



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE  
PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A  
PARTIR DE ENERGÍAS RENOVABLES: EL CASO  
DE MINIHIDROELÉCTRICAS Y BIOMASA**

**TESIS PROFESIONAL**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA**

**PRESENTA:**

**ERIKA GARCÍA GALEANA**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**DR. ALBERTO ELIZALDE BALTIERRA**



**CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. AGOSTO 2009**

## **Agradecimientos**

A mis padres Bertha y Rafael y mis hermanos Jessica y Alan por estar a mi lado en los buenos momentos y en los malos, apoyándome moral y económicamente en mi desarrollo académico y personal y soportar las inclemencias en la realización de la tesis.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme brindado todos los estudios necesarios para ser la profesionista que soy, desde Iniciación Universitaria hasta la Facultad de Ingeniería, y ante todo agradezco a sus espacios científicos, culturales y deportivos, por hacerme pasar algunos días agradables, de conocimiento y saludables, así como a la diversidad de pensamiento y la libertad de expresión.

A la Facultad de Ingeniería y sus profesores por darme su apoyo en mi formación académica con generosidad y desinterés.

A los miembros del jurado, Dr. Arturo Reinking por apoyarme en la realización de la tesis, M.I. Tanya Moreno por darme a conocer las distintas caminos de la ingeniería, Ing. Jacinto Viqueira por darme la preparación académica necesaria y Dra. Alejandra Castro por hacerme ver la diferencia entre lo académico y lo laboral.

Al Dr. Alberto Elizalde, mi asesor, por su paciencia y tolerancia.

A mis tías, tíos, primas y primos que me brindaron su apoyo en toda mi carrera académica, así como para disfrutar los momentos de esparcimiento.

A todas aquellas personas que estuvieron conmigo en las buenas y en las malas, a las amigas y amigos que estuvieron y que están, los que me hicieron pasar momentos

agradables, los que con aquellas escapadas de la vida académica pudimos aprender más allá de lo que nuestra máxima casa de estudios nos da, aquellos que compartimos viajes de mil lugares, aguas de mil sabores, espacios de mil colores, palabras de mil letras y gente de mil nombres, aquellos que con sus palabras aliviaron el día o que con sus ocurrencias soltábamos risas interminables. Nombres, por mencionar algunos, pero aquellos que no han sido nombrados sabrán que están en mi mente: Monicka, Adriana, Karen, Mónica, Irvin, Jorge M., Miguel J., Andrónico, Alejandro, Daniel, Fer, Sergio, Juan B., Susana, Jorge S., Jessica, Hiram, César, Donají, Alex, Arlem, Brenda, David M., Miguel, Carlos C., Victor M., GIESE y más.

A mis padres y hermanos

A mi paciencia y perseverancia

Al agua y a la Naturaleza

# *Índice*

**Esta página se dejó en blanco intencionalmente**

## *Temario*

|                                                                                        |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Introducción general</b>                                                            | <b>3</b>  |
| <b>1. Tecnologías para generar energía eléctrica con minihidroeléctricas y biomasa</b> | <b>6</b>  |
| <b>Introducción</b>                                                                    | <b>8</b>  |
| <b>1.1 Minihidráulica</b>                                                              | <b>9</b>  |
| <b>1.1.1 Definición y tipos</b>                                                        | <b>9</b>  |
| <b>1.1.1.1 Definición</b>                                                              | <b>9</b>  |
| <b>1.1.1.2 Tipos</b>                                                                   | <b>10</b> |
| a) Agua fluyente                                                                       | 10        |
| b) Pie de presa                                                                        | 11        |
| <b>1.1.2 Aspectos técnicos</b>                                                         | <b>12</b> |
| <b>1.1.2.1 Centrales de Agua Fluyente</b>                                              | <b>12</b> |
| <b>1.1.2.2 Centrales de Pie de Presa</b>                                               | <b>13</b> |
| <b>1.1.2.3 Obra civil</b>                                                              | <b>14</b> |
| a) Presa o Azud                                                                        | 14        |
| b) Canal                                                                               | 15        |
| c) Depósito de carga                                                                   | 15        |
| d) Tubería forzada                                                                     | 15        |
| e) Central generadora                                                                  | 16        |
| f) Canal de desfogue                                                                   | 16        |
| <b>1.1.2.4 Equipo electromecánico</b>                                                  | <b>16</b> |
| a) Turbinas hidráulicas                                                                | 16        |
| i. Turbinas de reacción                                                                | 16        |
| I. <i>Francis</i>                                                                      | 17        |
| II. <i>Kaplan</i>                                                                      | 18        |
| ii. Turbinas de acción                                                                 | 19        |
| I. <i>Pelton</i>                                                                       | 20        |
| b) Generador                                                                           | 21        |
| c) Transformador                                                                       | 21        |
| d) Líneas eléctricas                                                                   | 21        |
| <b>1.1.3 Aspectos ambientales</b>                                                      | <b>22</b> |
| <b>1.2 Biomasa</b>                                                                     | <b>23</b> |

|                                                           |           |
|-----------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1.2.1 Definición y tipos</b>                           | <b>24</b> |
| <b>1.2.1.1 Definición</b>                                 | <b>24</b> |
| <b>1.2.1.2 Tipos</b>                                      | <b>24</b> |
| a) Combustión                                             | 24        |
| b) Pirolisis                                              | 24        |
| c) Gasificación                                           | 24        |
| d) Degradación anaerobia                                  | 24        |
| <b>1.2.2 Aspectos técnicos</b>                            | <b>25</b> |
| <b>1.2.2.1 Combustión</b>                                 | <b>25</b> |
| <b>1.2.2.2 Pirolisis</b>                                  | <b>26</b> |
| <b>1.2.2.3 Gasificación</b>                               | <b>27</b> |
| a) Gasificación por plasma                                | 28        |
| b) Gasificación con oxígeno                               | 28        |
| c) Gasificación con aire enriquecido                      | 28        |
| d) Gasificación por calentamiento externo                 | 28        |
| e) Gasificación en ausencia de oxígeno                    | 28        |
| <b>1.2.2.4 Degradación anaerobia</b>                      | <b>29</b> |
| a) Digestores anaerobios                                  | 29        |
| b) Rellenos sanitarios                                    | 33        |
| <b>1.2.2.5 Equipo mecánico</b>                            | <b>34</b> |
| a) Reactor térmico                                        | 34        |
| b) Gasificador                                            | 35        |
| i. Gasificador de corriente ascendente o tiro directo     | 35        |
| ii. Gasificador de corriente descendente o tiro invertido | 35        |
| iii. Gasificador de lecho fluidizado                      | 35        |
| iv. Gasificador de tiro transversal                       | 35        |
| c) Horno                                                  | 36        |
| d) Caldera                                                | 37        |
| e) Turbina de vapor                                       | 37        |
| f) Turbina de gas                                         | 38        |
| g) Motor de combustión interna                            | 39        |
| h) Generador                                              | 39        |
| i) Transformador                                          | 39        |

|                                                                                                    |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| j) Líneas eléctricas                                                                               | 40 |
| 1.2.3 Aspectos ambientales                                                                         | 40 |
| Conclusiones                                                                                       | 42 |
| 2. Generación eléctrica a partir de minihidroeléctricas o biomasa:<br>experiencias internacionales | 44 |
| Introducción                                                                                       | 46 |
| 2.1 Estados Unidos                                                                                 | 47 |
| 2.1.1 Minihidráulicas                                                                              | 47 |
| 2.1.1.1 Marco legal                                                                                | 47 |
| a) <i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>                                                   | 48 |
| b) <i>Electric Consumers Protection Act of 1986</i>                                                | 48 |
| c) <i>Energy Policy Act</i>                                                                        | 49 |
| i. <i>Energy Policy Act 1992</i>                                                                   | 49 |
| ii. <i>Energy Policy Act 2005</i>                                                                  | 49 |
| 2.1.1.2 Capacidad instalada de generación minihidroeléctrica                                       | 50 |
| 2.1.2 Biomasa                                                                                      | 52 |
| 2.1.2.1 Marco legal                                                                                | 52 |
| a) <i>Energy Policy Act</i>                                                                        | 52 |
| i. <i>Energy Policy Act 1992</i>                                                                   | 52 |
| ii. <i>Energy Policy Act 2005</i>                                                                  | 53 |
| b) <i>Biomass Research and Development Act 2000</i>                                                | 53 |
| c) <i>Tax Relief Extension Act 1999</i>                                                            | 53 |
| 2.1.2.2 Capacidad instalada de generación eléctrica con biomasa                                    | 54 |
| 2.2 España                                                                                         | 55 |
| 2.2.1 Minihidráulica                                                                               | 55 |
| 2.2.1.1 Marco legal                                                                                | 55 |
| a) Marco Comunitario                                                                               | 55 |
| i. Libro Blanco de la Unión Europea                                                                | 55 |
| ii. Directiva 2001/77/CE                                                                           | 56 |
| b) Marco Nacional                                                                                  | 56 |
| i. Ley 54/1997                                                                                     | 57 |
| ii. Real Decreto 1217/1981                                                                         | 58 |
| iii. Real Decreto 2818/1998                                                                        | 58 |

|                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------|----|
| iv. Real Decreto 436/2004                                                       | 58 |
| 2.2.1.2 Capacidad instalada de generación minihidroeléctrica                    | 59 |
| 2.2.2 Biomasa                                                                   | 61 |
| 2.2.2.1 Marco legal                                                             | 61 |
| a) Ley 54/1997                                                                  | 62 |
| b) Real Decreto 2818/1998                                                       | 62 |
| c) Real Decreto 436/2004                                                        | 63 |
| 2.2.2.2 Capacidad instalada de generación eléctrica con biomasa                 | 63 |
| 2.3 Brasil                                                                      | 65 |
| 2.3.1 Minihidráulicas                                                           | 66 |
| 2.3.1.1 Marco legal                                                             | 66 |
| a) <i>Lei No. 10.438</i>                                                        | 66 |
| i. Primera Fase                                                                 | 67 |
| ii. Segunda Fase                                                                | 67 |
| b) <i>Lei No. 9.468</i>                                                         | 68 |
| 2.3.1.2 Capacidad instalada de generación minihidroeléctrica                    | 68 |
| 2.3.2 Biomasa                                                                   | 70 |
| 2.3.2.1 Marco legal                                                             | 70 |
| a) <i>Lei No. 10.438</i>                                                        | 70 |
| 2.3.2.2 Capacidad instalada de generación eléctrica con biomasa                 | 71 |
| Conclusiones                                                                    | 74 |
| 3. Situación actual en México                                                   | 76 |
| Introducción                                                                    | 78 |
| 3.1 Marco legal y regulatorio                                                   | 79 |
| 3.1.1 Evolución histórica del marco legal                                       | 79 |
| 3.1.2 Estructura actual del marco legal y regulatorio                           | 80 |
| 3.1.3 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)                     | 82 |
| 3.1.4 Ley de la Comisión Reguladora de Energía (LCRE)                           | 84 |
| 3.1.5 Reglamento de la Ley del Servicio Público de<br>Energía Eléctrica (LSPEE) | 85 |
| a) Autoabastecimiento                                                           | 85 |
| b) Cogeneración                                                                 | 85 |
| c) Producción independiente                                                     | 86 |

|                                                                                                                        |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| d) Pequeña producción de energía eléctrica                                                                             | 86  |
| e) Generación de energía eléctrica destinada<br>a la exportación                                                       | 87  |
| f) Utilización de energía eléctrica de importación                                                                     | 87  |
| 3.1.6 Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el<br>Financiamiento de la Transición Energética (LAERyFTE) | 88  |
| 3.2 Incentivos para la generación de energía eléctrica                                                                 | 89  |
| 3.2.1 Fondo para la transición energética y el aprovechamiento<br>sustentable de la energía                            | 90  |
| 3.2.2 Fondo Verde                                                                                                      | 91  |
| 3.2.3 Mecanismos de Desarrollo Limpio                                                                                  | 92  |
| 3.2.3.1 Ejemplos de MDL con minihidroeléctricas                                                                        | 93  |
| 3.2.3.2 Ejemplos de MDL con biomasa                                                                                    | 94  |
| 3.2.3.3 Bonos de carbono                                                                                               | 95  |
| 3.2.4 Ley Federal de Derechos                                                                                          | 96  |
| 3.3 Capacidad instalada de generación eléctrica                                                                        | 96  |
| 3.3.1 Minihidráulica                                                                                                   | 96  |
| 3.3.1.1 Evolución histórica de la hidroeléctrica                                                                       | 96  |
| 3.3.1.2 Evolución histórica de la minihidroeléctrica                                                                   | 97  |
| 3.3.1.3 Situación actual de la minihidroeléctrica                                                                      | 99  |
| 3.3.2 Biomasa                                                                                                          | 100 |
| 3.3.2.1 Evolución histórica de la biomasa para generación<br>de energía eléctrica                                      | 100 |
| a) Bagazo de caña                                                                                                      | 100 |
| b) Biogás                                                                                                              | 101 |
| 3.3.2.2 Situación actual de la biomasa para generación<br>de energía eléctrica                                         | 102 |
| a) Bagazo de caña                                                                                                      | 102 |
| b) Biogás                                                                                                              | 103 |
| Conclusiones                                                                                                           | 106 |
| 4. Análisis técnico-económico de proyectos minihidroeléctricos y de biomasa                                            | 108 |
| Introducción                                                                                                           | 110 |
| 4.1 Análisis técnico                                                                                                   | 111 |

|                                                                     |            |
|---------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>4.1.1 Minihidráulica</b>                                         | <b>111</b> |
| <b>4.1.1.1 Metodología de implementación</b>                        | <b>111</b> |
| a) Identificación del sitio                                         | 112        |
| b) Anteproyecto                                                     | 112        |
| <b>4.1.1.2 Potencia eléctrica en una minicentral hidroeléctrica</b> | <b>113</b> |
| a) Caudal                                                           | 114        |
| b) Salto                                                            | 115        |
| <b>4.1.1.3 Elementos generales de la instalación</b>                | <b>116</b> |
| <b>4.1.1.4 Selección de la turbina</b>                              | <b>118</b> |
| <b>4.1.2 Biomasa</b>                                                | <b>119</b> |
| <b>4.1.2.1 Tecnologías de aprovechamiento para la biomasa</b>       | <b>120</b> |
| a) Termoquímicos                                                    | 120        |
| i. Combustión                                                       | 121        |
| ii. Gasificación                                                    | 121        |
| iii. Pirolisis                                                      | 122        |
| iv. Cogeneración                                                    | 123        |
| b) Bioquímicos                                                      | 123        |
| i. Degradación anaerobia                                            | 124        |
| ii. Rellenos Sanitarios Municipales                                 | 125        |
| <b>4.1.2.2 Selección de la tecnología</b>                           | <b>126</b> |
| <b>4.1.2.3 Selección del elemento electromecánico</b>               | <b>127</b> |
| <b>4.2 Análisis económico</b>                                       | <b>129</b> |
| <b>4.2.1 Costos de inversión</b>                                    | <b>130</b> |
| a) Costo nivelado                                                   | 131        |
| <b>4.2.2 Costos de combustible</b>                                  | <b>133</b> |
| <b>4.2.3 Costos de operación y mantenimiento</b>                    | <b>134</b> |
| <b>4.2.4 Recuperación de la inversión</b>                           | <b>134</b> |
| a) Tiempo de recuperación de la inversión                           | 135        |
| <b>4.2.5 Rentabilidad de la inversión</b>                           | <b>135</b> |
| <b>4.2.6 Valor presente neto</b>                                    | <b>136</b> |
| <b>4.2.7 Tasa interna de retorno</b>                                | <b>136</b> |
| <b>4.2.8 Relación beneficio/costo</b>                               | <b>137</b> |
| <b>4.2.9 Minihidráulica</b>                                         | <b>137</b> |
| <b>4.2.10 Biomasa</b>                                               | <b>140</b> |

