reacción	459
17.12. Selección de las turbinas	466
17.13. Bombas que operan como turbinas.....	468
Capítulo 18. Equipo eléctrico	475
18.1. Generador eléctrico	475
18.2. El transformador.....	507
Capítulo 19. Transmisión de energía	513
19.1. Conexión de la PCH al sistema electro-energético.....	514
19.2. Calidad del servicio de energía eléctrica.....	516
19.3. Medición de variables de la PCH.....	517
19.4. Protecciones de la PCH.....	518
19.5. Control de una PCH.....	521
19.6. Operación normal de la PCH	525

19.7. Transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado.....	528
19.8. Transmisión de energía eléctrica es un sistema monofilar con retorno a tierra (SWER).....	539
19.9. Transmisión de energía eléctrica en el sistema aislado	541
Bibliografía.....	545

Índice de figuras

Figura 1.1.	Incidencia de la energía eléctrica rural en la salud y educación.....	28
Figura 1.2.	Incidencia de la energía eléctrica rural en el PIB per cápita.....	29
Figura 1.3.	PCH en derivación.....	33
Figura 1.4.	Gradientes energéticos de una PCH.....	36
Figura 1.5.	Proceso de conversión de energía.....	39
Figura 1.6.	Flujograma para el desarrollo de una PCH.....	40
Figura 2.1.	Representación del ciclo hidrológico.....	43
Figura 2.2.	Representación de una cuenca hidrográfica (río Dagua - valle del Cauca).....	49
Figura 2.3.	Representación del comportamiento altimétrico y del caudal de una cuenca hidrográfica (río Dagua - valle del Cauca).	50
Figura 2.4.	Representación del histograma de frecuencias de altitudes de una cuenca hidrográfica (río Dagua - valle del Cauca).	51
Figura 2.5.	Representación de la curva hipsométrica de una cuenca hidrográfica (río Dagua - valle del Cauca).....	51
Figura 2.6.	Diagrama simplificado de la cuenca hidrográfica (río Dagua - valle del Cauca).	52
Figura 3.1.	Potencia instalada, curva de demanda de la comunidad durante un día típico y proyección por potencia y por energía de la comunidad durante T años.....	56
Figura 3.2.	Demanda potencial de la comunidad.	69
Figura 3.3.	Crecimiento de la demanda por potencia durante la vida del proyecto.....	69
Figura 3.4.	Crecimiento de la demanda por energía durante la vida del proyecto.	70
Figura 3.5.	Factor de utilización FU y de planta FP durante la vida del proyecto.	70
Figura 4.1.	Plano con cartografía de un terreno: (a) elaboración, (b) cartografía de un área.	80
Figura 4.2.	Ubicación de las obras de una PCH (a) y perfil de la tubería de presión (b).	81
Figura 4.3.	Superposición de aerofotografías.	82
Figura 4.4.	Delimitación de cuencas a partir de información tomada por teledetección (cuenca del río Dagua, dpto. del valle del Cauca, información base <i>Shuttle Radar Topographic Mission</i> , SRTM).	83
Figura 4.5.	Método del nivel con manguera.....	85
Figura 4.6.	Método del nivel de carpintero.....	86
Figura 4.7.	Método del clinómetro.....	87

Figura 4.8.	Clinómetro.....	88
Figura 4.9.	Nivel de Abney.....	89
Figura 4.10.	Método del profundímetro.....	91
Figura 4.11.	Trazado de las curvas de nivel.....	93
Figura 4.12.	Plano cartográfico.....	94
Figura 4.13.	Opciones de aprovechamiento.....	95
Figura 4.14.	Altura de cada uno de los posibles aprovechamientos.....	95
Figura 4.15.	Perfil de la opción 3.....	96
Figura 5.1.	Hidrograma del caudal medio diario y su histórico medio diario.....	99
Figura 5.2.	Curva de probabilidades, curva de frecuencias correspondiente y caudal medio histórico diario.....	100
Figura 5.3.	Representación total de un caudal máximo.....	102
Figura 5.4.	Ubicación geográfica de varias estaciones de medida de precipitación.....	109
Figura 5.5.	Método de los polígonos Thiessen.....	110
Figura 5.6.	Representación de las isoyetas de precipitación.....	110
Figura 5.7.	Gráfica de velocidades.....	114
Figura 5.8.	Vector velocidad en cada una de las áreas.....	116
Figura 5.9.	Escala para medir caudales.....	117
Figura 5.10.	Vertedero de medida.....	118
Figura 5.11.	Vertedero rectangular.....	118
Figura 5.12.	Vertedero triangular.....	119
Figura 5.13.	Vertedero trapezoidal.....	120
Figura 5.14.	Medidas generales del vertedero.....	121
Figura 5.15.	Medición de caudal con el método de descarga.....	121
Figura 5.16.	Características del lugar.....	124
Figura 5.17.	Vertedero rectangular.....	125
Figura 6.1.	Elementos de perforación.....	132
Figura 6.2.	Tipos de falla.....	134
Figura 6.3.	Delgados estratos de roca se sostienen en el techo de pequeñas aberturas.....	134
Figura 6.4.	Delgados estratos de roca incompetente no apta para la excavación de grandes aberturas.....	134
Figura 6.5.	Desplazamiento sobre una veta de material plástico.....	135
Figura 8.1.	Costo por unidad de potencia para proyectos de generación hidroeléctrica en pequeña escala (datos procesados por el ingeniero Jorge Avella y el autor).....	157
Figura 8.2.	Análisis de la sensibilidad.....	174
Figura 8.3.	Diagrama del procedimiento para determinar los indicadores de factibilidad para la evaluación económica de una PCH.....	181
Figura 8.4.	Consumo estimado de energía eléctrica y factor de planta..	182