|                                                                                                              |            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>4.3 Gestiones para implementar plantas de generación eléctrica que utilicen energías renovables</b>       | <b>141</b> |
| 4.3.1 Gestiones para constituirse como sociedad                                                              | 142        |
| 4.3.2 Gestiones para generar electricidad                                                                    | 142        |
| 4.3.3 Gestiones para obtener el servicio de respaldo                                                         | 143        |
| 4.3.4 Gestiones ambientales y para aprovechamiento del recurso natural                                       | 144        |
| 4.3.4.1 Permiso para realizar obras de infraestructura hidráulica                                            | 145        |
| 4.3.4.2 Concesión de aprovechamiento de aguas superficiales                                                  | 146        |
| 4.3.4.3 Aviso para variar total o parcialmente el uso del agua                                               | 146        |
| 4.3.5 Gestiones para la instalación local                                                                    | 146        |
| 4.3.6 Gestiones para el reporte de actividades                                                               | 147        |
| <b>Conclusiones</b>                                                                                          | <b>148</b> |
| <b>5. Estudio prospectivo del desarrollo de proyectos minihidroeléctricos y de biomasa en México al 2030</b> | <b>150</b> |
| <b>Introducción</b>                                                                                          | <b>152</b> |
| <b>5.1 Diseño de prospectivas para construir escenarios a futuro</b>                                         | <b>153</b> |
| 5.1.1 Estudio del futuro                                                                                     | 153        |
| 5.1.2 Concepto de prospectiva                                                                                | 154        |
| 5.1.3 Método de diseño de la prospectiva                                                                     | 155        |
| 5.1.3.1 Escenarios                                                                                           | 155        |
| a) Cómo desarrollar escenarios                                                                               | 155        |
| b) Variables                                                                                                 | 156        |
| c) Tipos de escenarios                                                                                       | 156        |
| 5.1.3.2 Escenarios deseables                                                                                 | 156        |
| 5.1.3.3 Escenarios posibles                                                                                  | 157        |
| 5.1.3.4 Escenarios probables                                                                                 | 157        |
| <b>5.2 Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017 de la SENER</b>                                            | <b>158</b> |
| 5.2.1 Metodología                                                                                            | 158        |
| 5.2.2 Resultados obtenidos de la prospectiva 2008-2017                                                       | 160        |
| 5.2.2.1 Pronóstico de consumo nacional                                                                       | 160        |

|         |                                                                                         |     |
|---------|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.2.2.2 | Expansión del Sistema Eléctrico Nacional                                                | 160 |
| a.      | Capacidad adicional                                                                     | 161 |
| b.      | Capacidad instalada de autoabastecimiento y<br>cogeneración                             | 162 |
| 5.2.2.3 | Generación de energía eléctrica de autoabastecimiento<br>y cogeneración                 | 163 |
| 5.2.2.4 | Estimación de la capacidad instalada de<br>autoabastecimiento y cogeneración, 2007-2017 | 163 |
| 5.3     | Propuesta de escenarios prospectivos en México al 2030                                  | 165 |
| 5.3.1   | Metodología                                                                             | 165 |
| 5.3.1.1 | Definición de escenarios                                                                | 167 |
| a.      | Escenario de planeación                                                                 | 167 |
| b.      | Escenario <i>Amazónico</i>                                                              | 168 |
| c.      | Escenario <i>Vasco</i>                                                                  | 168 |
| d.      | Escenarios <i>Green Go</i>                                                              | 169 |
| 5.3.1.2 | Simulación de escenarios                                                                | 169 |
| a.      | Escenario de planeación                                                                 | 170 |
| b.      | Escenario <i>Amazónico</i>                                                              | 170 |
| c.      | Escenario <i>Vasco</i>                                                                  | 171 |
| d.      | Escenarios <i>Green Go</i>                                                              | 172 |
| 5.3.1.3 | Discusión de resultados                                                                 | 173 |
| a.      | Escenario de planeación                                                                 | 173 |
| b.      | Escenario <i>Amazónico</i>                                                              | 174 |
| c.      | Escenario <i>Vasco</i>                                                                  | 175 |
| d.      | Escenarios <i>Green Go</i>                                                              | 177 |
| e.      | Comparación de escenarios del presente trabajo                                          | 178 |
| f.      | Comparación con otro trabajo                                                            | 181 |
|         | Conclusiones                                                                            | 184 |
|         | Conclusiones generales                                                                  | 186 |
|         | Referencias                                                                             | 193 |

**Figuras**

|                                                                                     |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Figura I.1 Central minihidroeléctrica de “agua fluyente”</b>                     | <b>11</b> |
| <b>Figura I.2 Central minihidroeléctrica de “pie de presa”</b>                      | <b>11</b> |
| <b>Figura I.3 Esquema de una minihidroeléctrica de “agua fluyente”</b>              | <b>12</b> |
| <b>Figura I.4 Esquema de una minihidroeléctrica de “pie de presa”</b>               | <b>13</b> |
| <b>Figura I.5 Azud de tierra</b>                                                    | <b>14</b> |
| <b>Figura I.6 Presa o Embalse</b>                                                   | <b>15</b> |
| <b>Figura I.7 Turbina <i>Francis</i></b>                                            | <b>18</b> |
| <b>Figura I.8 Turbina <i>Kaplan</i></b>                                             | <b>19</b> |
| <b>Figura I.9 Turbina <i>Pelton</i></b>                                             | <b>21</b> |
| <b>Figura I.10 Esquema de la división de la biomasa</b>                             | <b>23</b> |
| <b>Figura I.11 Biodigestor</b>                                                      | <b>31</b> |
| <b>Figura I.12 Tipos de digestores</b>                                              | <b>32</b> |
| <b>Figura I.13 Esquema de un biodigestor para generar electricidad</b>              | <b>32</b> |
| <b>Figura I.14 Esquema de generación de electricidad de un relleno sanitario</b>    | <b>34</b> |
| <b>Figura I.15 Tipos de gasificadores</b>                                           | <b>36</b> |
| <b>Figura I.16 Turbina de vapor</b>                                                 | <b>38</b> |
| <b>Figura I.17 Turbina de gas</b>                                                   | <b>39</b> |
| <b>Figura II.1 Evolución de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica</b> | <b>50</b> |
| <b>Figura II.2 Evolución de la capacidad instalada con biomasa</b>                  | <b>54</b> |
| <b>Figura II.3 Evolución de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica</b> | <b>60</b> |
| <b>Figura II.4 Evolución de la capacidad instalada con minihidroeléctricas</b>      | <b>61</b> |

|                                                                                                                                  |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Figura II.5 Evolución de la capacidad instalada con biomasa</b>                                                               | <b>64</b>  |
| <b>Figura II.6 Comparación en la evolución de la capacidad instalada con biomasa</b>                                             | <b>65</b>  |
| <b>Figura II.7 Evolución de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica</b>                                              | <b>69</b>  |
| <b>Figura II.8 Evolución de la capacidad instalada con minihidroeléctricas</b>                                                   | <b>70</b>  |
| <b>Figura II.9 Evolución de la capacidad instalada con biomasa</b>                                                               | <b>72</b>  |
| <b>Figura III.1 Ordenamientos jurídicos que rigen las actividades del sector eléctrico</b>                                       | <b>81</b>  |
| <b>Figura III.2 Evolución de la capacidad instalada de las hidroeléctricas</b>                                                   | <b>97</b>  |
| <b>Figura III.3 Evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica con bagazo de caña</b>                               | <b>101</b> |
| <b>Figura III.4 Evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica con biogás</b>                                       | <b>102</b> |
| <b>Figura IV.1 Curva de caudales clasificados</b>                                                                                | <b>114</b> |
| <b>Figura IV.2 Esquema salto de agua</b>                                                                                         | <b>116</b> |
| <b>Figura IV.3 Espesor en función del salto y el diámetro</b>                                                                    | <b>117</b> |
| <b>Figura IV.4 Diámetro en función del caudal</b>                                                                                | <b>118</b> |
| <b>Figura IV.5 Nomograma para la elección de la turbina</b>                                                                      | <b>119</b> |
| <b>Figura IV.6 Productos y utilización de la pirolisis</b>                                                                       | <b>122</b> |
| <b>Figura IV.7 Eficiencia eléctrica global de motores a gas y ciclo combinado</b>                                                | <b>128</b> |
| <b>Figura V.1 Capacidad instalada para generación de energía eléctrica por autoabastecimiento y cogeneración, 2000-2007 (MW)</b> | <b>163</b> |
| <b>Figura V.2 Evolución de la capacidad instalada en el escenario de planeación de las dos tecnologías, 2007-2030 [MW]</b>       | <b>173</b> |

|                                                                                                                                |            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Figura V.3 Evolución de la generación bruta en el escenario de planeación de las dos tecnologías, 2007-2030 [GWh]</b>       | <b>174</b> |
| <b>Figura V.4 Evolución de la capacidad instalada en el escenario <i>Amazónico</i> de las dos tecnologías, 2007-2030 [MW]</b>  | <b>174</b> |
| <b>Figura V.5 Evolución de la generación bruta en el escenario <i>Amazónico</i> de las dos tecnologías, 2007-2030 [GWh]</b>    | <b>175</b> |
| <b>Figura V.6 Evolución de la capacidad instalada en el escenario <i>Vasco</i> de las dos tecnologías, 2007-2030 [MW]</b>      | <b>176</b> |
| <b>Figura V.7 Evolución de la generación bruta en el escenario <i>Vasco</i> de las dos tecnologías, 2007-2030 [GWh]</b>        | <b>176</b> |
| <b>Figura V.8 Evolución de la capacidad instalada en el escenario <i>Green Go</i> de las dos tecnologías, 2007-2030 [MW]</b>   | <b>177</b> |
| <b>Figura V.9 Evolución de la generación eléctrica en el escenario <i>Green Go</i> de las dos tecnologías, 2007-2030 [GWh]</b> | <b>178</b> |
| <b>Figura V.10 Evolución de la capacidad instalada de todos los escenarios para la minihidroeléctrica, 2007-2030 [MW]</b>      | <b>179</b> |
| <b>Figura V.11 Evolución de la capacidad instalada de todos los escenarios para la biomasa, 2007-2030 [MW]</b>                 | <b>179</b> |
| <b>Figura V.12 Evolución de la generación bruta de todos los escenarios para la minihidroeléctrica, 2007-2030 [GWh]</b>        | <b>180</b> |
| <b>Figura V.13 Evolución de la generación bruta de todos los escenarios para la biomasa, 2007-2030 [GWh]</b>                   | <b>181</b> |

**Tablas**

|                                                                                             |            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Tabla II.1 Evolución de la capacidad instalada con minihidroeléctricas</b>               | <b>51</b>  |
| <b>Tabla III.1 Evolución histórica del marco legal</b>                                      | <b>80</b>  |
| <b>Tabla III.2 Proyectos hidroeléctricos MDL con cartas de aprobación</b>                   | <b>94</b>  |
| <b>Tabla III.3 Proyectos de biomasa MDL con cartas de aprobación</b>                        | <b>94</b>  |
| <b>Tabla III.4 Centrales hidroeléctricas &lt;5MW de CFE y LyFC</b>                          | <b>98</b>  |
| <b>Tabla III.5 Situación actual de permisos para centrales minihidroeléctricas</b>          | <b>99</b>  |
| <b>Tabla III.6 Situación actual de permisos para bagazo de caña</b>                         | <b>102</b> |
| <b>Tabla III.7 Situación actual de permisos para sistemas híbridos</b>                      | <b>103</b> |
| <b>Tabla III.8 Situación actual de permisos para biogás</b>                                 | <b>103</b> |
| <b>Tabla III.9 Generación de electricidad a partir de residuos sólidos<br/>municipales</b>  | <b>104</b> |
| <b>Tabla IV.1 Clasificación según la carga</b>                                              | <b>111</b> |
| <b>Tabla IV.2 Elección de la miniturbina</b>                                                | <b>119</b> |
| <b>Tabla IV.3 Energía útil en el aprovechamiento de los residuos forestales</b>             | <b>120</b> |
| <b>Tabla IV.4 Procesos de conversión de biomasa en energía</b>                              | <b>124</b> |
| <b>Tabla IV.5 Combustión vs pirolisis vs gasificación</b>                                   | <b>126</b> |
| <b>Tabla IV.6 Distribución de los costos de inversión para minihidroeléctricas</b>          | <b>130</b> |
| <b>Tabla IV.7 Costos de inversión de proyectos hidroeléctricos<br/>a diferentes escalas</b> | <b>138</b> |
| <b>Tabla IV.8 Costos de inversión para mini centrales hidroeléctricas</b>                   | <b>138</b> |
| <b>Tabla IV.9 Costos de inversión con biogás</b>                                            | <b>140</b> |

|                                                                                                                                         |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Tabla IV.10 Costos de inversión con bagazo de caña</b>                                                                               | <b>140</b> |
| <b>Tabla V.1 Adiciones de capacidad en el SEN, 2008-2017</b>                                                                            | <b>161</b> |
| <b>Tabla V.2 Proyectos de autoabastecimiento y cogeneración</b>                                                                         | <b>162</b> |
| <b>Tabla V.3 Evolución de la capacidad instalada de autoabastecimiento y cogeneración para las tecnologías en estudio (MW)</b>          | <b>164</b> |
| <b>Tabla V.4 Evolución de la generación bruta de energía de autoabastecimiento y cogeneración para las tecnologías en estudio (GWh)</b> | <b>165</b> |
| <b>Tabla V.5 Escenarios vs tcma de las dos tecnologías y los diferentes escenarios</b>                                                  | <b>169</b> |

### *Siglas y Acrónimos*

|                       |                                                                |
|-----------------------|----------------------------------------------------------------|
| <b>AAUs</b>           | <b><i>Assigned Allocation Units</i></b>                        |
| <b>AER</b>            | <b><i>Annual Energy Review</i></b>                             |
| <b>ANEEL</b>          | <b><i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i></b>             |
| <b>ASINEL</b>         | <b><i>Asociación de Investigación Industrial Eléctrica</i></b> |
| <b>BID</b>            | <b><i>Banco Interamericano de Desarrollo</i></b>               |
| <b>BM</b>             | <b><i>Banco Mundial</i></b>                                    |
| <b>BNDES</b>          | <b><i>Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social</i></b>  |
| <b>BNE</b>            | <b><i>Balance Nacional de Energía</i></b>                      |
| <b>BUNCA</b>          | <b><i>Biomass Users Network, Costa Rica</i></b>                |
| <b>CERs</b>           | <b><i>Certified Emission Reductions</i></b>                    |
| <b>CFE</b>            | <b><i>Comisión Federal de Electricidad</i></b>                 |
| <b>CH<sub>4</sub></b> | <b><i>Metano</i></b>                                           |
| <b>CI</b>             | <b><i>Costo Nivelado de Inversión</i></b>                      |

|                       |                                                                                                               |
|-----------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>CIE</b>            | <b>Centro de Investigaciones en Energía</b>                                                                   |
| <b>CINVESTAV</b>      | <b>Centro de Investigaciones y de Estudios Avanzados</b>                                                      |
| <b>CNA</b>            | <b>Comisión Nacional del Agua</b>                                                                             |
| <b>CO</b>             | <b>Monóxido de Carbono</b>                                                                                    |
| <b>CO<sub>2</sub></b> | <b>Bióxido de Carbono</b>                                                                                     |
| <b>COFER</b>          | <b>Consejo Consultivo para el Fomento de las Energías Renovables</b>                                          |
| <b>CONACYT</b>        | <b>Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología</b>                                                               |
| <b>CONAE</b>          | <b>Comisión Nacional para el Ahorro de Energía</b>                                                            |
| <b>CONAGUA</b>        | <b>Comisión Nacional del Agua</b>                                                                             |
| <b>CONAPO</b>         | <b>Consejo Nacional de Población</b>                                                                          |
| <b>COPAR</b>          | <b>Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico</b> |
| <b>CRE</b>            | <b>Comisión Reguladora de Energía</b>                                                                         |
| <b>DOE</b>            | <i>Department of Energy</i>                                                                                   |
| <b>ECPA</b>           | <i>Electric Consumers Protection Act</i>                                                                      |
| <b>EIA</b>            | <i>Energy Information Administration</i>                                                                      |
| <b>ELETROBRÁS</b>     | <b>Central Eléctrica Brasileña S.A. de C.V.</b>                                                               |
| <b>EPAct</b>          | <i>Energy Policy Act</i>                                                                                      |
| <b>ERUs</b>           | <i>Emission Reduction Units</i>                                                                               |
| <b>ESHA</b>           | <i>European Small Hydropower Association</i>                                                                  |
| <b>EVE</b>            | <b>Ente Vasco de la Energía</b>                                                                               |
| <b>EWG</b>            | <i>Exempt Wholesale Generator</i>                                                                             |
| <b>FERC</b>           | <i>Federal Energy Regulatory Commission</i>                                                                   |

|                       |                                                                                                      |
|-----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>F.P.</b>           | <b>Factor de Planta</b>                                                                              |
| <b>FPA</b>            | <i>Federal Power Act</i>                                                                             |
| <b>FPC</b>            | <i>Federal Power Commission</i>                                                                      |
| <b>FWPA</b>           | <i>Federal Water Power Act</i>                                                                       |
| <b>GEI</b>            | <b>Gases de Efecto Invernadero</b>                                                                   |
| <b>GTZ</b>            | <i>Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit</i> (Sociedad para la Cooperación Técnica)             |
| <b>H<sub>2</sub></b>  | <b>Hidrógeno</b>                                                                                     |
| <b>H<sub>2</sub>S</b> | <b>Ácido Sulfhídrico</b>                                                                             |
| <b>IASH</b>           | <i>International Association Small Hydro</i>                                                         |
| <b>IDEA</b>           | <b>Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía</b>                                      |
| <b>IEA</b>            | <i>International Energy Agency</i>                                                                   |
| <b>IEA</b>            | <i>International Energy Annual</i>                                                                   |
| <b>IIE</b>            | <b>Instituto de Investigaciones Eléctricas</b>                                                       |
| <b>LAEEyFTE</b>       | <b>Ley de Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética</b> |
| <b>LAN</b>            | <b>Ley de Aguas Nacionales</b>                                                                       |
| <b>LCRE</b>           | <b>Ley de la Comisión Reguladora de Energía</b>                                                      |
| <b>LI</b>             | <b>Licencias Ambientales de Instalación</b>                                                          |
| <b>LIE</b>            | <b>Ley de la Industria Eléctrica</b>                                                                 |
| <b>LSPEE</b>          | <b>Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica</b>                                                 |
| <b>LyFC</b>           | <b>Luz y Fuerza del Centro</b>                                                                       |
| <b>MDL</b>            | <b>Mecanismo de Desarrollo Limpio</b>                                                                |
| <b>MME</b>            | <i>Ministério de Minas e Energia</i>                                                                 |