Figura 8.5.	Ingresos por la venta de energía eléctrica según tarifa de la energía eléctrica en zonas no interconectadas.	183
Figura 8.6.	Ingresos por la venta de energía eléctrica según tarifa de la energía eléctrica en zonas no interconectadas.	183
Figura 8.7.	Amortización del proyecto según tarifa de la energía eléctrica en zonas no interconectadas.	184
Figura 8.8.	Ingresos por la venta de energía eléctrica según tarifa correspondiente al valor de los energéticos sustitutos en zonas no interconectadas.	185
Figura 8.9.	Amortización del proyecto según tarifa correspondiente al valor de los energéticos sustitutos en zonas no interconectadas.	185
Figura 9.1.	Algoritmo para evaluar el potencial hidroenergético en una región a nivel de fase de exploración.	189
Figura 9.2.	Fase preliminar para determinar si es pertinente hacer una evaluación hidroenergética.....	190
Figura 9.3.	Evaluación del perfil hidroenergético utilizando SIG.....	191
Figura 9.4.	Evaluación de restricciones para los potenciales ubicados según el perfil hidroenergético utilizando SIG.....	191
Figura 9.5.	Fase de alternativas de proyectos según los potenciales ubicados del perfil hidroenergético.	192
Figura 9.6.	Fase de validación de las alternativas de los proyectos.	193
Figura 9.7.	Fase de validación de las alternativas de los proyectos.	194
Figura 9.8.	Plano cartográfico de la cuenca del río Dagua (valle del Cauca)	195
Figura 9.9.	Perfil hidroenergético de la cuenca hidrográfica del río Dagua (departamento del valle del Cauca).....	196
Figura 9.10.	Indicadores de potencia por unidad de longitud (a) y área (b) de la cuenca hidrográfica del río Dagua (departamento del valle del Cauca).	197
Figura 9.11.	Estudio técnico y aspectos a evaluar.....	200
Figura 9.12.	Mapa del potencial técnico-hidroenergético alto para el valle del Cauca.	201
Figura 9.13.	Algoritmo para desarrollar una prefactibilidad multicriterio y multivariable.....	202
Figura 9.14.	Ubicación de obras en el plano cartográfico (a), histórico de caudales y caudal medio (b).	203
Figura 9.15.	Probabilidad de ocurrencia del caudal y potencia (a), energías y factor de planta (b).	204
Figura 9.16.	Costos preoperativos por kilovatio (U\$D/kW, TRM 3.000) (a), costos operativos (b).	204

Figura 9.17. Amortización a un precio de venta de 0,06 cent. USD/kWh (a), TIR (energía 180 \$/kWh, 0,05 incremento de ingresos, TRM 3.000) (b).....	204
Figura 10.1. Toma lateral con espigones.....	209
Figura 10.2. Curva de altura versus caudal.....	210
Figura 10.3. Elementos de una bocatoma en lecho y su vista lateral.	211
Figura 10.4. Vista superior de la bocatoma en el lecho.....	212
Figura 10.5. Corte de una bocatoma en lecho.....	212
Figura 10.6. Estructura sobre nivel y bajo nivel del río.....	213
Figura 10.7. Dimensiones del canal de aducción y de la rejilla.....	214
Figura 10.8. Coeficiente de derrame para diferentes perfiles de barra.....	214
Figura 10.9. Ángulo de inclinación de la rejilla.....	215
Figura 10.10. Distancia entre barras.....	215
Figura 10.11. Corte transversal de la bocatoma de fondo.....	216
Figura 10.12. Bocatoma convencional.....	219
Figura 10.13. Corte de la toma de agua de una bocatoma convencional..	221
Figura 10.14. Toma de agua con vertedero sumergido.....	221
Figura 10.15. Vista del desripiador.....	224
Figura 10.16. Transcurso del caudal por la compuerta.....	227
Figura 10.17. Transición.....	228
Figura 10.18. Malla Coanda.....	229
Figura 10.19. Bocatoma de fondo con malla Coanda.....	230
Figura 10.20. Dimensiones de la malla Coanda.....	231
Figura 10.21. Dimensiones de los filamentos de la malla Coanda.....	232
Figura 10.22. Medidas principales de los barrotos.....	235
Figura 10.23. Dimensiones principales de la rejilla.....	237
Figura 10.24. Medidas del canal colector.....	237
Figura 10.25. Medidas principales de la toma de agua de fondo.....	239
Figura 10.26. Vista superior de la toma de fondo.....	240
Figura 10.27. Toma de agua, desripiador y rebosadero de una bocatoma lateral.....	240
Figura 10.28. Toma de agua y presa de una bocatoma lateral.....	241
Figura 10.29. Vista superior de una bocatoma lateral.....	244
Figura 11.1. Desarenador de doble cámara contiguo a la captación.....	248
Figura 11.2. Proceso de sedimentación.....	249
Figura 11.3. Viscosidad cinemática en función de la temperatura.....	251
Figura 11.4. Depósito de materiales en dos desarenadores diferentes.....	253
Figura 11.5. Desarenador de lavado intermitente.....	254
Figura 11.6. Desarenador de lavado continuo.....	258
Figura 12.1. Cauce abierto.....	263
Figura 12.2. Formas de canales.....	265
Figura 12.3. Canal de conducción trapezoidal.....	267

Figura 12.4. Corte de laderas para construcción del canal	271
Figura 12.5. Corte frontal de ladera.....	271
Figura 12.6. Canales en curvatura.....	272
Figura 12.7. Tipos de canales.....	274
Figura 12.8. Conducción cerrada circular.....	278
Figura 12.9. Conducción en túnel tipo baúl.....	279
Figura 12.10. Obra de aliviadero.....	281
Figura 12.11. Medidas de un aliviadero de cresta gruesa.....	285
Figura 12.12. Acueducto.....	287
Figura 12.13. Sifón.....	288
Figura 12.14. Relleno.....	289
Figura 12.15. Paso de aguas lluvias.....	289
Figura 12.16. Solución grafo-analítica para determinar las dimensiones del canal en función del ancho del fondo.....	299
Figura 12.17. Solución grafo -analítica para determinar las dimensiones del canal en función del calado.....	299
Figura 12.18. Capacidad de un canal parcialmente lleno de transportar caudal en función de la profundidad.....	301
Figura 13.1. Golpe de ariete positivo y negativo.....	305
Figura 13.2. Válvulas para reducir el golpe de ariete.....	307
Figura 13.3. Tanque de carga.....	308
Figura 13.4. Características hidrodinámicas de partida y parada brusca..	310
Figura 13.5. Diagrama de tiempos para partida brusca.....	311
Figura 13.6. Movimiento del agua en la cámara de carga.....	312
Figura 13.7. Valores de altura para parada brusca.....	314
Figura 13.8. Esquema que indica la forma constructiva de una chimenea de equilibrio.....	317
Figura 13.9. Sistema en derivación.....	318
Figura 13.10. Cámara de carga.....	326
Figura 14.1. Tubería de presión a cielo abierto.....	330
Figura 14.2. Determinación del diámetro de la tubería de presión.....	332
Figura 14.3. Pérdidas en la rejilla por fricción.....	336
Figura 14.4. Coeficiente de pérdidas en la entrada de la tubería.....	337
Figura 14.5. Ángulo en un codo.....	338
Figura 14.6. Tubo en Y asimétrico.....	339
Figura 14.7. Tubo en Y simétrico.....	340
Figura 14.8. Tensiones en la tubería.....	342
Figura 14.9. Unión por medio de bridas.....	349
Figura 14.10. Unión de espiga y campana.....	349
Figura 14.11. Unión soldada.....	351
Figura 14.12. Junta de expansión.....	352
Figura 14.13. Válvula tipo compuerta.....	353

Figura 14.14. Válvula de mariposa.....	353
Figura 14.15. Válvula esférica.	354
Figura 14.16. Pérdidas de caída en función del caudal.....	356
Figura 14.17. Caída neta en función del caudal.	356
Figura 14.18. Pérdidas de caída en función del diámetro.....	357
Figura 14.19. Excavaciones y rellenos para el trazado de la tubería a presión.....	359
Figura 15.1. Sistema de apoyos y anclajes de una tubería de presión.	365
Figura 15.2. Apoyos.....	367
Figura 15.3. Dimensiones de un apoyo.....	368
Figura 15.4. Tensiones de un apoyo.....	369
Figura 15.5. Anclajes para variar pendiente horizontal y vertical.	375
Figura 15.6. Dimensiones generales para variar pendiente vertical y/o horizontal.	375
Figura 15.7. Esfuerzos por el peso del agua y el peso de la tubería.	376
Figura 15.8. Fuerzas sobre el anclaje.	377
Figura 15.9. Fuerza hidrostática en la junta de expansión.....	379
Figura 15.10. Estabilidad de un anclaje.	380
Figura 15.11. Excavaciones y rellenos para el trazado de la tubería a presión.....	385
Figura 16.1. Casa de máquinas de una PCH (río Amaime, propiedad de CELSIA).	398
Figura 16.2. Proceso de transformación de energía en una PCH.	399
Figura 16.3. Casa de máquinas con turbinas de Francis y Pelton de eje horizontal.	401
Figura 16.4. Casa de máquinas con turbinas de Michel Banki.	401
Figura 16.5. Subestación eléctrica de una PCH.....	403
Figura 16.6. Diagrama unifilar de la PCH (a) y una MiniCHE (b).....	404
Figura 16.7. Curva de duración de caudales.....	406
Figura 16.8. Gráfico de energías y factor de carga en función del caudal.	407
Figura 16.9. Elementos que intervienen en el proceso de conversión de energía en un esquema de una PCH.....	410
Figura 16.10. Comportamiento del grupo en parada brusca.....	411
Figura 16.11. Dimensiones del volante.	416
Figura 16.12. Esfuerzos debidos a la excentricidad del rotor.....	418
Figura 16.13. Reacción del rodete sobre el distribuidor.....	419
Figura 17.1. Turbina de reacción y de acción.....	424
Figura 17.2. Instalación de una turbina de reacción.	425
Figura 17.3. Tubo de aspiración.....	427
Figura 17.4. Disposición de un tubo de succión.....	429
Figura 17.5. Velocidades a la entrada y salida de la turbina.....	435

Figura 17.6.	Velocidades a la entrada y salida en una turbina de acción. .	439
Figura 17.7.	Variación de tamaño del rodete en función de la velocidad específica y rango de aplicación por caída de las turbinas.	449
Figura 17.8.	Eficiencia de diferentes tipos de turbinas hidráulicas.....	450
Figura 17.9.	Turbina Pelton.	453
Figura 17.10.	Turbina Pelton.....	455
Figura 17.11.	Tipos de turbinas Pelton.....	456
Figura 17.12.	Turbina Pelton de eje horizontal.	457
Figura 17.13.	Turbina Michel Banki.	457
Figura 17.14.	Turbina Turgo.	458
Figura 17.15.	Turbina Francis de eje horizontal.	461
Figura 17.16.	Turbina Francis-radial-axial.....	462
Figura 17.17.	Turbina Francis de eje vertical y horizontal.	463
Figura 17.18.	Turbina Kaplan.	464
Figura 17.19.	Turbina hélice de eje horizontal.	465
Figura 17.20.	Hidrogrupos con turbinas hélice.	466
Figura 17.21.	Diagrama para la selección de turbinas hidráulicas a nivel de PCH.....	467
Figura 17.22.	Máquinas reversibles operando en modo motobomba y en modo turbina-generador.	468
Figura 17.23.	Costo por unidad de potencia para proyectos de generación hidroeléctrica en pequeña escala.....	469
Figura 17.24.	Rotor de la bomba.....	472
Figura 17.25.	Pasador para fijar la tuerca del rotor de la bomba en modo reversible.	472
Figura 17.26.	Sellos de las bombas.	473
Figura 17.27.	Acople mecánico por poleas para ubicar la velocidad de mayor eficiencia.	473
Figura 18.1.	Generador de energía eléctrica alterna monofásico sinusoidal.....	477
Figura 18.2.	Generador trifásico.	477
Figura 18.3.	Conexión de generador trifásico en Y o Δ	478
Figura 18.4.	Diagrama vectorial de las tensiones de un generador trifásico en Y.	479
Figura 18.5.	Componentes de una máquina síncrona.	481
Figura 18.6.	Sistema electromagnético de sistemas de excitación con escobillas (a) y sin escobillas (b).	482
Figura 18.7.	Principio de autoexcitación de los generadores síncronos....	483
Figura 18.8.	Generador asíncrono de rotor jaula de ardilla.	485
Figura 18.9.	Máquina asíncrona de rotor jaula de ardilla.....	486
Figura 18.10.	Esquema principal de un generador asíncrono con condensador de excitación.....	487