|                      |                                                                           |
|----------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| <b>N<sub>2</sub></b> | <b>Nitrógeno</b>                                                          |
| <b>O<sub>2</sub></b> | <b>Oxígeno</b>                                                            |
| <b>PCH</b>           | <i>Pequena Centrai Hidrelétrica</i>                                       |
| <b>PEMEX</b>         | <b>Petróleos Mexicanos</b>                                                |
| <b>PER</b>           | <b>Plan de Energías Renovables</b>                                        |
| <b>PIB</b>           | <b>Producto Interno Bruto</b>                                             |
| <b>PNUD</b>          | <b>Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo</b>                     |
| <b>PROINFA</b>       | <b>Programa de Incentivos a Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica</b> |
| <b>PURPA</b>         | <i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>                             |
| <b>PVC</b>           | <b>Policloruro de Vinilo (<i>Polyvinyl Chloride</i>)</b>                  |
| <b>REA</b>           | <i>Renewable Energy Annual</i>                                            |
| <b>REE</b>           | <b>Red Eléctrica de España</b>                                            |
| <b>REN21</b>         | <i>Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century</i>    |
| <b>RLSPEE</b>        | <b>Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica</b>     |
| <b>RSU</b>           | <b>Residuos Sólidos Urbanos</b>                                           |
| <b>SEMARNAT</b>      | <b>Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales</b>                  |
| <b>SEN</b>           | <b>Sistema Nacional de Energía</b>                                        |
| <b>SENER</b>         | <b>Secretaría de Energía</b>                                              |
| <b>SHCP</b>          | <b>Secretaría de Hacienda y Crédito Público</b>                           |
| <b>SRE</b>           | <b>Secretaría de Relaciones Exteriores</b>                                |
| <b>TIR</b>           | <b>Tasa Interna de Retorno</b>                                            |
| <b>UNAM</b>          | <b>Universidad Nacional Autónoma de México</b>                            |

|            |                                    |
|------------|------------------------------------|
| <b>VPN</b> | <b>Valor Presente Neto</b>         |
| <b>WEC</b> | <b><i>World Energy Council</i></b> |
| <b>WEO</b> | <b><i>World Energy Outlook</i></b> |

# *Introducción General*

**Esta página se dejó en blanco intencionalmente**

## **Introducción general**

A raíz del incremento de precios en los combustibles fósiles en los años setenta, se han desarrollado proyectos de generación eléctrica con diversas fuentes primarias de energía, en especial, las renovables. La generación eléctrica en México, hasta finales del mes de abril del presente año, estaba dada, en su mayoría, por termoeléctricas alcanzando un porcentaje de participación general de 45%, siendo 22,404 MW de capacidad efectiva instalada, esto para las centrales públicas; en cambio, para las centrales con inversión privada en la modalidad de productores independientes, abarcaban el 23% representando 11,456 MW instalados. La suma de estos porcentajes nos da 68% del total de generación eléctrica con hidrocarburos. Por otro lado, el total general de producción eléctrica está dado por 49,931 MW, repartidos en 11,054 MW hidroeléctricos siendo el 22%, 2,600 MW con centrales carboeléctricas representando el 5%, las geotermoeléctricas participan con el 2% siendo 964 MW, la eololéctrica representa el 0.15% con 82 MW y la nucleoléctrica con el 3% del total general (CFE, 2009)

Los principales combustibles utilizados en las plantas termoeléctricas son combustóleo, gas natural, diesel y carbón, esto representa un problema ambiental y económico debido a que la escasez de los combustibles convencionales provocará el incremento en los precios y a largo plazo hará su utilización menos viable. El riesgo ambiental que representan se debe a que su combustión genera emisiones de bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y otros gases contaminantes llamados gases de efecto invernadero (GEI) que afectan las condiciones climáticas del globo terráqueo.

A partir de esta problemática han surgido una serie de respuestas y soluciones que intentarán disminuir las emisiones de GEI. Entre ellas se encuentran, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Entendiendo a las energías renovables, como las fuentes primarias que pertenecen a los recursos naturales que tiene el planeta Tierra siendo inagotables a escala humana. Estas fuentes son: el agua, el viento, el sol, el vapor interno de la Tierra y la biomasa.

Las centrales minihidroeléctricas aprovechan la energía cinética de los ríos en pequeñas escalas, haciendo énfasis en que la capacidad instalada no supera los 10 MW. Existen también las centrales que aprovechan la biomasa que se define como un energético que

proviene de productos y residuos animales y vegetales, así, la energía contenida en la leña, el carbón vegetal, los residuos agrícolas, los residuos urbanos y el estiércol, es utilizada para la producción de electricidad con diferentes tecnologías.

En el país se tiene un gran potencial minihidráulico y de biomasa, la facilidad de implementación en zonas rurales y el crecimiento de la investigación en el manejo de los residuos agrícolas y urbanos hacen que este tipo de tecnologías generen altas expectativas a futuro.

A partir de lo anterior surgen dos preguntas esenciales: ¿cuál es la factibilidad técnica-económica para desarrollar proyectos de generación eléctrica en México a partir de la biomasa y de las centrales minihidroeléctricas? y ¿cuáles son las expectativas de estos proyectos al año 2030 en el país? Con la finalidad de dar respuesta a las preguntas anteriores se seguirá una metodología que abarca cinco capítulos.

El primer capítulo consta de describir técnicamente las tecnologías empleadas para las dos fuentes primarias de energía alternativa antes mencionadas, desde sus definiciones hasta sus elementos electromecánicos que necesitan para la producción de electricidad, así como los impactos ambientales que lleva consigo su uso.

En el segundo capítulo, se desarrollan las experiencias internacionales que se han tenido en Estados Unidos, España y Brasil, de modo que se describirán los marcos regulatorios e incentivos que se tienen para desarrollar este tipo de proyectos, así como la evolución histórica de la capacidad instalada con la que cuenta cada país.

En el tercer capítulo se realiza la descripción actual de estas dos tecnologías en el país, presentando el marco regulatorio vigente y los incentivos que existen para desarrollarlos, así como la evolución histórica de la capacidad instalada y la actual.

En el cuarto capítulo se desarrolla el análisis técnico-económico de las presentes fuentes, se menciona la elección de la tecnología para implementar los proyectos, así como las gestiones necesarias para su uso, dentro de los aspectos económicos se observarán las variables correspondientes para realizar un proyecto así como los datos económicos reales.

En el capítulo quinto y último, se realiza una prospectiva en el país al año 2030 para las tecnologías estudiadas, utilizando la modalidad de autoabastecimiento y cogeneración, en primera instancia se desarrolla la teoría de la prospectiva, en segundo lugar se estudia la prospectiva del sector eléctrico de la Secretaría de Energía (SENER) y por último se desarrollan los escenarios posibles para la proliferación de estos proyectos en México.

### **Objetivo**

Analizar la factibilidad técnica y económica de proyectos de generación eléctrica a partir de centrales minihidroeléctricas y de biomasa y realizar una prospectiva al año 2030 en México para el desarrollo de estos proyectos.

# *Capítulo 1*

Tecnologías para generar energía eléctrica  
con minihidroeléctricas y biomasa

**Esta página se dejó en blanco intencionalmente**

## **1. Tecnologías para generar energía eléctrica con minihidroeléctricas y biomasa**

### **Introducción**

La generación eléctrica en México se origina en centrales que utilizan combustibles fósiles como materia prima, los cuales forman parte de las energías no renovables. Esta actividad trae por consecuencia un impacto ambiental negativo, ya que con ella se desprende un exceso de bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), principal componente de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) y causantes del aceleramiento del calentamiento global.

La energía eléctrica es generada igualmente a través de procesos menos agresivos o procesos con virtudes desde el punto de vista ambiental, ya que no generan GEI ni residuos de difícil tratamiento. Estas energías son inagotables a escala humana. Las diferentes fuentes de energía renovables son: minihidráulica, geotérmica, solar, eólica y biomasa, con ellas se puede generar electricidad con distintas tecnologías, lo que nos ayuda a obtener una diversificación de la generación de electricidad en el país.

El objetivo de este primer capítulo es mostrar los aspectos técnicos de las tecnologías que emplean los recursos minihidráulicos y los de biomasa, así como realizar un acercamiento a sus aspectos ambientales.

En la primera parte se examinan los aspectos técnicos y ambientales de la minihidráulica, mientras que en la segunda, se tratan los mismos aspectos para la biomasa.

## 1.1. Minihidráulica

El agua es un recurso renovable que estará presente en la naturaleza por un largo periodo y se presenta en forma diversa: ríos, cascadas y mares. Conforme a su ciclo hidrológico fluye por los ríos desde un nivel superior hasta un nivel inferior, de éste recurso podemos utilizar su afluente, que genera energía cinética o potencial para convertirla en energía eléctrica. Con esta forma de conversión de energía y con diferentes tecnologías empleadas se puede generar electricidad a estas se le conoce como centrales hidroeléctricas.

### 1.1.1. Definición y Tipos

#### 1.1.1.1. Definición

En la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE, 2005), “*De pequeña producción...*”, establece que la capacidad de generación no debe de exceder de 30MW, por otra parte con análisis hechos por espacios de investigación tales como el Centro de Investigaciones en Energía–Universidad Nacional Autónoma de México (CIE-UNAM)<sup>1</sup> y el Centro de Investigación y de Estudios Avanzados (CINVESTAV<sup>2</sup>) del Instituto Politécnico Nacional, sustentan la clasificación siguiente para las hidroeléctricas:

|         |             |
|---------|-------------|
| Micro   | < 1 MW      |
| Mini    | 1 < MW < 5  |
| Pequeña | 5 < MW < 30 |

- Las microhidráulicas regularmente se utilizan para la obtención de energía mecánica.
- Las minihidráulicas se emplean para la generación eléctrica en zonas rurales.
- La pequeña hidráulica también se utiliza para la generación de energía eléctrica y se emplea en el autoabastecimiento y están conectadas a la red pública.

---

<sup>1</sup>[www.cie.unam.mx/~rbb/PRESENTACION\\_DE\\_SAUL.ppt](http://www.cie.unam.mx/~rbb/PRESENTACION_DE_SAUL.ppt)

<sup>2</sup>[www.cinvestav.mx/Portals/0/Publicaciones%20y%20Noticias/Revistas/Cinvestav/octdic%202006/generacion%20limpia.pdf](http://www.cinvestav.mx/Portals/0/Publicaciones%20y%20Noticias/Revistas/Cinvestav/octdic%202006/generacion%20limpia.pdf)

La descripción de la minihidráulica se encuentra en discusión a escala mundial, ya que aún no existe una clasificación exacta entre la mini, micro y pequeña hidráulica. Bajo esta circunstancia el presente trabajo hará uso de la más congruente, a fin de poder obtener mejores resultados en la búsqueda de información nacional.

Para fines prácticos, en este estudio se considerará a la minihidráulica como centrales en un rango mayor a 1 MW y menor a 5MW, o que en su defecto se pueda demostrar otra cantidad. Como punto final y global se utiliza la clasificación de la minihidráulica como aquellas centrales menores de 10 MW.

#### **1.1.1.2. Tipos**

Las centrales minihidroeléctricas se clasifican en dos tipos: centrales de Agua Fluyente y centrales de Pie de Presa. A continuación se hace una descripción de cada una de ellas:

##### **a) Agua fluyente**

Las Mini Centrales de Agua Fluyente utilizan el afluente del agua en función del ciclo hidrológico de todo el año.

Las turbinas toman parte del caudal disponible del río, con sus variaciones de estación y lo conducen por medio de canales a la central generadora, después la regresan al río para que siga su cauce original (IDAE (1), 2006).

Al depender del cauce, puede haber excesos de flujo y estos se pierden; una solución factible a este problema es construir un pequeño embalse y así evitar pérdidas. (Figura I.1).



Fuente: <http://html.rincondelvago.com/000732168.jpg>

**Figura I.1. Central minihidroeléctrica de “agua fluyente”**

#### **b) Pie de presa**

Las mini centrales de pie de presa se construyen aguas abajo del río, en una presa ya existente para otros usos diferentes a la generación de electricidad, tales como abastecimiento de agua a poblaciones o para riego. Estas tienen la ventaja de poder almacenar el agua en los embalses, y así poder utilizarla cuando más se necesite aunque el río se seque por temporadas (Soria, 2005) (Figura I.2).



Fuente: [www.construible.es/images/news/Minidriulica2.jpg](http://www.construible.es/images/news/Minidriulica2.jpg)

**Figura I.2 Central minihidroeléctrica de “pie de presa”**

### 1.1.2. Aspectos Técnicos

En esta sección se abordarán los aspectos técnicos con los que cuentan estas centrales, pasando por la descripción del funcionamiento de las mismas, así como la de los elementos que las componen, desde la obra civil hasta los equipos electromecánicos.

#### 1.1.2.1. Centrales de Agua Fluyente

Las minihidroeléctricas de “agua fluyente”, también llamadas “de pasada” o “al hilo de agua”, utilizan principalmente el agua que fluye por el río para generar electricidad.

El agua es captada en una pequeña presa de derivación o azud, luego un pequeño cauce es canalizado por medio de tuberías hacia un depósito de carga el cual se dirige, mediante tubería forzada, a la central generadora; al pasar por las turbinas mueve los generadores y se hace la conversión de energía cinética en energía eléctrica; enseguida es transformada por medio de transformadores elevadores y transportada a las líneas de transmisión. Finalmente, el agua es devuelta al cauce original del río mediante el canal de desfogue o salida.

Este tipo de centrales cuentan con los siguientes elementos: presa o azud, canal, depósito de carga, tubería forzada, central eléctrica y canal de desfogue o salida (Figura I.3).



Fuente: [www.cecua.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/guia/minidraulica.htm](http://www.cecua.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/guia/minidraulica.htm)

**Figura I.3 Esquema de una minihidroeléctrica de “agua fluyente”**

### 1.1.2.2. Centrales de Pie de Presa

El funcionamiento de las centrales llamadas “pie de presa”, “de embalse” o “de regulación propia” consta en tener el agua embalsada en un nivel más alto que el cauce del río a través de una presa de por lo menos tres metros de altura para poder regular el flujo de entrada a la tubería forzada, que está construida al pie de la presa o internamente.

Su función es la de conducir el agua hacia la central eléctrica, la fuerza de la caída de agua será la que accione las turbinas y acopladas al generador podrán convertir la energía potencial en energía eléctrica. Después será transportada a los transformadores y a las líneas eléctricas. Una vez hecha la conversión de energía por el paso del flujo en las turbinas, el agua es devuelta al río por medio de un canal de salida o desfogue.

Estas centrales cuentan con los siguientes elementos: presa, tubería forzada, central eléctrica, canal de desfogue o salida (Figura I.4).



Fuente: [www.ercyl.com/minihidraulica.asp](http://www.ercyl.com/minihidraulica.asp)

**Figura I.4 Esquema de una minihidroeléctrica de “pie de presa”**

### 1.1.2.3. Obra civil

Uno de los aspectos técnicos importantes es la obra civil con la que cuentan este tipo de centrales, esto es básicamente lo que engloba toda aquella construcción que derive, conduzca y restituya el agua utilizada para la generación de electricidad (EVE, 1995).

Como se ha observado en las figuras anteriores, los principales componentes de las centrales son: presa o azud, canal, depósito de carga, tubería forzada, central generadora y canal de desfogue. A continuación se describe cada una de ellas.

#### a) Presa o Azud

Es un muro fabricado de diferentes materiales, tales como, hormigón (concreto), piedra o materiales sueltos (Figura I.5). Regularmente se construyen en un desfiladero de un río o un arroyo.

Las centrales de *agua fluyente* sirven para desviar o retener el agua y obtener un pequeño desnivel, necesario para construir un central minihidroeléctrica, su altura no debe de sobrepasar los 3 metros. Las centrales de *pie de presa*, sirven para la retención de agua y para crear un embalse mayor al de un azud, sus alturas van desde los 3 hasta los 15 metros (Figura I.6).