Figura 18.11. Diagrama equivalente y característico en vacío de autoexcitación de un generador asíncrono.....	490
Figura 18.12. Esquema de un generador asíncrono con condensador de excitación y autorregulación.....	493
Figura 18.13. Diagrama vectorial de un generador asíncrono autoexcitado y autorregulado.....	493
Figura 18.14. Característica externa (a) y de regulación (b) de un generador asíncrono autónomo.....	494
Figura 18.15. Posibles conexiones de máquina asíncrona en modo generador y niveles de tensión.	497
Figura 18.16. Relación de la capacitancia dependiendo de la velocidad específica de giro del generador para una máquina de 4,5 KVA en vacío.	499
Figura 18.17. Esquema principal de regulación automática de tensión del generador a través de regulación de tensión suministrada a los condensadores.	500
Figura 18.18. Esquema principal de regulación de tensión del generador con ayuda de un transformador con regulación del coeficiente de transformación (a) y con un reactor saturable (b).....	501
Figura 18.19. Generador monofásico a partir de un generador asíncrono trifásico autoexcitado y autorregulado con transformadores de corriente TI con un proceso de rectificación, acumulación de energía e inversión a AC monofásica en condiciones aisladas.	503
Figura 18.20. Relación masa y potencia en generadores asíncronos (a) y síncronos (b) (las gráficas 1,2 corresponden a un generador asíncrono sin regulador de excitación y 3, 4 con regulador).....	504
Figura 18.21. Dimensiones del generador.....	506
Figura 18.22. Transformador eléctrico: partes y diagrama.	507
Figura 18.23. Conexión y designación de los bornes de un transformador trifásico.	509
Figura 18.24. Partes de un transformador trifásico.	510
Figura 18.25. Transformadores monofásicos.....	511
Figura 19.1. Transmisión de energía eléctrica en un sistema interconectado.	513
Figura 19.2. Diagrama unifilar de la PCH.....	515
Figura 19.3. Instrumentos de medida de una PCH.....	519
Figura 19.4. Protecciones eléctricas de una PCH.....	520
Figura 19.5. Puesta en operación de una PCH interconectada.....	523
Figura 19.6. Sincronización del generador.	524
Figura 19.7. Operación de la PCH en modo isla.....	528

Figura 19.8. Conexión de un generador de una PCH interconectada	529
Figura 19.9. Conexión de la PCH al punto de conexión.....	532
Figura 19.10. Circuito eléctrico de la red.....	532
Figura 19.11. Configuración de conductores ACSR para distribución aérea (información del fabricante CENTELSA).....	534
Figura 19.12. Relación de potencia/longitud para una línea de una PicoCHE conectada a 220 voltios con un factor de potencia de 0,8 y una regulación del 3 %, para conductores calibre 2, 1/0 y 2/0.....	536
Figura 19.13. Relación de potencia/longitud para una línea de una PicoCHE conectada a 440 voltios con un factor de potencia de 0,8 y una regulación del 3 %, para conductores calibre 2, 1/0 y 2/0.....	536
Figura 19.14. Relación de potencia/longitud para una línea de una MicroCHE conectada a 760 voltios con un factor de potencia de 0,8 y una regulación del 3 %, para conductores calibre 1/0, 2/0 y 4/0.....	537
Figura 19.15. Relación de potencia/longitud para una línea de una MiniCHE conectada a 3.400 voltios con un factor de potencia de 0,8 y una regulación del 3 %, para conductores calibre 1/0, 2/0 y 4/0.....	538
Figura 19.16. Relación de potencia/longitud para una línea de una PCH conectada a 7.600 voltios con un factor de potencia de 0,8 y una regulación del 3 %, para conductores calibre 2/0, 4/0 y 267.....	538
Figura 19.17. Relación de potencia/longitud para una línea de una PCH conectada a 34.500 voltios con un factor de potencia de 0,8 y una regulación del 3 % para conductores calibre 4/0, 267 y 335.....	539
Figura 19.18. Esquema de un sistema SWER.....	540
Figura 19.19. Red de electrificación rural aislada para MiniCHE y/o PCH.	543
Figura 19.20. Red de electrificación rural aislada para Micro y/o PicoCHE..	543