Fuente: <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo3.html>

**Figura I.5 Azud de tierra**



Fuente: <http://img140.imageshack.us/img140/2650/minihidraulica1vi0.jpg>

**Figura I.6 Presa o Embalse**

**b) Canal**

Vía de agua, hecha con tuberías para obtener un flujo con más presión y poder regularlo para su posible utilización eficiente en la central eléctrica.

**c) Depósito de carga**

Son pequeños depósitos contruidos al final del canal de derivación, tiene la función de evitar la entrada de aire que provocaría sobrepresiones en la tubería forzada, de ahí el agua es conducida hacia la central.

**d) Tubería forzada**

Esta tubería conduce el agua desde el depósito de carga hacia la central, regularmente es de acero y por lo general se le coloca un dispositivo de cierre para dejar pasar el agua de forma regulada. Al inicio de la tubería se encuentra una reja filtradora que se utiliza para poder retener a los peces y el material sólido presente en los ríos.

### **e) Central generadora**

En este lugar se encuentran las máquinas que transforman la energía cinética o potencial en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica. Estas contienen las siguientes máquinas: turbinas hidráulicas, generador, transformador y líneas eléctricas.

### **f) Canal de desfogue**

Es un canal conectado a la salida de las turbinas para conducir el agua de vuelta al cauce original del río.

#### **1.1.2.4. Equipo electromecánico**

En esta sección se describirán los equipos electromecánicos con los que cuenta la central generadora, estos son los encargados de llevar a cabo la conversión de energía. Se conforma por los siguientes elementos: turbinas hidráulicas, generador, transformador y líneas eléctricas.

### **a) Turbinas hidráulicas**

Son máquinas que se encargan de convertir la energía potencial almacenada en el azud, en energía cinética rotacional, que mediante el movimiento en un eje, hace funcionar el generador.

Existen dos tipos de turbinas hidráulicas, las de *reacción* y las de *acción*. Es importante mencionar que las turbinas de *reacción* son utilizadas para las centrales de *agua fluyente*, las *turbinas de acción* son utilizadas para las centrales de *pie de presa*.

#### **i. Turbinas de reacción**

Es aquella que utiliza tanto la velocidad del agua (energía cinética) como la presión del flujo de agua, para poder desarrollar un trabajo eficientemente.

En estas turbinas el giro del rodete no coincide con la dirección de entrada y de salida del agua; se conforman a partir del flujo de las tuberías de presión que conducen el agua del canal hacia la central. En este caso el rodete se encuentra inundado y la presión de entrada al rodete es mayor que la presión atmosférica. Los ejemplos más prácticos son: las turbinas Francis y las turbinas de hélice (Kaplan).

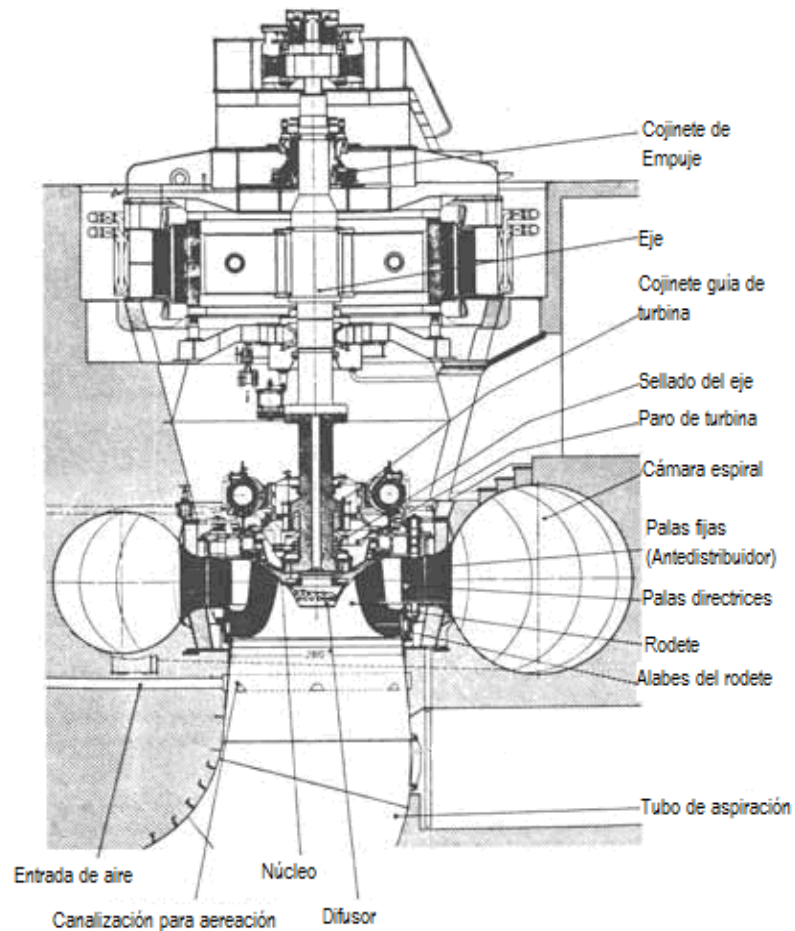
### **I. Francis**

Se utilizan para saltos de agua en desniveles de aproximadamente entre los 25 y los 250 metros de altura, llegan a cubrir velocidades que fluctúan entre los 450 y los 50 r.p.m. (Rojas, R, 1997). Se instalan en lugares donde existen flujos de aproximadamente 2 y 200m<sup>3</sup>/s del caudal entubado. Estas turbinas cuentan con los siguientes elementos: cámara espiral, distribuidor, rodete, tubo de aspiración, eje, equipo de sellado del eje de turbina y cojinete de empuje.

Su funcionamiento: el agua pasa a presión por la *cámara espiral* y ésta es canalizada para controlar el gasto, el elemento que lleva a cabo esta función son las palas fijas (antedistribuidor), con ello la energía cinética aumenta y esto hace que el agua pase por el *distribuidor* para hacer girar el rodete.

No toda la energía potencial del agua embalsada se convierte en energía cinética, el agua restante actúa como sobrepresión entre el *rodete* y el distribuidor, a ésta presión se le llama *presión de reacción* de ahí se deriva el nombre de turbina de reacción.

Una vez que se ha llevado a cabo la conversión de energía cinética a eléctrica por medio del generador, el agua es devuelta al cauce original del río mediante el *tubo de aspiración* que crea una depresión o presión negativa que realiza un “efecto de succión” (Figura I.7).



Fuente: <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas>

**Figura I.7 Turbina Francis**

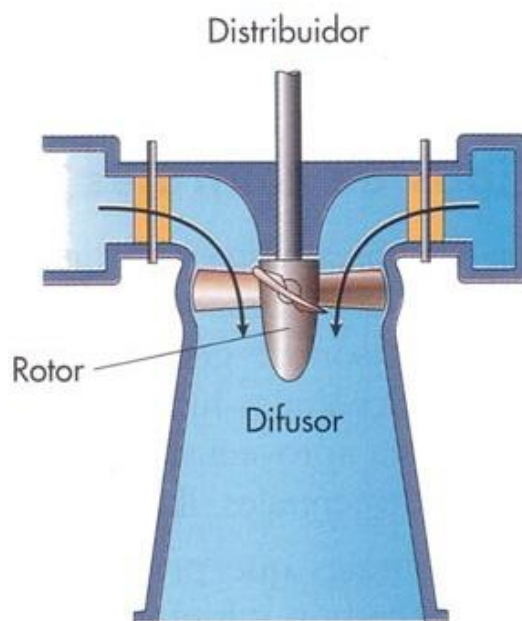
## II. Kaplan

Se utilizan para saltos menores a los 50 metros y con caudales grandes de aproximadamente  $500 \text{ m}^3/\text{s}$ , su velocidad varía entre los 300 y 1100 r.p.m., o sea que, aprovecha los caudales elevados y las pequeñas alturas. Las principales partes componentes de la turbina son: cámara espiral, distribuidor, rodete, palas y tubo de desfogue.

El funcionamiento es similar al de las turbinas Francis. El agua entra a la cámara espiral para después hacer girar el rodete por medio del distribuidor. La diferencia radica en que al haber mayor carga de líquido se debe reducir el diámetro del rodete, aumentar la caída de agua, modificar el ángulo de los alabes y disminuir su número. Esto representaba un problema al que se le tuvo que encontrar solución, de tal manera que la

entrada del agua es de forma axial, o sea, en dirección del eje y no radial como las turbinas Francis.

Para ello, los alabes o palas, giran sobre la marcha y se van ajustando automáticamente según la carga para poder tener condiciones máximas de acción, y el número de alabes depende de la altura de la caída del agua, éstas van desde 2 y 4 para las alturas pequeñas y de 5 a 8 para las alturas mayores (Figura I.8).



Fuente: [www.exatecno.net/ampliacion/energia/TurbinaKaplan03-Funcionamie.jpg](http://www.exatecno.net/ampliacion/energia/TurbinaKaplan03-Funcionamie.jpg)

**Figura I.8 Turbina Kaplan**

## ii. Turbinas de acción

Son turbinas que utilizan sólo la velocidad del agua para realizar su trabajo eficientemente, la salida y la entrada son prácticamente iguales, esto quiere decir que la energía del agua que sale del distribuidor es totalmente cinética. Son turbinas de admisión parcial, ya que sólo permiten el flujo del agua en una parte del rodete, la presión del agua no varía en los alabes. El rodete no se encuentra inundado y se encuentra a presión atmosférica.

La turbina más utilizada en la práctica es la turbina Pelton, aunque también existen otras, tales como la turbina Banki Michell y la turbina Turgo de inyección lateral; pero para nuestro estudio sólo hablaremos de la turbina Pelton.

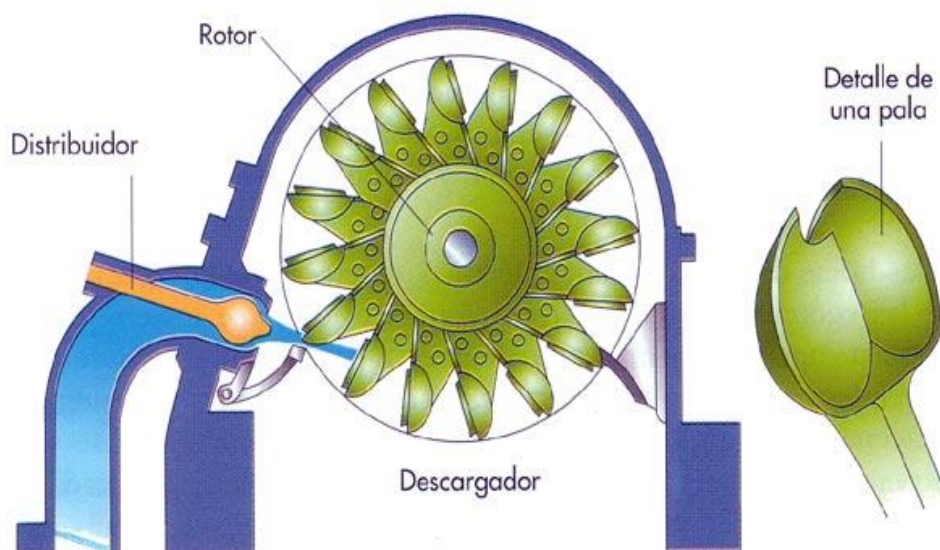
## I. *Pelton*

Son las turbinas de acción más utilizadas porque admite saltos de gran altura (mayores a los 100 metros) y para pequeños caudales de aproximadamente  $10 \text{ m}^3/\text{s}$ , llegan a obtener una velocidad de salida del inyector de unos 150 m/s. Son capaces de turbinar hasta el 10% del caudal nominal con rendimientos óptimos. Pueden instalarse de manera horizontal y vertical, con uno o varios inyectores, así como de uno o varios rodetes. Las partes que contienen estas turbinas son: tubería de distribución, inyector, rodete, carcasa, cámara de descarga y eje de turbina.

El funcionamiento: la energía potencial gravitatoria que se obtiene del agua embalsada, es llevada por medio de una tubería forzada hacia la *tubería de distribución*, y es ahí, donde la energía potencial, casi sin pérdidas, se convierte en energía cinética.

Al salir el agua a través del *inyector* que está provisto de una válvula de aguja, pieza que controla la salida del agua de la tobera, que tiene como función la de cerrar más o menos los orificios, para así poder mantener una velocidad constante del *rodete* y para poder evitar empalamientos, o que de alguna manera se produzca una reducción del número de revoluciones del mismo, por la disminución o aumento respectivo de la carga solicitada por el generador.

Para disponer de la máxima energía cinética, el agua es pasada por el inyector de tal manera que el chorro es dirigido tangencialmente hacia los alabes del rodete, tal que se originan dos chorros que salen despedidos lateralmente y los chorros resultantes van dirigidos hacia la *cámara de descarga*. Una vez hechos los movimientos correspondientes de la turbina, se produce la conversión de energía eléctrica por medio del *eje de la turbina* acoplado al generador (Figura I.9).



Fuente: [www.exatecno.net/ampliacion/energia/TurbinaPelton.htm](http://www.exatecno.net/ampliacion/energia/TurbinaPelton.htm)

**Figura I.9 Turbina Pelton**

#### **b) Generador**

Es la máquina que convierte la energía mecánica de rotación que suministran las turbinas en energía eléctrica en sus terminales, mediante el giro de un rotor en medio de un campo magnético conformado por imanes.

#### **c) Transformador**

Es el dispositivo capaz de convertir una tensión de entrada (salida del generador) en una tensión distinta de salida, que en este caso es energía eléctrica y es elevada para poder reducir las pérdidas de transporte en la línea.

#### **d) Líneas eléctricas**

Son líneas que transportan la energía eléctrica desde la central eléctrica hasta el centro de consumo o a la red de interconexión.

### 1.1.3. Aspectos ambientales

En general, esta energía al ser energía renovable, es más limpia que la producción de energía mediante combustibles fósiles; como dato tenemos que la generación de un kW en una minihidroeléctrica contamina trescientas veces menos que en una planta generadora a base de carbón.

En lo general, no produce gases de efecto invernadero, ni contaminación al medio acuático, no genera residuos contaminantes al medio ambiente, ya que su fuente de energía es el agua y su recurso está disponible en muchas partes; reduce riesgos de inundaciones en las partes bajas del río. Algunas ventajas que se tienen de esta tecnología son:

- Da servicio a zonas aisladas de la red eléctrica, genera puestos de trabajo en su construcción, mantenimiento y operación.
- Contribuye a la diversificación de las fuentes de energía, así como a la disminución de la dependencia energética de fuentes convencionales.
- Reduce el grado de erosión, ya que por naturaleza el río causa este efecto; y a consecuencia de esto, evita que el suelo sea arrastrado por las crecientes en tiempos de lluvia.
- Ayuda a las labores agrícolas, por su pequeña derivación de no más de 10 metros de altura (BUN-CA\_H, 2002).

Algunos de los efectos negativos de menor entidad que los de las grandes centrales es que las pequeñas construcciones de azudes afectan considerablemente la migración de peces río arriba, por lo que se planea construir escaleras para que sean utilizadas por los peces que migran hacia la parte alta de los ríos y deben de mantener un reflujo adecuado (caudal ecológico) para la conservación del ecosistema fluvial.

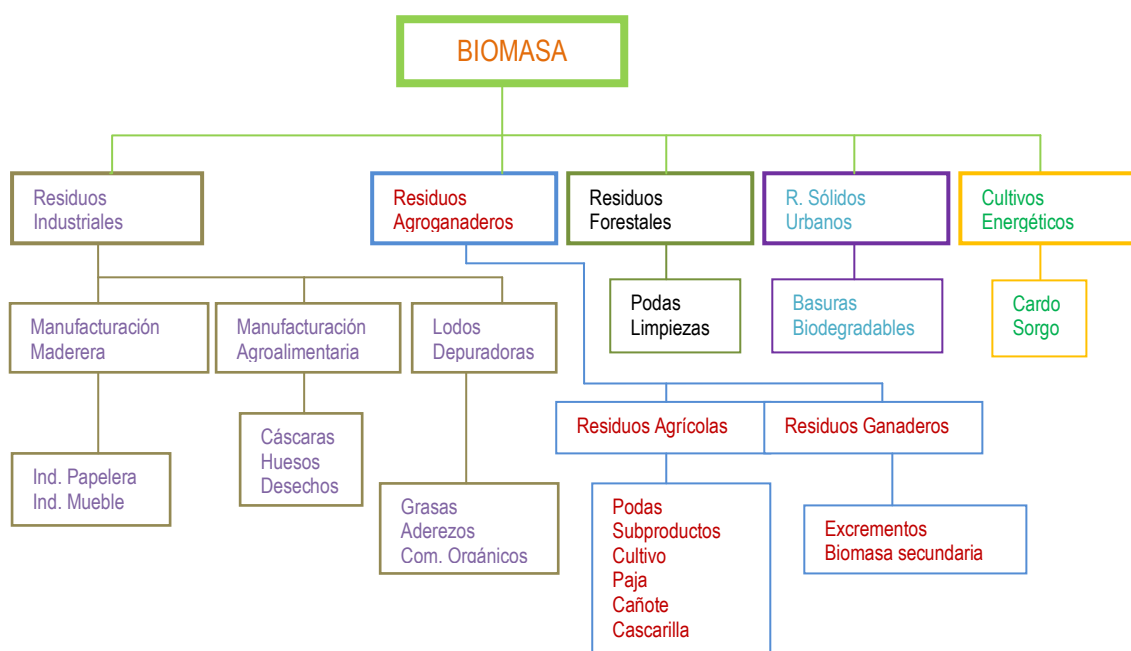
Otro, es la ocupación del terreno y la transformación del territorio, ya que se hacen las respectivas derivaciones y captaciones del recurso hídrico y afectan considerablemente la fauna y la flora del río.

## 1.2. Biomasa

La biomasa es un recurso renovable que se encuentra en la naturaleza, ya que está definido como: toda forma que almacena energía solar en la naturaleza (plantas terrestres y acuáticas) o en residuos de materias o animales (agricultura o estiércol). También puede ser, cualquier tipo de materia orgánica, tanto de origen vegetal como animal, esto se da como resultado de un proceso de conversión fotosintética.

Algunos ejemplos para la biomasa son: los residuos forestales, leña, arbustos, residuos de poda, residuos agrícolas (paja), estiércol, residuos sólidos urbanos y aguas residuales, residuos de industrias madereras, agroalimentarias y papeleras, entre otros.

Se clasifica en: biomasa seca que es la obtenida con humedad menor al 60% y la biomasa húmeda que es la obtenida con humedad mayor del 60%. Por lo tanto la biomasa a grandes rasgos se divide en cinco tipos (Figura I.10).



Fuente: [www.appa.es/03renovables03/03renovables1-3-1.htm](http://www.appa.es/03renovables03/03renovables1-3-1.htm)

**Figura I.10 Esquema de la división de la biomasa**

De estos cinco tipos viables para la producción de energía calorífica o eléctrica así como también para la generación de combustibles, se tiene la siguiente clasificación para su conversión: *Termoquímicos* y *Biológicos*.

### 1.2.1. Definición y tipos

#### 1.2.1.1. Definición

##### **Termoquímicos**

Se basan en la utilización del calor para transformar la biomasa. Se dividen en los siguientes procesos: a) *Combustión*, b) *Pirolisis* y c) *Gasificación*.

##### **Biológicos**

Se basan en la descomposición de la biomasa mediante bacterias anaerobias. Se clasifican en los siguientes procesos: d) *Degradación Anaerobia* y e) *Fermentación*.

#### 1.2.1.2. Tipos

Los tipos de tecnología se describen brevemente en esta sección.

- a) **Combustión:** Es la oxidación completa de la biomasa por el oxígeno del aire, libera agua y gas carbónico. Puede servir para la calefacción doméstica y para la producción de calor industrial.
- b) **Pirólisis:** Es la oxidación incompleta de la biomasa a altas temperaturas en ausencia de oxígeno, éstas varían entre 250 y 600°C.
- c) **Gasificación:** Consiste en hacer reaccionar un combustible sólido con vapor de agua y con aire u oxígeno a altas temperaturas entre los 800 y 1100°C.
- d) **Degradación Anaerobia:** Consiste en la descomposición de la materia orgánica por medio de las bacterias y en ausencia de aire, que provoca un biogás rico en metano. También se emplea para el tratamiento de la basura<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> [www.appa.es/03renovables03/03renovables1-3-2.htm](http://www.appa.es/03renovables03/03renovables1-3-2.htm)

### **1.2.2. Aspectos técnicos**

En esta sección, se abordarán las definiciones relacionadas con los procesos termoquímicos: a) combustión, b) pirolisis y c) gasificación y los procesos biológicos: d) degradación anaerobia y e) fermentación. De manera breve se da la explicación del funcionamiento y de las características generales de cada tipo de proceso para la producción de electricidad.

En una segunda instancia se darán a conocer los elementos mecánicos con los que cuenta cada tipo de tecnología. Los elementos de los procesos termoquímicos y biológicos son similares, ya que éstos tienen la generalidad de utilizar calor para transformar la materia y por ende utilizan los mismos componentes mecánicos.

#### **1.2.2.1 Combustión**

Es la oxidación completa de la materia para producir dióxido de carbono, vapor de agua, cenizas y principalmente calor.

La combustión se lleva a cabo mediante la unión de una sustancia (combustible) con el oxígeno en su estado gaseoso ( $O_2$ ) a altas temperaturas, que llegan a oscilar entre los 600 y 1300°C. Su combinación desprende calor al quemarse y luz al arder. Los combustibles para la combustión se consideran sólidos o líquidos y están formados por carbono, azufre, hidrógeno y oxígeno.

Algunos de los combustibles para este efecto son: leña, carbón vegetal, turba, orujillo, biomasa forestal, residuos de cultivos agrícolas (paja de trigo y cebada, bagazo de caña, cáscaras de nuez, coco y almendras), y residuos de bosques destinados a la fabricación de madera y pasta de papel (IDAE (2), 2007).

Lo anterior representa la clasificación de biomasa seca o húmeda, para casos de eficacia térmica, tenemos que al utilizar biomasa seca (<20% de humedad), el rendimiento oscila entre 80 y 85%, y para el caso de biomasa húmeda (>50% de humedad), el rendimiento está entre el 65 y 70%, y para el caso global de la utilización

de la biomasa con fines de generación de electricidad su eficacia oscila alrededor del 30% (Creus, 2004).

Una planta de combustión de biomasa funciona igual que una planta termoeléctrica convencional, sólo que en este caso el combustible a reaccionar no es fósil, si no que es biomasa, así que se describirá el comportamiento de una planta termoeléctrica.

Una vez que se escogió el tipo de combustible se transporta dentro de una *caldera*, la materia es quemada mediante una parrilla, esta se encuentra en el fondo de la caldera. Aquí, la energía química del combustible se transforma en energía térmica para poder producir vapor. Este es conducido a la *turbina de vapor* que mediante un ciclo Rankine realiza la conversión de energía térmica a energía eléctrica ya que está acoplada a un *generador* que producirá electricidad. Al terminar de realizarse la combustión, quedan residuos que son aprovechados para la producción de fertilizantes.

#### 1.2.2.2 Pirolisis

Consiste en la descomposición de la materia orgánica por la aplicación de calor en ausencia de oxígeno; de igual forma es un proceso químico que consiste en el calentamiento de la biomasa en ausencia de oxígeno a altas temperaturas, entre 400°C y 800°C.

Los gases que libera (gas de síntesis) son principalmente el monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) y pequeñas cantidades de hidrocarburos ligeros; éstos pueden convertirse en energía quemándolos en motores de gas para la producción de electricidad (Creus, 2004).

Las materias primas con las que se puede llevar a cabo satisfactoriamente el funcionamiento de este tipo de tecnología son los subproductos agrícolas y forestales y los residuos sólidos urbanos.

El funcionamiento de estas centrales de igual manera es similar al de una termoeléctrica convencional, así que la describiremos en breve. La materia prima es llevada a un *horno*

se calienta mediante el *reactor térmico* y realiza un ciclo termodinámico Rankine, los gases se dirigen a una *turbina de gas* y después realiza la conversión de energía térmica a energía eléctrica mediante un generador acoplado a la turbina.

Los residuos líquidos pueden ser cetonas, ácido acético, compuestos aromáticos y otras fracciones más pesadas. Los residuos sólidos, es un residuo de carbón vegetal o coque de pirolisis, que puede utilizarse como combustible, para la producción de carbón activo o en un gasificador y convertirse en gas combustible.

En conclusión, la pirolisis parece ser un buen método de obtención de energía a partir de la biomasa seca, y quizás, el mejor para convertir los residuos sólidos urbanos en compuestos de interés económico.

### 1.2.2.3 Gasificación

Es una combustión en condiciones de defecto de oxígeno, del que se produce CO, CO<sub>2</sub>, hidrógeno (H<sub>2</sub>) y CH<sub>4</sub>, en proporciones que dependen de la materia prima y las condiciones del proceso. La temperatura mínima que debe tener para obtener un buen rendimiento será de 700 a 800°C y una temperatura máxima de 1500°C (Creus, 2004).

El combustible a utilizar en esta tecnología puede ser la madera, el carbón vegetal, la turba, aserrín, así como los residuos agrícolas y urbanos.

También podremos definir a la gasificación como un proceso de combustión incompleta del que como producto principal se obtiene un *gas combustible* con los elementos antes mencionados y por lo tanto es parte del proceso de la *incineración*. Este es un proceso alternativo de eliminación de residuos mediante una combustión controlada que los transforma. La incineración consiste en destruir térmicamente los contaminantes y valorizar energéticamente los residuos combustibles.

Para la gasificación, se tiene como materia prima a la biomasa de Residuos Sólidos Urbanos (RSU), por lo que existen diferentes tipos<sup>4</sup>.

- a) *Gasificación por plasma*: En este método los RSU son tratados en un reactor a una temperatura de 5000°C o mayor en ausencia casi total del oxígeno, para descomponer los materiales del desecho en una estructura molecular básica. Lo que hace realmente, es convertir los desechos orgánicos en un gas compuesto principalmente en H<sub>2</sub> y CO y los desechos inorgánicos en un vidrio inerte.
- b) *Gasificación con oxígeno*: Los RSU son introducidos a un reactor a presión controlada y que con la adición de oxígeno o vapor de agua y a una temperatura de 1500°C a 1600°C producen un gas rico en hidrocarburos, que puede tener diferentes usos.
- c) *Gasificación con aire enriquecido*: Es similar a la gasificación con oxígeno, estos gases de combustión son mayores y esto representa un problema de manejo de los gases resultantes.
- d) *Gasificación por calentamiento externo*: Se realiza dentro de un tambor rotatorio el cual es calentado indirectamente, produciendo gases que contienen cantidades importantes de contaminantes y residuos líquidos tales como alquitranes.
- e) *Gasificación en ausencia de oxígeno*: Es la gasificación de la biomasa en ausencia de oxígeno a una temperatura de entre 650 y 950°C, casi podría garantizar la totalidad de la gasificación de la biomasa, de este proceso resultan gases tales como el CO<sub>2</sub>, CO, H<sub>2</sub> e hidrocarburos ligeros.

Después de haber realizado la quema del combustible, se lleva a cabo una vez más el ciclo Rankine para la producción de electricidad, mediante el acoplamiento de una *turbina de gas o motor de combustión interna*, dependiendo del proyecto a implementar para la generación de energía eléctrica.

---

<sup>4</sup> Sección basada en un documento de VIMAZA ENERGIA, S.A. de C.V.

#### 1.2.2.4 Degradación anaerobia

Consiste en la descomposición por la acción de las bacterias en ausencia de aire de los desperdicios orgánicos o de la biomasa húmeda. Como ejemplo se tiene al cieno de aguas residuales, desechos de residuos sólidos urbanos, desechos animales o desperdicios agrícolas y algas. Son colocadas en un recipiente de reacción con bacterias.

Se emplea para el tratamiento de la basura y da lugar a una mezcla de productos gaseosos, principalmente metano y dióxido de carbono, llamado *biogás*, que se puede utilizar para generar calor o electricidad, mediante *turbinas de gas o motores de combustión interna*.

Para su tratamiento, en principio, se puede utilizar como materia prima de la degradación anaerobia, todo tipo de biomasa húmeda, aunque su viabilidad se deriva de la composición y contenido de nutrientes de cada tipo de materia, ya que se trata de un proceso microbiológico. La tecnología utilizada para su tratamiento son dos: los *Digestores Anaerobios* y los *Rellenos Sanitarios*

##### a) Digestores anaerobios

Son recipientes estancos que deben de permitir la carga y descarga de materiales y tener un dispositivo para almacenar y recoger el gas producido. También son fosas donde se lleva a cabo el proceso de la descomposición anaeróbica de la materia orgánica que produce un gas combustible llamado *biogás*.

Está compuesto por los siguientes componentes: metano ( $\text{CH}_4$ ) con una proporción de 60 a 80%, dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) de 30 a 40%, hidrógeno ( $\text{H}_2$ ) de 5 a 10%, nitrógeno ( $\text{N}_2$ ) de 1 a 2%, monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) de 0 a 1.5%, oxígeno ( $\text{O}_2$ ) de 0,1%, ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) de 0 a 1% y el vapor de agua de 0.3% (Creus, 2004).

En la digestión anaerobia las reacciones biológicas, se llevan a cabo en tres etapas con un aproximado en tiempo de 10 y 25 días.

- La primera etapa es la *hidrólisis* en la que cierto tipo de bacterias como las anaerobias, aerobias y las facultativas, producen la degradación de polímeros orgánicos complejos que constituyen la biomasa y de esto se da lugar a moléculas simples.
- La segunda etapa es la *acidogénesis* que consta de la glucosa producida por la etapa anterior, donde es fermentada bajo condiciones anaeróbicas en varios ácidos, de lo que resultan ácidos tales como el acético, el butírico, propiónico, el etanol, así como el hidrógeno y dióxido de carbono, que serán el alimento de las bacterias metanogénicas en la siguiente etapa.
- La tercera y última etapa es la *metanogénesis* que se lleva a cabo en un digestor cerrado en donde se crean las condiciones ideales para la producción de las bacterias estrictamente anaerobias llamadas metanogénicas, ya que la magnitud de su población condiciona la producción de metano, por lo que la velocidad de reproducción es muy baja.

La digestión debe de realizarse mediante ciertas condiciones ideales de temperatura, de acidez, contenido en sólidos, nutrientes y tóxicos.

- La temperatura debe de estar a aproximadamente a unos 35°C.
- Con una cierta acidez, ya que con un pH <6.2 la actividad de las bacterias metanogénicas son inhibidas o simplemente se bloquean, así que, para una mejor digestión debe efectuarse en un pH de entre 6.6 a 7.6, con un óptimo entre 7 y 7.2.
- Debe de tener una relación carbono nitrógeno (C/N) no mayor a 35 y con un óptimo de 30.
- La concentración de sólidos en el digestor debe de ser inferior a un 10%, ya que si la alimentación está muy diluida los microorganismos no tendrán alimento y en cambio si existen muchos sólidos las bacterias no tendrán movilidad.
- Respecto a los nutrientes que deben de estar presentes son el carbono, nitrógeno, fósforo, azufre y algunas sales minerales, ya que su ausencia o escasez reducirían el rendimiento de la velocidad del proceso de digestión.

- Tomando en cuenta los tóxicos existentes, el primero que tiene que ausentarse es el oxígeno, ya que son microorganismos meramente anaerobios, sí se llegase a tener un exceso de nitrógeno, podríamos desarrollar concentraciones de amoníaco que inhibirían la digestión, así como también tener la presencia del exceso de sales minerales y de pesticidas o detergentes (IDAE (3), 2007).

El combustible o materia orgánica con la que se alimenta el biodigestor son los desechos orgánicos, como los excrementos de animales, desperdicios de comida y rastrojos de siembra. El biogás producido se puede utilizar para cocinar o para generar electricidad.

La construcción de los *biodigestores* llamados de esa manera porque contienen desechos *orgánicos*, cuenta sólo con una fosa que es tapada con plásticos especiales o un tinaco comercial y tuberías de PVC para transportar el gas metano, a grosso modo (Figura I.11).

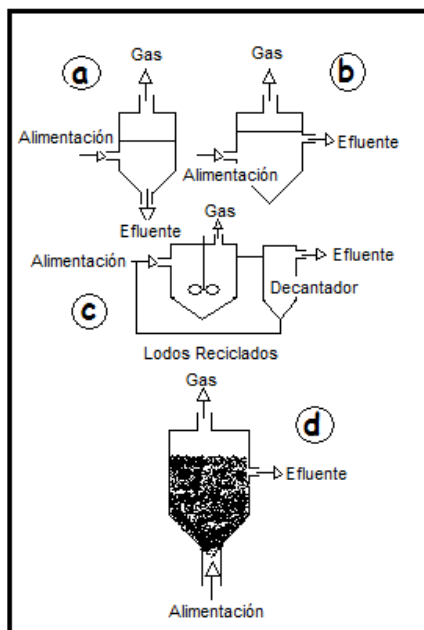


Fuente: [www.textoscientificos.com/energia/biomasa](http://www.textoscientificos.com/energia/biomasa)

**Figura I.11 Biodigestor**

Existen otros digestores que son recipientes cerrados, como ejemplo los tinacos. Se pueden construir de una manera muy sencilla y para ello hay diferentes tipos de digestores, tales como (Figura I.12):

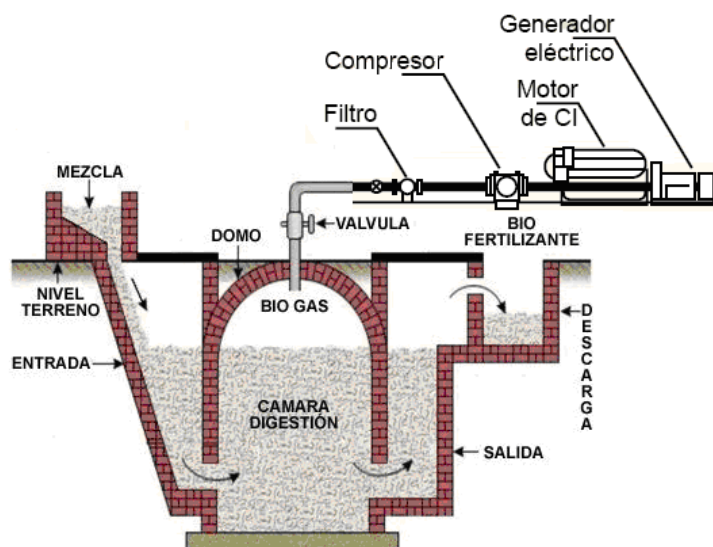
- a) Digestor Continuo Convencional
- b) Digestor de Mezcla Completa
- c) Digestor de Contacto
- d) Digestor de Filtro Anaerobio.