Índice de tablas

Tabla 1.1.	Clasificación para pequeños aprovechamientos hidroenergéticos según la capacidad instalada y el tipo de usuario en las ZNI.....	34
Tabla 1.2.	Clasificación para PCH según la caída.....	35
Tabla 2.1.	Distribución porcentual del agua en la Tierra.....	44
Tabla 2.2.	Tiempo promedio de permanencia del agua en diferentes reservorios.....	44
Tabla 2.3.	Información base para construir el diagrama simplificado de la cuenca hidrográfica (río Dagua - valle del Cauca).....	53
Tabla 3.1.	Proyección de la demanda per cápita de energía eléctrica (kWh per cápita) según el Banco Mundial para el período 1971-2014.....	57
Tabla 3.2.	Característica del consumo de energía de un día típico.....	61
Tabla 3.3.	Potencia media de algunos equipos eléctricos domésticos y agroindustriales.....	62
Tabla 3.4.	Potencia media de algunos equipos básicos en centros de atención de salud.....	62
Tabla 3.5.	Proyección de la demanda para la comunidad aislada.....	67
Tabla 3.6.	Demanda residencial.....	71
Tabla 3.7.	Demanda industrial, comercial y servicios públicos.....	72
Tabla 3.8.	Demanda total.....	73
Tabla 3.9.	Crecimiento de la demanda.....	74
Tabla 5.1.	Valores del coeficiente K	112
Tabla 5.2.	Valores de velocidad media.....	115
Tabla 5.3.	Recomendaciones de la FAO para vertederos rectangulares..	119
Tabla 5.4.	Valores de caudal y altura según la FAO para vertederos triangulares.....	119
Tabla 5.5.	Historial de caudales medios mensuales correspondiente a cinco años (m^3/s).....	122
Tabla 5.6.	Curva de frecuencias y curva de caudales.....	123
Tabla 8.1.	Costo del kilovatio instalado (USD/kW) y costo de la energía generada (USD/kWh) por diferentes plantas de energía eléctrica CE.....	150
Tabla 8.2.	Costo del kilovatio instalado (USD/kW) de PCH en Latinoamérica (datos procesados y tomados de OLADE).....	153
Tabla 8.3.	Distribución porcentual de los costos de construcción de una PCH (datos procesados y tomados del documento	

	Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia elaborado por la Unidad de Planeación Minero-Energética, 2005).....	154
Tabla 8.4.	Costos de construcción de PCH realizados en las ZNI (tomado de la página: www.ipse.gov.co/).	155
Tabla 8.5.	Costo del kilovatio instalado para proyectos individuales y estandarizados en US\$/kW.....	155
Tabla 8.6.	Distribución porcentual de los costos de construcción de una PCH (datos procesados y tomados de la International Energy Commission).....	156
Tabla 8.7.	Porcentajes y valores estipulados para el cálculo de los costos operativos (información de la UPME).	158
Tabla 8.8.	Cronograma de actividades.....	161
Tabla 8.9.	Beneficios económicos de la electricidad (USD/año) en los usuarios rurales de Perú.....	179
Tabla 8.9.	Tarifa de la energía eléctrica en zonas no interconectadas. Consumo de energéticos en la población.	180
Tabla 8.11.	Pago por uso de otros energéticos.....	181
Tabla 9.1.	Información hidroenergética de la cuenca.....	196
Tabla 10.2.	Coefficiente e	227
Tabla 11.1.	Velocidades de sedimentación de las partículas sólidas en suspensión de acuerdo a su tamaño dadas por Arkhangelski (1935).....	250
Tabla 12.1.	Coefficiente de Manning para diferentes tipos de cauce n	264
Tabla 12.2.	Coefficiente de Razin para diferentes tipos de cauce γ	265
Tabla 12.3.	Valores de pendiente m	268
Tabla 12.4.	Límites de velocidad del agua en el canal según el tipo de suelo o de revestimiento.	275
Tabla 12.5.	Dimensiones para un canal de conducción trapezoidal.....	298
Tabla 14.1.	Coefficientes de pérdidas por fricción.	333
Tabla 14.2.	Coefficiente de pérdida ξ_k para codos de tubos circulares.....	336
Tabla 14.3.	Valores de k para calcular el coeficiente de pérdidas.	338
Tabla 14.4.	Valores típicos de ξ_v	338
Tabla 14.5.	Coefficiente ξ_{ram} para bifurcaciones de tubos circulares de cantos aristas de diámetros iguales de $d = da$	339
Tabla 14.6.	Coefficientes para tubos en Y simétricos con $B = 45^\circ$ y diferente admisión.	340
Tabla 14.7.	Criterios para la selección del material del tubo.....	347
Tabla 14.8.	Comparación de los diferentes materiales para tuberías de presión.	348
Tabla 14.9.	Propiedades físicas de materiales para tuberías.....	348

Tabla 15.1. Coeficiente de rozamiento.	368
Tabla 15.2. Tensiones de compresión.	372
Tabla 17.1. Parámetros de velocidad específica y caída para diferentes tipos de turbina.	448
Tabla 17.2. Rango de caída para diferentes tipos de turbinas.....	467
Tabla 18.1. Capacitor de excitación <i>shunt</i> y serie para diferentes motores.....	495
Tabla 19.1. Resistencia eléctrica en CA y reactancia inductiva para conductores ACSR de instalación trifásica a 60 Hz y 75 °C (fabricante CENTELSA).	534

Lista de símbolos principales

A, a	Área, cantidad, longitud
B, b	Ancho
C, c	Coefficiente, costo, valor monetario, velocidad
D, d	Diámetro, calado, longitud
E, e	Módulo de elasticidad, espesor
F, f	Fuerza, frecuencia
G, g	Peso, aceleración de la gravedad
GD ²	Momento de inercia
H, h	Profundidad, caída, pérdidas de caída
I, i	Inversión, pendiente, tasa de interés, corriente eléctrica
j, l	Pendiente
K, k	Constante
L, l	Longitud
M, m	Masa, momento, coeficiente, pendiente transversal o talud
N, n	Fuerza, cantidad, velocidad
Q, q	Caudal, factor de descuento, potencia reactiva
P	Presión, potencia, precipitación, número de pares de polos
R	Radio, radio hidráulico, resistencia eléctrica
Re	Número de Reynolds
S	Sección, coeficiente, potencia aparente
T, t	Período, tiempo
V, v	Volumen, velocidad, voltaje
Z	Impedancia
w	Sección, área
x	Perímetro mojado
Y	Altura
z	Altura, desnivel
β	Ángulo de inclinación
γ	Peso específico, coeficiente de Razin
ρ	Densidad
ν	Viscosidad
γ	Peso específico, coeficiente
Φ	Flujo magnético
φ	Ángulo de factor de potencia
ω	Sección viva
$\delta, \chi, \epsilon, \lambda, \xi$	Coefficiente

Introducción

La energía eléctrica, a partir su aplicación comercial, ha sido un factor determinante para la economía y el desarrollo social que, si bien inicialmente fue utilizada para los sistemas de alumbrado público, posteriormente, a la vez que se convirtió en la fuerza motriz que necesitaba la industria y el comercio, también se constituyó como una herramienta necesaria para el confort de los hogares.