Fuente: La autora a partir de Jarobo et. al., 2000

**Figura I.12 Tipos de digestores**

La aplicación más usual del biogás es la de producir electricidad mediante un motor de combustión interna, con la peculiaridad de transformar el motor de diesel en motor que utilice el biogás. Una de las modificaciones que se le realizan al motor diesel es realizar la mezcla aire-gas con un carburador especial. Una vez funcionando el motor se acopla un generador eléctrico para la producción de energía eléctrica (Figura I.13).



Fuente: <http://biodigestores.org/wp-content/uploads/2007/11/biodigestor.jpg>

**Figura I.13 Esquema de un biodigestor para generar electricidad**

Otra aplicación que puede tener el proceso de conversión biológica es, utilizar los residuos sólidos urbanos (RSU) mediante la técnica de los rellenos sanitarios.

#### **b) Rellenos sanitarios**

Es una obra de ingeniería para la colocación de residuos sólidos urbanos no peligrosos, con el fin de no contaminar el ambiente, así como el subsuelo y los mantos acuíferos. La basura es depositada en un espacio adecuado para su confinamiento y se va cubriendo con capas de arcilla diariamente y compactándola para reducir su volumen.

La materia orgánica que constituye la basura, es transformada, por medio de bacterias anaerobias y facultativas,; formando una mezcla de gases llamado biogás.

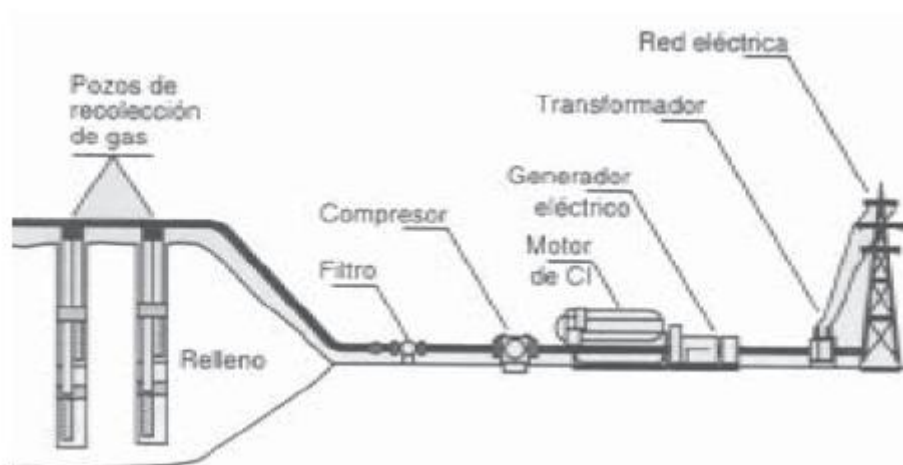
Las condiciones ideales que deberán de presentar, es la composición de la basura y los factores físicos ambientales.

- Con respecto a la composición se habla de que la basura depositada en los rellenos sanitarios en los países en desarrollo tiende a estabilizarse en un periodo de 10 a 15 años y cuando la composición tiene alto contenido de cartón se tardan 20 años o más.
- Los factores físicos implicados en este proceso, son el de la humedad, el pH, la temperatura y la ausencia de aire, tanto que la temperatura debe de estar entre 25° y 40°C, el pH debe de estar entre 6.8 y 7.2 (Arvizu, 1997).

La descomposición por la biodegradación en ausencia de oxígeno, es proporcionada mediante una red de tuberías verticales y horizontales en el relleno sanitario, de tal manera que se hacen bloques de aproximadamente 3 metros de espesor, y se rellenan de capas de arcilla compactada para evitar la fauna nociva, los olores desagradables y la filtración excesiva de agua de lluvia.

Una vez dispuesto el relleno sanitario, se hacen perforaciones verticales de 60cm de diámetro y una profundidad del 75% del relleno, en el cual se introduce una tubería de PVC de 4'' de diámetro. Se rellena el espacio restante entre el tubo y la perforación con grava clasificada para evitar filtraciones y así poder recuperar el biogás. Una vez recuperado el biogás es limpiado y condensado antes de ser mandado a un motor de

combustión interna acoplado a un generador para la producción de energía eléctrica (Arvizu, 1997) (Figura I.14).



Fuente: [www.iie.org.mx/boletin042003/apli.pdf](http://www.iie.org.mx/boletin042003/apli.pdf)

**Figura I.14 Esquema de generación de electricidad de un relleno sanitario**

#### 1.2.2.5 Equipo mecánico

Los elementos mecánicos utilizados para los procesos termoquímicos son: reactor térmico, gasificador, horno, caldera, turbina de vapor, turbina de gas, motor de combustión interna que comparte créditos con los procesos biológicos, y los que están en todas las centrales son el generador, transformador y líneas eléctricas.

##### a) Reactor térmico

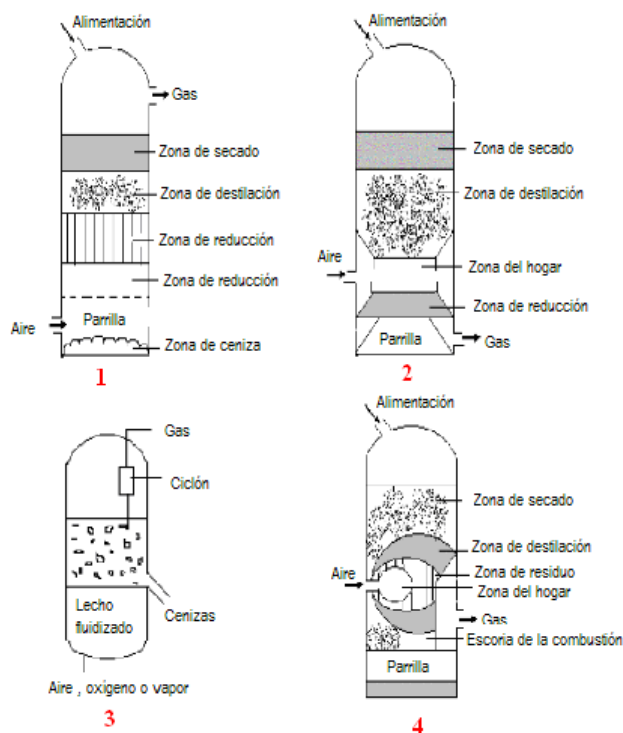
Es un dispositivo capaz de generar calor mediante un quemador. Consta de tener un combustible, ya sea sólido o gaseoso, para poder realizar la combustión necesaria para producir una llama que será la que mantendrá el reactor térmico encendido a una temperatura deseada para la producción de calor. Como ejemplo, se debe de mantener una temperatura de 1200°C para poder realizar el efecto de pirolisis.

La función específica del reactor térmico es permitir una combustión cabal y perfecta de los gases que se desprenden del quemador a altas temperaturas con gran exceso de aire.

## b) Gasificador

Es un dispositivo que emplea los procesos de combustión en condiciones de ausencia de oxígeno para poder generar calor y/o vapor. También produce CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> en diferentes proporciones según el combustible o materia prima y en condiciones distintas de procesos. En contexto con lo anterior, existen diferentes tipos de *gasificadores* tales como (Figura I.15):

- i. *Gasificador de corriente ascendente o tiro directo*, es el más antiguo, la toma de aire se encuentra en el fondo y los gases salen por arriba. Cerca de la parrilla, en el fondo, se lleva a cabo la combustión y en la parte alta tienen lugar el calentamiento y la pirolisis de la carga.
- ii. *Gasificador de corriente descendente o tiro invertido*, el aire es introducido a la mitad del gasificador ahí se lleva a cabo la oxidación. Para evitar el arrastre de alquitranes con la corriente de gas, éste sale por la parte inferior una vez calentado por carbón vegetal, produciendo gas sin alquitrán.
- iii. *Gasificador de lecho fluidizado*, el aire se hace pasar por un lecho de partículas sólidas a cierta velocidad que las mantendrá en estado de suspensión, a modo que el combustible se piroliza rápidamente, por lo que se realiza una mezcla de componentes con altas cantidades de materiales gaseosos.
- iv. *Gasificador de tiro transversal*, es una adaptación del empleo de carbón vegetal y así mismo, sirve como aislamiento para altas temperaturas.



Fuente: Masera, et. al., 2005

**Figura I.15 Tipos de gasificadores**

### c) Horno

Es un dispositivo capaz de generar calor y mantenerlo en un espacio cerrado. La alimentación del horno es mediante diferentes combustibles, tales como leña, gas y todo tipo de biomasa.

Existen diferentes tipos de hornos, haremos mención a los que utilizan como combustible los RSU. El de *parrilla móvil*, consta de tener un dosificador de los RSU que los va distribuyendo en capas sobre la parrilla, otra forma de utilizarla, es que mediante un movimiento alternativo o vibratorio, la parrilla lleva los RSU hacia el horno. En el *horno rotatorio*, el material se transporta a lo largo del horno por medio de la rotación de un cilindro inclinado. Por último, en el *lecho fluidizado*, los RSU se queman sobre un lecho de arena, cal o material cerámico y es agitado violentamente por el aire de combustión.

#### d) Caldera

Es un dispositivo capaz de generar vapor mediante una transferencia de calor a presión constante, existen dos tipos de calderas.

Las *acuotubulares*, en éstas el fluido presente se desplaza a través de tuberías durante el calentamiento y son las más utilizadas en las centrales termoeléctricas, ya que permiten mayor presión a la salida y por ende permiten gran capacidad de generación. Las *pirotubulares*, constan de tener un fluido líquido en un recipiente y es atravesado por tubos en los cuales circula fuego y gases de un proceso de combustión (Maser, et. al., 2005).

#### e) Turbina de vapor

Es una turbomáquina que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica mediante el rodete o rotor, estas son máquinas de gran velocidad (Figura I.16).

Los elementos con los que cuenta la turbina de vapor son los siguientes: *rotor*, *estator* y *toberas*.

**Rotor:** Es el elemento móvil del sistema, consta de unos alabes que están unidos al eje de la turbina y son los que realizan la conversión de energía al pasar el vapor por ellos.

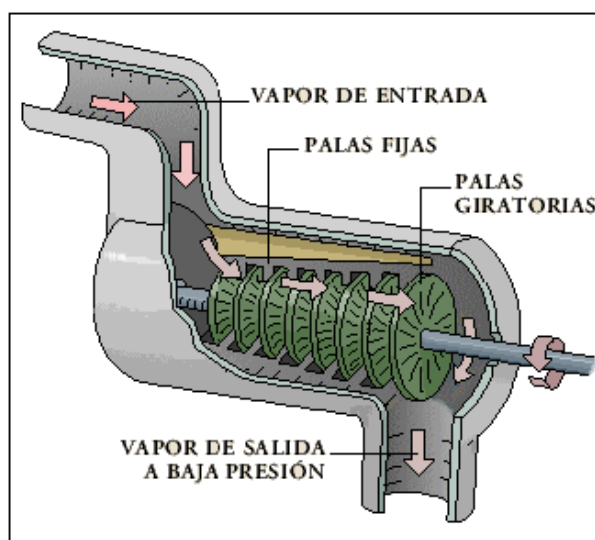
**Estator:** Es el elemento fijo del sistema y está constituido por la carcasa de la turbina y al igual que el rotor, cuenta con unos alabes que están escalonados para poder realizar la conversión de energía.

**Toberas:** Son los elementos que se encargan de distribuir el vapor entrante o saliente al interior o desde el interior de la turbina.

Existen dos tipos de turbinas las *de acción* y las *de reacción*.

**Acción:** Son las que realizan el cambio de energía en los alabes del estator o las toberas, al pasar el vapor por el rotor se tiene una disminución de velocidad y la presión se mantiene constante.

**Reacción:** Son las que realizan su trabajo en ambas partes de la turbina, ya sea en el estator o en el rotor.

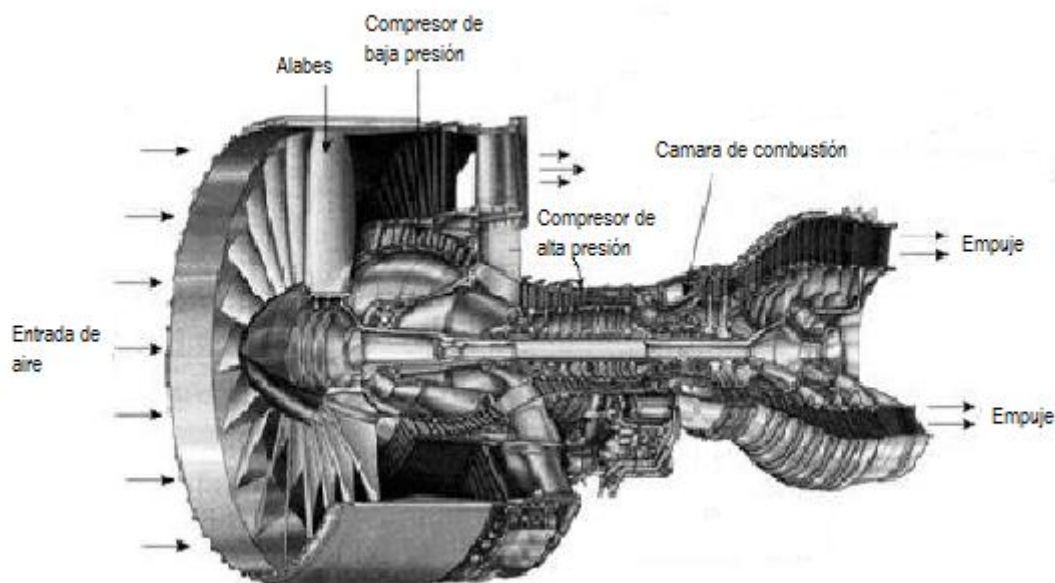


Fuente: <http://html.rincondelvago.com/files/2/4/0/000402401.png>

**Figura I.16 Turbina de vapor**

#### f) Turbina de gas

Es una turbomáquina cuyo fluido de trabajo es un gas y tiene una velocidad de giro muy elevada. Consta de tres secciones principales, un compresor, un quemador y una turbina de potencia. Operan con base en el ciclo Brayton, el aire es comprimido, mezclado con combustible y aire y es quemado bajo condiciones de presión constante. El gas caliente producido por la combustión es expandido a través de la turbina la cual la hace girar para llevar a cabo su trabajo, acoplada a un generador podrá generar electricidad (Figura I.17).



Fuente: [www.cie.unam.mx/.../Termodinamica/node36.html](http://www.cie.unam.mx/.../Termodinamica/node36.html)

**Figura I.17 Turbina de gas**

#### **g) Motor de combustión interna**

Es una máquina que mediante la acción de la energía química, la transforma a energía mecánica para mover un eje acoplado a un generador que producirá energía eléctrica. Para el caso específico de los procesos biológicos, se realiza un cambio en el motor, para poder carburar con biogás y no con diesel o gas-oil.

#### **h) Generador**

Es un dispositivo capaz de generar electricidad mediante el movimiento de un eje que está acoplado a una turbina la cual genera la energía mecánica, se ubica entre un campo magnético y es capaz de realizar la transformación de energía mecánica a eléctrica.

#### **i) Transformador**

Es una máquina eléctrica capaz de transformar un potencial de tensión menor a uno, mayor o viceversa mediante un embobinado de un núcleo de hierro haciendo que la fuerza electromagnética de entrada (salida del generador) la transforme en una tensión

de salida distinta. En este caso, deberá ser mayor a la de entrada, para poder reducir las pérdidas en las líneas eléctricas al transportar la energía.

#### **j) Líneas eléctricas**

Son elementos capaces de transportar la energía eléctrica de la central generadora al sitio de consumo.