Al revisar la historia, las primeras centrales de generación de energía eléctrica fueron hidráulicas de baja potencia con generadores de corriente continua; posteriormente, se logró aumentar la potencia y la capacidad de transmisión al utilizar generadores de corriente alterna; esto conllevó a que, hasta mediados de la primera mitad del siglo XX, la mayor parte de la generación se diera con Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), las cuales estaban dirigidas por empresas de energía eléctrica que nacieron y se consolidaron como fruto de los esfuerzos locales, creciendo sin una directriz central y sin una visión de planificación unificada a nivel nacional. No obstante, con el fin de aunar esfuerzos, interconectar sus sistemas, realizar una planeación integral y una operación conjunta, las diferentes empresas de energía se interconectaron en un Sistema Energético Nacional. Esta forma de suministro de energía eléctrica hizo que las PCH cayeran en el olvido; sin embargo, el monopolio del Estado dio lugar a ineficiencias técnicas y económicas que, en conjunto con el endeudamiento, colocaron las finanzas del sector eléctrico en condiciones precarias. Razón por la cual el Estado dejó de ser el monopolio y cambió a un esquema de un mercado regulado, en donde la generación con fuentes renovables y, en particular, las PCH es importante frente a la generación con combustibles fósiles.

Dada la importancia que se requiere al decidir la construcción de una PCH, se necesita de un apoyo escrito que permita realizar el dimensionamiento de una pequeña central hidroeléctrica con criterio técnico y económico. Sin embargo, un texto de estas características en nuestro medio es escaso y su información está dispersa en diferentes libros de ingeniería aplicada. Por tal motivo, se organizó la información necesaria para el dimensionamiento de una PCH, partiendo de unos conocimientos básicos de hidráulica, mecánica

y de máquinas eléctricas. Por tal motivo, en el presente material se incorporaron aplicaciones SIG para evaluación de recursos hidroenergéticos y el uso de máquinas reversibles. Estructuralmente, este libro está compuesto por dos áreas: la primera de ellas comprende todos los estudios que se requieren y la segunda, el dimensionamiento de las obras civiles y la selección de los equipos electromecánicos.

La primera parte del libro inicia resaltando la importancia y las generalidades de las PCH; le siguen: un capítulo base para realizar el estudio de demanda y la evaluación socioeconómica; los posteriores capítulos corresponden a los siguientes estudios: estudio de demanda, estudio socioeconómico, estudio hidrológico, estudio topográfico y cartográfico, estudio geológico y geomorfológico, estudio de impacto ambiental y estudio hidroenergético.

El estudio de la demanda identifica en la comunidad el consumo por usuario (residencial, industria, comercial y servicios públicos) de potencia y energía. Esta información es proyectada para determinar la potencia instalada por el total de los usuarios, su demanda pico y la energía demanda. Con base en la información de la demanda proyectada de la comunidad, el estudio socioeconómico indicará su viabilidad, basado en un análisis costo-beneficio del proyecto. Una vez que se tiene la viabilidad socioeconómica del proyecto, el recurso debe garantizar la potencia y la energía demandada, la cual está condicionada a la disponibilidad de caudales y de caída del recurso hidroenergético. La disponibilidad de caudales se determina con el estudio hidrológico y la caída, con el estudio topográfico y cartográfico, utilizando SIG.

Las condiciones anteriores nos permiten disponer de una viabilidad energética del recurso, la cual es confirmada con el estudio geológico y geomorfológico, que nos indica la estabilidad del terreno y la ausencia de fallas geológicas. Para poder iniciar el dimensionamiento de las obras, se necesita mitigar el impacto que se causará en el área del proyecto a la fauna y a la flora. Por ello, se realiza el estudio de impacto ambiental. Estos estudios se organizan en un capítulo que permite hacer la evaluación hidroenergética integral.

Realizados los estudios anteriores, el ingeniero ubicará las obras de captación, conducción, desarenador, tanque de carga, conducción a presión y casa de máquinas del proyecto e iniciará el dimensionamiento de ellas. Para finalizar el proyecto, se selecciona el equipo mecánico y eléctrico de la PCH, haciendo énfasis en la utilización de bombas en régimen de turbina y motores asíncronos como generadores.

El mejoramiento de este material se logra en la medida en que usted, lector, nos aporte sugerencias para enriquecerlo; por tal motivo, muchas gracias por ello.

Capítulo 1

Desarrollo de la energía eléctrica utilizando recursos hidroenergéticos en pequeña escala

1.1. Energía eléctrica rural

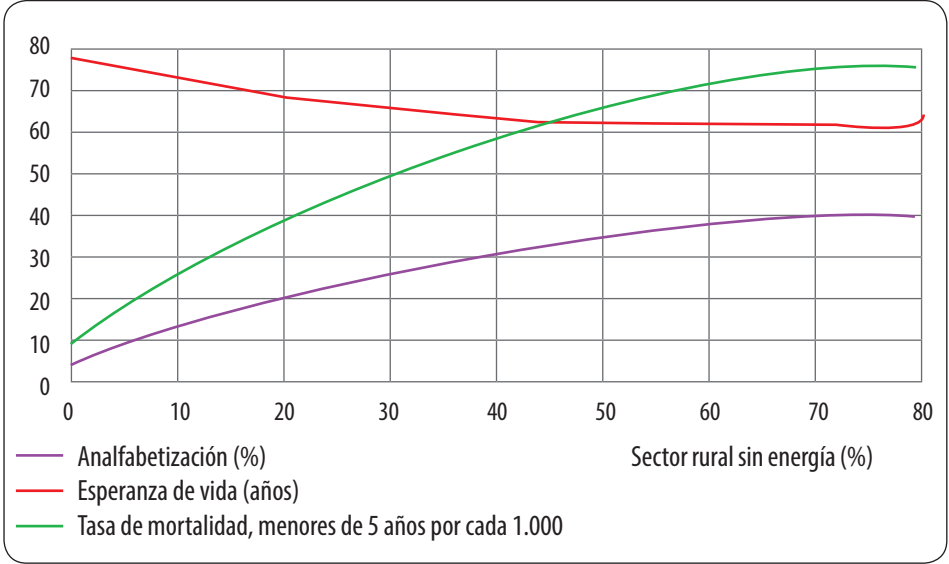
Una meta propuesta por los Estados miembros de la ONU para el año 2030 que forma parte de los Objetivos de Desarrollo Sostenible es erradicar la pobreza y asegurar la prosperidad de sus habitantes, labor que particularmente requiere de la electrificación de las comunidades rurales aisladas. Sin embargo, un deficiente planeamiento electroenergético estatal para cubrir la demanda rural, sumado al difícil acceso de estas las zonas rurales y a la dispersión de sus habitantes, hacen que tengan muy baja cobertura.

A la fecha, la solución para el suministro de energía eléctrica en zonas rurales basado en grupos electrógenos y/o extensión de redes eléctricas ha demostrado que es una estrategia financieramente ineficiente y de baja calidad en el servicio. Por tal motivo, la autogeneración de energía eléctrica principalmente con Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en zonas donde se dispone del recurso hídrico es una solución técnico-económicamente viable que, además de preservar la cuenca, es la alternativa correcta para la prestación de un servicio confiable, seguro, sostenible y de calidad dado el involucramiento de las comunidades en el desarrollo del proyecto.

Es evidente que una mayor cobertura con calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica permitirá que los habitantes de las comunidades rurales aisladas puedan tener mejores condiciones de salud, educación, bienestar social y emprendimientos productivos; sin embargo, es indispensable encontrar evidencia mensurable del impacto del acceso a la electricidad que valide esta afirmación. Esto se puede corroborar con base en los datos para el mundo del

Banco Mundial que muestran la relación entre el suministro de energía eléctrica rural con: la mortalidad de niños menores de cinco (5) años, la esperanza de vida y el nivel de analfabetismo (ver figura 1.1).

Figura 1.1.
Incidencia de la energía eléctrica rural en la salud y la educación.



Fuente: datos del Banco Mundial y procesados por el autor.

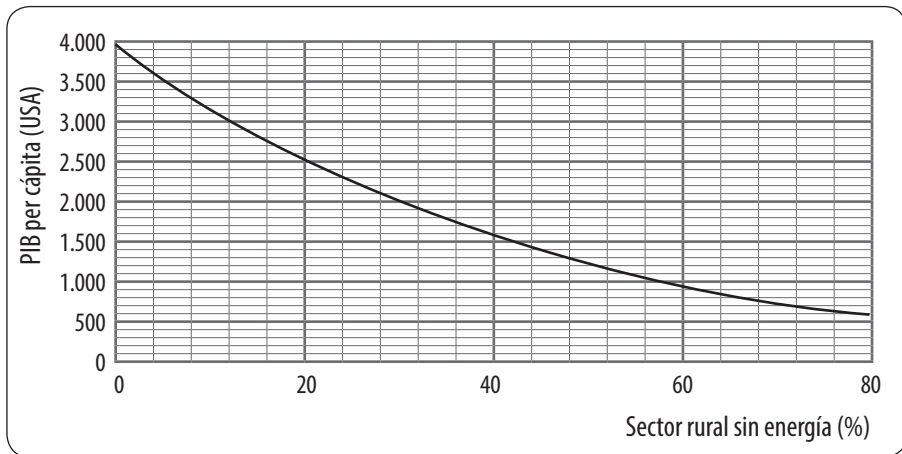
De acuerdo con la Organización Mundial de la Salud (OMS), esta declara que, si bien la salud y la energía son factores interdependientes, no es posible tener mejoras en la salud sin un servicio de energía eléctrica confiable. En su experiencia, la OMS señala que la energía con grupos electrógenos ha fallado en su confiabilidad y accesibilidad, fundamentalmente debido a su limitado funcionamiento, que no le permite mantener constante la cadena de frío para preservar vacunas, sus AOM son costosos, por tal motivo, se reservan solo para emergencias cuando se disponen de ellos. Sin embargo, la mayoría de los centros de salud rurales están sin energía eléctrica. Este aspecto hace que la atención médica básica, esencial para el avance de los programas de supervivencia infantil y la calidad general de las condiciones humanas, sea deficiente y/o inexistente.

Los beneficios de la energía eléctrica sobre la educación son innumerables; de hecho, una iluminación eléctrica confiable en las zonas rurales ha causado un impacto positivo sobre la concentración de los estudiantes y ha mejorado la

calidad en el trabajo de los maestros; así mismo ha alentado la asistencia, dado que acudir a la escuela es más atractivo; de igual forma, se han extendido las horas de estudio y enseñanza, lo que es importante en las áreas rurales en las que los estudiantes suelen trabajar en granjas familiares durante el día. Un estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) ha identificado que un año de escolarización primaria aumenta el ingreso de una persona en un 5,5 %, cifra que afirma que la educación produce beneficios socioeconómicos colectivos e individuales. Es decir, para reducir la desigualdad social en las zonas rurales, es indispensable fomentar la educación, lo que exige un suministro de energía eléctrica confiable.