### **1.2.3 Aspectos ambientales**

Los combustibles originados a partir de la biomasa presentan escaso contenido de azufre, no forman escorias en su combustión, tienen bajo contenido en cenizas y contribuyen a mejorar la calidad del medio ambiente. Tienen algunas ventajas tales como:

- Los cultivos y plantaciones energéticas ayudan a estabilizar el suelo, lo que reduce la erosión y pérdidas de nutrientes.
- Las partículas sólidas existentes y la toxicidad en los biocarburantes son menores que los generados por combustibles fósiles.
- Causan un estado neutro de emisiones de CO<sub>2</sub> ya que estos se liberan al quemar la biomasa seca, que es la misma que captó la vegetación durante su crecimiento.
- Tiene un escaso o casi nulo contenido de azufre, la combustión de la biomasa no produce óxidos de este elemento, los que provocan la lluvia ácida. Permite recuperar en las cenizas, elementos minerales como el fósforo y potasio que pueden ser utilizados para crear fertilizantes.
- Aumenta la producción de nitrógeno, fósforo y potasio que sirven para generar micronutrientes para el suelo, se eliminan los malos olores, moscas, parásitos y disminuyen la maleza en los cultivos, mejora la retención de humedad y desenvolvimiento de microorganismos en el suelo.
- El residuo del proceso anaerobio, reduce la contaminación del agua debido a que se utilizan desechos animales y agrícolas antes de que penetren al suelo y lleguen a los ríos cercanos.

- Produce excelentes nutrientes para utilizarlo como fertilizantes para la agricultura.
- Disminuye el volumen de basura, malos olores, lixiviados y la generación de gas metano, ya que es captado para su utilización en la generación.

Ya que una parte significativa de la biomasa son residuos que deben de ser eliminados, su aprovechamiento energético suele ser utilizada para convertir un residuo en un recurso.

## Conclusiones

En la descripción del capítulo se observaron las especificaciones técnicas de las dos tecnologías así como de los equipos electromecánicos utilizados en éstas. También se pudo constatar las especificaciones operativas de las dos tecnologías estudiadas.

Para el uso eficaz de la minihidroeléctrica, se constató que su utilización deberá ser en proyectos locales, ya que la instalación de sus elementos no requiere más que de un pequeño caudal o en su defecto, un pequeño embalse. Todo ello con el fin de utilizar los recursos disponibles y que se encuentren cerca del lugar de consumo, para evitar costes mayores.

Para el uso de la biomasa seca como combustible en la generación de electricidad, se observó que la utilización de los elementos electromecánicos son similares, debido a que manifiestan el mismo comportamiento por ser procesos térmicos, teniendo como resultado la producción de elementos gaseosos. Su aplicación puede ser extensa.

Para el caso de los procesos biológicos se observó que la aplicación es aún más local, ya que el recurso es más bien un residuo que debe de aprovecharse para evitar contaminación de cualquier tipo. Sus elementos electromecánicos son compartidos con los procesos térmicos, ya que también el resultado de su comportamiento es la producción de gas.

El uso de estas tecnologías en la generación de energía eléctrica, se ve beneficiada de manera ambiental a grandes rasgos, ya que éstas contienen un grado menor de emisiones de GEI a la atmósfera. Ayudan a la contribución del equilibrio territorial, ya que pueden instalarse en zonas rurales y aisladas, lo que las hace sustentables y no dependen de los suministros externos, porque son autóctonas.

Para el caso específico de la minihidráulica, contamina trescientas veces menos en comparación con una central que utiliza carbón o lignito. Para el caso de la biomasa, lo primordial es que convierte un residuo en un recurso.

En el siguiente capítulo conoceremos las experiencias de países que han desarrollado este tipo de proyectos tales como los Estados Unidos de América, España y Brasil. Se dará a conocer un panorama general de sus marcos regulatorios y legales para su implementación así como la evolución de sus capacidades instaladas.

# *Capítulo 2*

Generación eléctrica a partir de  
minihidroeléctricas o biomasa: experiencias  
internacionales

**Esta página se dejó en blanco intencionalmente**

## **2. Generación eléctrica a partir de minihidroeléctricas o biomasa: experiencias internacionales**

### **Introducción**

La tendencia mundial a la diversificación del uso de energías renovables para la generación de electricidad va en aumento. Una de las razones principales, recae en la protección al medio ambiente y la reducción de GEI, que han hecho estragos en el clima global. Por ello, una gran mayoría de países han firmado el Protocolo de Kyoto<sup>1</sup> y éstos tienen el compromiso de cumplir con lo establecido en él.

Por lo anterior, algunos países han empezado a fomentar el uso de las energías renovables, han desarrollado tecnologías más eficientes y han realizado algunos cambios en sus marcos legales para así obtener un aumento significativo en la generación de energía eléctrica con fuentes alternativas. Dentro de éstos países se encuentran los Estados Unidos, España y Brasil.

En el presente capítulo, se abordarán las experiencias que estos países han tenido para desarrollar las tecnologías en el uso de la biomasa y la minihidráulica para la generación de electricidad.

En primera instancia, se estudiarán las experiencias de los Estados Unidos en la promoción del uso de fuentes alternas de energía, a pesar de no haber ratificado su firma en el Protocolo de Kyoto. En segundo lugar, se analizará el caso de España, siendo éste uno de los países que más ha avanzado en el desarrollo de estos proyectos, gracias a su compromiso adquirido en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en un 15%. Por último, se describirá el caso de Brasil, que aunque es un país en vías de desarrollo y no tiene el compromiso directo con el protocolo, no se detiene en la investigación e implementación de tecnología alternativa de generación, siendo uno de los primeros países latinoamericanos que más utiliza la hidroelectricidad y la biomasa, en buena medida gracias a su disponibilidad elevada de estos recursos

---

<sup>1</sup> Protocolo de Kyoto: acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir en 5.2% las emisiones de gases de efecto invernadero global sobre los niveles de 1990 en el periodo 2008-2012. Los 6 gases son: metano, bióxido de carbono, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafluoruro de azufre.

## **2.1. Estados Unidos**

La razón principal de su análisis fue porque Estados Unidos es el principal socio comercial de México, además de ser un país líder en el desarrollo industrial y tecnológico. Se toma como el primer caso de estudio a los Estados Unidos porque se busca tomar como ejemplo su amplia experiencia que tiene con la generación de energía eléctrica con fuentes renovables y así avanzar con firmeza en el desarrollo de estos proyectos en México.

### **2.1.1. Minihidráulicas**

#### **2.1.1.1. Marco legal**

El origen de la regulación hidroeléctrica, comienza con la *Federal Power Commission* (FPC) creada en 1920 por la *Federal Water Power Act* (FWPA), que preveía la concesión de licencias para proyectos hidroeléctricos del Gobierno de los Estados Unidos en tierra o en aguas navegables. Para el 1 de Octubre de 1977 la FPC, fue sustituida por la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), institución que ahora supervisa y regula las industrias de energía en los ámbitos económicos, ambientales y de seguridad.

Hoy en día, la *Federal Power Act* (FPA) de 1920 promulgada como la FWPA, tiene como objetivo principal, coordinar proyectos hidroeléctricos en los Estados Unidos.

Tras la modificación de la ley, se figuran los siguientes estatutos para regular la producción de energía hidroeléctrica:

- *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA)<sup>2</sup>
- *Electric Consumers Protection Act of 1986* (ECPA)<sup>3</sup>
- *Energy Policy Act 1992 y 2005* (EPAAct)<sup>4</sup>

---

<sup>2</sup> [www.law.cornell.edu/uscode/16/uscode\\_sec\\_16\\_00000824---a003-.html](http://www.law.cornell.edu/uscode/16/uscode_sec_16_00000824---a003-.html)

<sup>3</sup> [www.eoearth.org/article/Electric\\_Consumers\\_Protection\\_Act\\_of\\_1986,\\_United\\_States](http://www.eoearth.org/article/Electric_Consumers_Protection_Act_of_1986,_United_States)

<sup>4</sup> [www.eia.doe.gov/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngmajorleg/energypolicy.html](http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngmajorleg/energypolicy.html)

**a) *Public Utility Regulatory Policies Act***

Mediante algunas predicciones en el aumento del precio del petróleo y ante un clima inestable en la producción de la energía eléctrica a finales de los años setentas, la *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) por sus siglas en inglés, fue aprobada en el año de 1978 por el Congreso de los Estados Unidos. El Congreso actuó para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y promover las fuentes alternativas de energía y poder diversificar así a la industria eléctrica del país<sup>5</sup>.

La presente Ley, abre el mercado a los productores independientes, ya que antes sólo el servicio público podía poseer y operar las plantas de generación. Sus objetivos se basan especialmente en los pequeños productores (debajo de los 80MW), en específico, para la producción de electricidad con energías renovables. La empresa pública está forzada a comprar la electricidad de las compañías independientes o privadas, para evitar el costo de inversión, a lo que se le llama “costo evitado” (IEA, 2004).

Una desventaja de esta Ley, es la desregulación en las tarifas, ya que esto conlleva a cobrar altos precios, por lo que esto se justificó de tal manera que si las empresas públicas hubieran generado con sus propios recursos, el costo hubiera sido más alto (Castañeda, 2008).

**b) *Electric Consumers Protection Act of 1986***

Para efectos de *Electric Consumers Protection Act* (ECPA) por sus siglas en inglés, el Congreso le exige a la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), dar consideraciones igualitarias a los valores que no generan electricidad, tales como el medio ambiente, la recreación, los peces y la vida silvestre, igualmente le solicita poder dar fomento a los objetivos en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos tomando en cuenta sus decisiones y concesiones de licencias.

---

<sup>5</sup> [www.law.cornell.edu/uscode/16/usc\\_sec\\_16\\_00000824---a003-.html](http://www.law.cornell.edu/uscode/16/usc_sec_16_00000824---a003-.html)

El Congreso le exige a la FERC, llevar a cabo estudios que le permitan obtener los beneficios relacionados con la cogeneración y con las plantas de pequeña producción de energía.

Con lo anterior, se le da beneficios a los nuevos proyectos que cumplan estrictas condiciones ambientales, por lo que favorece la implementación de las centrales minihidroeléctricas, ya que éstas contienen un alto nivel de protección al medio ambiente, por su pequeña escala<sup>6</sup>.

### **c) *Energy Policy Act***

#### **i. *Energy Policy Act 1992***

La presente Ley fija sus metas creando mandatos y enmienda a las leyes de utilidad para aumentar el uso de energía limpia y el mejoramiento en conjunto de la eficiencia energética del país. Da apertura nacional a los sistemas de transmisión de electricidad. Autoriza incentivos fiscales y estrategias de mercado para la comercialización de las tecnologías de energías renovables, en un esfuerzo para alentar las ventas comerciales y de producción.

Su principal objetivo, fue el de crear un marco para una mayor competitividad en el mercado de generación eléctrica y estableció una nueva categoría de productor de electricidad, llamado *the exempt wholesale generator (EWG)*. Esto hizo más sencilla entrada en el mercado mayorista de electricidad, esto es, hacer la compra de electricidad por mayoreo y venderla a un precio menor, lo que les permite generar y vender electricidad al por mayor sin ser regulados como empresas de servicios públicos. Esto les asegura a los EWG transmitir su energía a los compradores.

#### **ii. *Energy Policy Act 2005*<sup>7</sup>**

El principal objetivo de esta Ley, es autorizar garantías para la innovación de nuevas tecnologías, que eviten las emisiones de los GEI e incrementen la utilización de las energías limpias y renovables. Autoriza subsidios para los productores de fuentes

---

<sup>6</sup> [http://www.eoearth.org/article/Electric\\_Consumers\\_Protection\\_Act\\_of\\_1986,\\_United\\_States](http://www.eoearth.org/article/Electric_Consumers_Protection_Act_of_1986,_United_States)

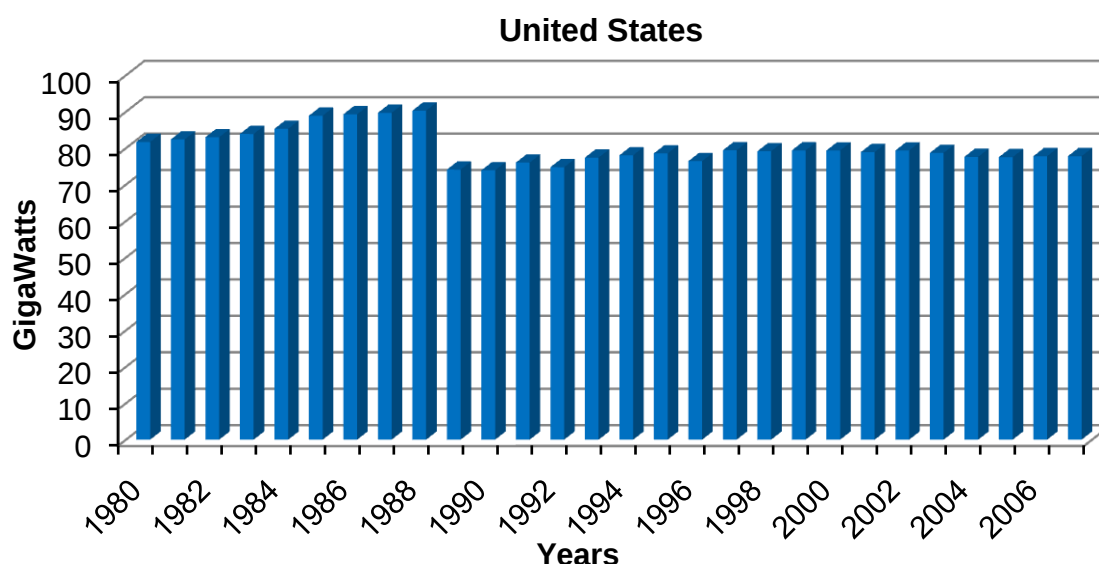
<sup>7</sup> <http://www.doi.gov/iepa/EnergyPolicyActof2005.pdf>

alternativas de energía en un 60%, así como la elaboración de planes de producción, transporte o transmisión de energía alterna.

Para hacer uso de los incentivos económicos, se les otorgarán a las centrales que generen kWh durante un periodo de diez años financiamientos para invertir en la construcción de una presa o en el mejoramiento de la eficiencia de su planta en al menos un tres por ciento.

### 2.1.1.2. Capacidad instalada de generación minihidroeléctrica

Para obtener una visión más amplia con respecto a la utilización de la fuerza hidráulica en la generación de electricidad, se mostrará un gráfico representando la evolución de la capacidad instalada por las centrales hidroeléctricas a partir del año 1980 hasta el año 2005. Los datos se basan en el *International Energy Annual* (IEA) del año 2005, que está hecho por *Energy Information Administration* (EIA) del *Department of Energy* de los Estados Unidos (DOE) (Figura II.1).



Fuente: <http://www.eia.doe.gov/iea/elec.html>

**Figura II.1 Evolución de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica.**

Por otro lado, la EIA realiza un *Annual Energy Review* (AER, 2007) que fue publicado en Junio del año 2008. Éste presenta estadísticas que complementa la gráfica

de los años posteriores (2005 al 2007). Para tener un estimado de lo que se genera actualmente se tiene que para el año 2007 existía una capacidad de 77.8 GW instalados.

Atendiendo a las necesidades de clasificar la hidroelectricidad y con la información recabada, aún no se tiene un consenso internacional sobre el tema de la pequeña hidroeléctrica y por ende el de la minihidroeléctrica. Por ello se ha planteado una generalidad de utilizar un valor menor a los 10 MW.

Para el caso específico de los Estados Unidos, la clasificación se basa en 100 y 1000 kW, según datos de la *International Association for Small Hydro* (IASH).

Para esta sección, no tomaremos con tanta importancia cual es la clasificación exacta de la minihidroeléctrica. Lo que se quiere demostrar, es que, sí existe un interés de utilizar esta tecnología para generar electricidad con centrales pequeñas.

Una vez que se mostró la utilización de la fuerza hidráulica en la generación de electricidad a gran escala, se intentará conseguir la misma demostración en la evolución para la minihidráulica. Los datos encontrados fueron muy escuetos, por lo que no se pudo realizar una gráfica significativa de la evolución. Sin embargo, se recuperan algunos datos que se dan a conocer a continuación (Tabla II.1).

**Tabla II.1 Evolución de la capacidad instalada con minihidroeléctricas**

| AÑO  | CAPACIDAD |
|------|-----------|
|      | (MW)      |
| 2005 | 2,800     |
| 2006 | 3,000     |
| 2007 | 3,000     |

Fuente: La Autora a partir de cifras de WEC, 2007, REN21, 2006 y REN21, 2007

Con los datos presentados, se interpreta que no existe un aumento en la generación, pero que mantienen cierta capacidad significativa. Para citar un dato preciso y actual de la capacidad instalada, se tiene que para el año 2007 existían 3 GW instalados.

Para observar la participación de la capacidad instalada de las centrales minihidroeléctricas en comparación con la capacidad instalada total de energía eléctrica en el año 2007 se tiene que existían 998.8 GW totales (AER, 2007) y para la minihidráulica es de 3GW, lo que representa un 0.3% del total de la energía eléctrica instalada en el país.