La evidencia mensurable del impacto del acceso a la electricidad se obtiene con base en la información del Banco Mundial, que permite cuantificar la relación del suministro de energía eléctrica rural con el PIB per cápita (dado en dólares americanos, ver figura 1.2).

Figura 1.2.
Incidencia de la energía eléctrica rural en el PIB per cápita.



Fuente: datos del Banco Mundial y procesados por el autor.

1.2. La importancia de las PCH en el desarrollo

Desde el momento de la aplicación comercial de la energía eléctrica a finales del siglo XIX, esta no ha dejado de ser un factor determinante para la economía y el desarrollo. Si bien es conocido que inicialmente fue utilizada para los sistemas de alumbrado público de las principales ciudades, sustituyendo los

faroles de petróleo y gas, posteriormente, a la vez que se convirtió en la fuerza motriz que necesitaba la industria y el comercio, también se constituyó como una herramienta necesaria para el confort de los hogares.

Las primeras centrales de generación de energía eléctrica usualmente eran hidráulicas de bajas potencias con generadores de corriente continua, destinadas para los alumbrados públicos, ubicadas cerca de los centros de consumo debido al escaso desarrollo del transporte eléctrico. Posteriormente, con el desarrollo de la generación eléctrica en corriente alterna, se lograron aumentar la potencia y la capacidad de transmisión; esto conllevó a que, hasta mediados de la primera mitad del siglo XX, la mayoría de los municipios tuvieran una pequeña central hidroeléctrica y las fincas de microcentrales, construidas con recursos económicos propios y parte de la ingeniería de diseño y construcción regional, las cuales estaban dirigidas por empresas de energía eléctrica que nacieron y se consolidaron como fruto de los esfuerzos locales, creciendo sin una directriz central y sin una visión de planificación unificada a nivel nacional.

Este esquema hizo que, durante este tiempo, la prestación del servicio de energía eléctrica fuera dispersa y haya estado a cargo de entidades oficiales, del orden nacional, regional, departamental y municipal con distintos niveles de especialización y de participación en la capacidad de generación, transformación y transporte de energía. No obstante, con el fin de aunar esfuerzos, interconectar sus sistemas, realizar una planeación integral y una operación conjunta, las diferentes empresas de energía se interconectaron en sistema.

Esta forma de suministro de energía eléctrica monopolizado por el Estado fue apropiada hasta finales de la década de los años 70 cuando culminaron importantes esfuerzos relativos a la ampliación de la cobertura del servicio de electricidad; sin embargo, originó dos zonas: la zona interconectada y la zona no interconectada (ZNI), e hizo que durante esta década los pequeños aprovechamientos hidroenergéticos cayeran en el olvido.

No obstante, el monopolio del Estado sobre la prestación del servicio de energía eléctrica dio lugar al desarrollo de vicios e ineficiencias, que en conjunto con el alto nivel de endeudamiento colocaron las finanzas del sector eléctrico en condiciones precarias, lo cual se acentuó en la década de los 80 y produjeron una delicada situación de insolvencia en la mayoría de las empresas.

Esto conllevó a que el Estado, en el año 1991, fijara una "Estrategia de Reestructuración del Sector Eléctrico", basada en cambios estructurales; para ello, introdujo en el sector la competencia en aquellas actividades que lo permitían, como la generación de electricidad, consolidando entidades encargadas de la

regulación y del control, inspección y vigilancia de las empresas, introduciendo una gestión eficiente de las empresas estatales y abriendo las puertas al sector privado.

De esta forma, el suministro de energía eléctrica dejó de ser un monopolio y cambió a un esquema de un mercado regulado, dentro del cual, energéticamente, persisten las dos zonas. En la zona interconectada, la energía eléctrica se suministra a través del sistema interconectado SIN, el cual lleva energía eléctrica desde las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas a los centros de consumo, y la zona no interconectada ZNI está caracterizada por poseer una baja densidad demográfica y en ella la energía eléctrica es generada con grupos electrógenos, los cuales tienen un elevado costo de operación debido a las dificultades para transportar el combustible y un servicio poco fiable, ya que su mantenimiento no es realizado por personal capacitado. Esta forma de suministro de energía eléctrica en la ZNI, a la vez que es costosa y poco fiable, no permite el desarrollo actual de las comunidades aisladas y a mediano plazo está condicionada por la autosuficiencia petrolera y la capacidad de refinación de cada Estado.

Dentro del esquema de mercado regulado se podía prever tener un sector eléctrico, caracterizado por una mayor eficiencia técnica y económica, que condujera a una mayor confiabilidad en la prestación del servicio y que, a su vez, por ser un libre mercado, este se desarrollara con la inversión en nuevos proyectos en centrales eléctricas. Sin embargo, a la fecha, los proyectos más representativos dentro del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) los ha realizado el Estado y, al observar la ZNI, la inversión de capital privado también ha estado ausente.

Bajo este escenario, en el cual la demanda de energía eléctrica es creciente y la oferta de esta sigue siendo estatal, se puede inferir que el Estado debe crear nuevos mecanismos para su financiación y estímulo. Por ello, a través de leyes, fija pautas para la promoción de la utilización de energías alternativas dentro del SIN y concibe fondos de apoyo financiero para la energización de las ZNI, sostenidos por los usuarios de SIN.

Al disponer de mecanismos para el desarrollo de proyectos de inversión en PCH, el Estado tiene las herramientas para suministrar energía eléctrica en estas comunidades y, a la vez, dar respuesta a la comunidad internacional, en el marco de las presiones naturales ejercidas por el cambio climático. Esto ha llevado a que el Estado en ZNI haya empezado a sustituir el ACPM por recursos energéticos renovables para suministro de energía eléctrica en algunas de las principales cabeceras municipales de las zonas aisladas, especialmente con recursos hidroenergéticos.