## **2.1.2. Biomasa**

### **2.1.2.1. Marco legal**

En los propósitos generales de *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) se especifica la pequeña producción de electricidad, por lo que a la biomasa es adherida sólo como una fuente de energía renovable. Con ello, se cita que los beneficios antes mencionados se aplican también para la presente tecnología.

Por otro lado, las leyes que profundizan el tema de la biomasa y los biocombustibles como forma alternativa de consumo energético son:

- *Energy Policy Act 1992 y 2005*
- *Biomass Research and Development Act 2000*
- *Tax Relief Extension Act 1999*

#### **a) *Energy Policy Act***

##### **i. *Energy Policy Act 1992***

Para efectos de esta ley, se otorgaba un incentivo de 1.5 cUSD/kWh para el uso de la biomasa como fuente energética. Con ello se preveía el pago de incentivos para las energías renovables de las empresas eléctricas de propiedad pública y las cooperativas eléctricas rurales. Aunque éste incentivo expiró en el año 2003, los proyectos aceptados hasta ese año siguen siendo financiados y además las nuevas aplicaciones todavía pueden ser aceptadas.

Por otro lado se sigue alentando la producción de energía mediante la biomasa, a través de concesiones y asistencia a las comunidades locales, creando así incentivos de mercado para retirar de otra manera los materiales forestales de menos valor en el mercado.

## **ii. *Energy Policy Act 2005***

En esencia, se proporciona una variedad de incentivos fiscales para los biocarburantes, tomando consideraciones de créditos por galones de los diferentes tipos de biocombustibles.

### **b) *Biomass Research and Development Act 2000*<sup>8</sup>**

Es un título revisado por la EPAct 2005, que promueve el desarrollo de la investigación de la conversión de la biomasa en productos industriales de base biológica y para la generación de energía.

Establece cierta cantidad de financiamiento para la conversión de la biomasa en productos industriales basados en procesos biológicos para la producción de biocombustibles y la utilización de la cogeneración energética.

Estos deberán ofrecer un beneficio de interés nacional, tales como: subsanar la economía rural, exportar tecnología, utilizar fuentes de recursos sustentables, mejorar la calidad del ambiente, acercar a cero las emisiones netas del gas de efecto invernadero, crear un costo competitivo con las nuevas tecnologías y reducir los costos de la conversión. Todo ello con el fin de investigar el uso de la biomasa para el incremento de la seguridad energética del país.

### **c) *Tax Relief Extension Act 1999*<sup>9</sup>**

Consta de proveer un crédito para la utilización de la biomasa en general para la generación de electricidad proviniendo beneficios ambientales para la comunidad y la nación. En caso de que no sea utilizado este crédito, podrá ser utilizado dentro de los

---

<sup>8</sup> [http://thomas.loc.gov/cgi-](http://thomas.loc.gov/cgi-bin/cpquery/?&sid=cp106hW6M4&refer=&r_n=hr639.106&db_id=106&item=&sel=TOC_477873&)

[bin/cpquery/?&sid=cp106hW6M4&refer=&r\\_n=hr639.106&db\\_id=106&item=&sel=TOC\\_477873&](http://thomas.loc.gov/cgi-bin/cpquery/?&sid=cp106hW6M4&refer=&r_n=hr639.106&db_id=106&item=&sel=TOC_477873&)

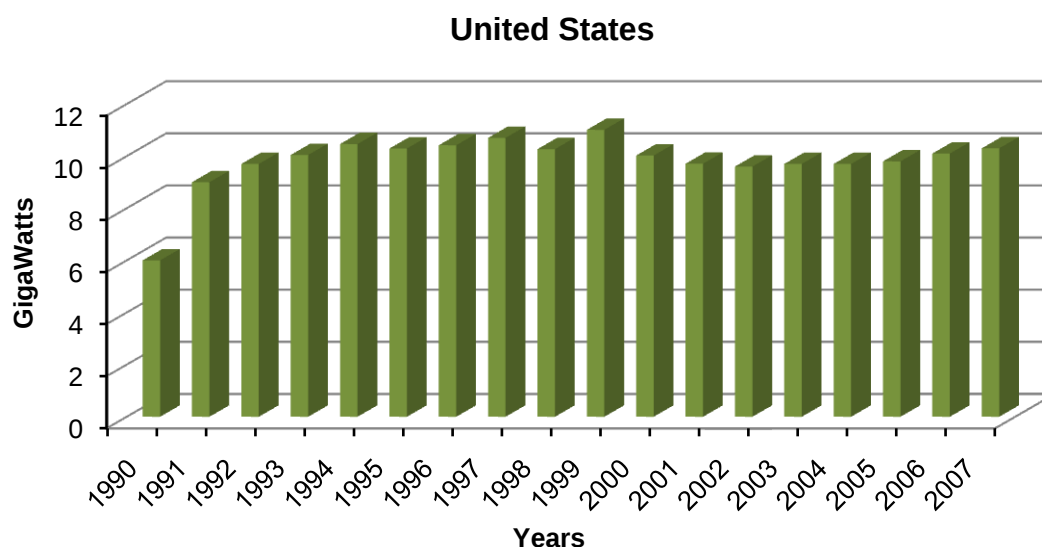
<sup>9</sup> <http://finance.senate.gov/mime4301.pdf>

próximos 20 años, así como puede utilizarse en combinación con algún otro crédito que estipule el Código de los Estados Unidos para el beneficio del contribuyente. Es permisible en un plazo de 10 años a partir de la entrada en operación de la central generadora con respecto al año 2001, año en el que fue modificada la ley.

#### **2.1.2.2. Capacidad instalada de generación eléctrica con biomasa**

La primera planta que utilizó como combustible la madera, se construyó en 1984 con una capacidad de 50 MW y para el año de 1990, la capacidad de generación de electricidad por medio de la biomasa, sin incluir los residuos sólidos urbanos (RSU) ya alcanzaba los 6 GW.

Para presentar una gráfica que muestre la evolución de la capacidad instalada, se han encontrado datos del “*Renewable Energy Annual*”(REA) de EIA, desde el año 1995 hasta el año 2007 (REA, 2000) (Figura II.2).



Fuente: [http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/renew\\_info/geninfo.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/renew_info/geninfo.html)

**Figura II.2 Evolución de la capacidad instalada con biomasa**

Los valores antes citados se refieren a la Biomasa en general, conteniendo los RSU, digestores anaeróbicos, neumáticos, paja, residuos agrícolas, lodos residuales, metano, madera y sus derivados, así como otra biomasa (REA, 2000).

En la actualidad se tienen datos para el año 2007 con una capacidad instalada de 10.3 GW, de éstos, existen 6.4 GW en madera y sus derivados y 3.9 GW en RSU, lodos residuales, productos agrícolas y otra biomasa.

Para tener una amplia visión con respecto al grueso de la generación total de energía se hará una comparación entre el total de la capacidad de energía eléctrica en el país y la que ocupa la biomasa. Los datos más recientes arrojan los siguientes números: 998.8 GW totales y 10.3 GW para la biomasa en el año 2007; esto representa un 1.03% de la capacidad total instalada de la generación de electricidad en el país.

## **2.2. España**

La razón por el cual se abordan las experiencias de éste país, es porque es uno de los países del Continente Europeo, que más ha estado avanzando en la implementación de los recursos renovables para la generación de electricidad.

Todos sus esfuerzos se atribuyen al hecho de que asumieron un gran compromiso con la Unión Europea y el Protocolo de Kyoto en la reducción de sus emisiones de GEI. Por el momento no han obtenido buenos resultados, ya que iniciaron con estas medidas a partir del año 2004 y esto los obligó a aumentar sus acciones para llegar a la meta final de reducir sus emisiones en un 15% para el año 2012.

### **2.2.1. Minihidráulica**

#### **2.2.1.1. Marco legal**

##### **a) Marco Comunitario**

##### **i. Libro Blanco de la Unión Europea**

España como parte de la Unión Europea está obligada a cumplir acciones marcadas en el Libro Blanco Sobre las Fuentes de Energías Renovables<sup>10</sup>, documento que promueve el uso de las fuentes de energías alternas y limpias, que fue elaborado por la Comisión Europea. Este Libro tiene como objetivo principal, alcanzar una penetración del 12% al año 2010 de las fuentes de energías renovables, partiendo del año 1997. Como plan de acción se propone no hacer discriminación de acceso al mercado de electricidad, medidas fiscales y financieras, así como fomentar el uso extensivo de la biomasa en todos sus ámbitos.

## **ii. Directiva 2001/77/CE<sup>11</sup>**

Con esta directiva publicada en el año de 2001, España asume un objetivo principal de cuota de mercado con energías renovables para el año 2010 del 29.4% sobre la demanda de electricidad total.

Por su parte, cada país instaurará normas para “certificados verdes”, ayudará a la inversión, exenciones fiscales, devoluciones de impuestos y apoyo directo a los precios. Con ello se plantea un marco legislativo comunitario para garantizar el funcionamiento de estos mecanismos.

### **b) Marco Nacional**

Para dar inicio al marco legal de España con respecto a la minihidráulica, se hará mención, a lo referido en la Ley 82/1980, sobre conservación de la energía.

Esta ley establece el hecho de que la producción de energía eléctrica mediante centrales hidráulicas de menos de 5MW, puedan obtener beneficios tales como la construcción, adaptación o ampliación de sus instalaciones y que la energía producida se destine a consumo propio o a conexión con la red eléctrica.

Para dar paso a la legislación de las minicentrales hidráulicas, debemos de tomar en cuenta que éstas pertenecen a los “Productores en Régimen Especial”. Estos son un

---

<sup>10</sup> [www.appa.es/descargas/APPA\\_LIBRO\\_BLANCO\\_2002\\_03\\_05.pdf](http://www.appa.es/descargas/APPA_LIBRO_BLANCO_2002_03_05.pdf)

<sup>11</sup> [http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/5CE99BB6-64A2-4C19-8A4A-835E27E0EDC0/0/Directiva2001\\_77\\_CE.pdf](http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/5CE99BB6-64A2-4C19-8A4A-835E27E0EDC0/0/Directiva2001_77_CE.pdf)

instrumento creado para dar seguimiento a la producción eléctrica, tanto en cogeneración como en energías renovables y residuos y se basan en la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico.

A continuación se presenta ésta Ley y los decretos que de ella emanan para el cumplimiento de la legislación, tales como:

- Real Decreto 1217/1981
- Real Decreto 2818/1988
- Real Decreto 436/2004.

**i. Ley 54/1997<sup>12</sup>**

Tiene como principal objetivo, regular el sector eléctrico y garantizar el suministro con buena calidad y a menor costo, sin dejar de lado la protección del medio ambiente, por lo que promueve el uso de las energías renovables.

Esto se lleva a cabo mediante el Régimen Especial de Producción Eléctrica, con una producción de menos de 50MW y que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles.

Para efectos de esta ley, el Régimen Especial consta con una amplia gama de beneficios. Dentro de estos, se encuentra un trato diferenciado, pero sin que haya discriminación o privilegio entre los mismos. Obtendrán prioridad en el acceso a las redes de distribución y transporte. Utilizarán conjuntamente o alternativamente en sus instalaciones, la energía que adquiriera a través de otros sujetos. Integrarán su generación de energía en barras centrales del sistema. Podrán conectar sus instalaciones en paralelo con la red de la empresa distribuidora o de transporte en curso.

Para un mayor beneficio, las instalaciones hidroeléctricas de menos de 10MW obtendrán una prima.

---

<sup>12</sup> [http://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Admin/l54-1997.html](http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/l54-1997.html)

## **ii. Real Decreto 1217/1981<sup>13</sup>**

Desarrolla el fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales de menos de 5,000 kVA. Dentro de algunos beneficios se encuentran, que toda su energía generada será absorbida obligatoriamente por las empresas eléctricas distribuidoras, a manera de que exista un contrato de por lo menos dos años de duración, por lo que se garantiza la entrega de energía.

## **iii. Real Decreto 2818/1998<sup>14</sup>**

Se establece un sistema de incentivos temporales en aquellas instalaciones que lo necesiten para poder competir libremente en el mercado de electricidad.

Los beneficios otorgados por el presente decreto, están basados esencialmente con los mencionados en la Ley 54/1997, además de contar con el acceso al mercado de producción de energía eléctrica.

Algunos de los beneficios radica, en que un consumidor que haya consumido en el año anterior por instalación, al menos un millón de kWh, efectuará las compras necesarias para el desarrollo de sus actividades, abonando así, los precios, peajes y costos de acceso que corresponden a las redes de transporte o distribución.

Un beneficio más, adjudicado al presente Decreto, es el de otorgar primas, respecto a la venta de energía. Para el caso específico de las centrales minihidráulicas, consta de 5.45 pesetas/kWh, éstas se actualizan anualmente por medio del Ministerio de Industria y Energía tomando en cuenta las variaciones de los precios medios. Por otra parte, las instalaciones pueden optar por no aceptar las primas establecidas y podrán aplicar en todas las horas un precio total de percepciones de 11.20 pesetas/kWh.

## **iv. Real Decreto 436/2004<sup>15</sup>**

Este decreto establece, el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

---

<sup>13</sup> [www.boe.es/t/es/bases\\_datos/doc.php?coleccion=iberlex&id=1982/19987&codmap](http://www.boe.es/t/es/bases_datos/doc.php?coleccion=iberlex&id=1982/19987&codmap)

<sup>14</sup> [http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/RD\\_2818.htm](http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/RD_2818.htm)

<sup>15</sup> [http://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Admin/rd436-2004.html#a9](http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd436-2004.html#a9)

Se obtienen beneficios en la venta de energía a modo que se tiene una tarifa regulada y en la que existe la posibilidad de complementarse con la percepción de una prima o incentivo.

Su determinación está dada a cargo de factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costos de inversión en que se hayan incurrido.

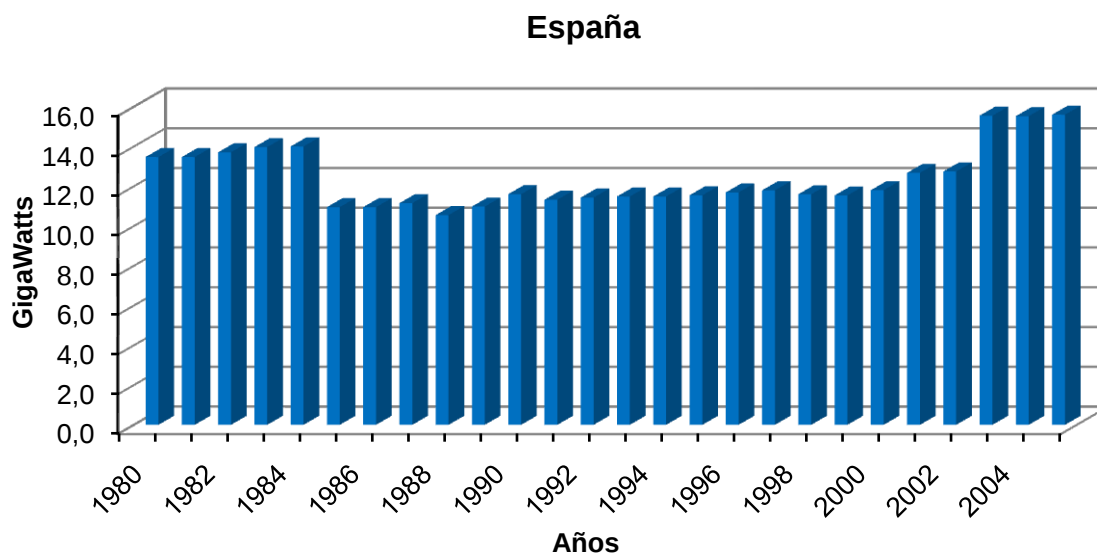
Para llevar a cabo estas acciones, se define un sistema en el que el productor tiene la libre determinación de vender su producción o sus excedentes a las empresas distribuidoras de energía, pudiendo realizar un contrato bilateral.

#### **2.2.1.2. Capacidad instalada de generación minihidroeléctrica**

A continuación se dará a conocer un poco de historia de las hidroeléctricas, para después enfocarnos en las minicentrales.

Las primeras centrales que entraron en operación fueron en el año de 1901 y de ahí conforme el paso de los años fueron aumentando las empresas dedicadas al aprovechamiento hidráulico, por lo que empezaron a formarse varias empresas, en los años 1907, 1911 y 1919 y así consecutivamente.

Para empezar a abordar éste tema, se observará una gráfica que representa la evolución de la capacidad instalada con centrales hidroeléctricas, para así tener una visión más amplia de la utilización de la tecnología hidráulica en España (Figura II.3).



Fuente: <http://www.eia.doe.gov/iea/elec.html>

**Figura II.3 Evolución de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica**

Se observa que para el año 2005 existía una capacidad instalada de 15,6 GW de generación hidroeléctrica.

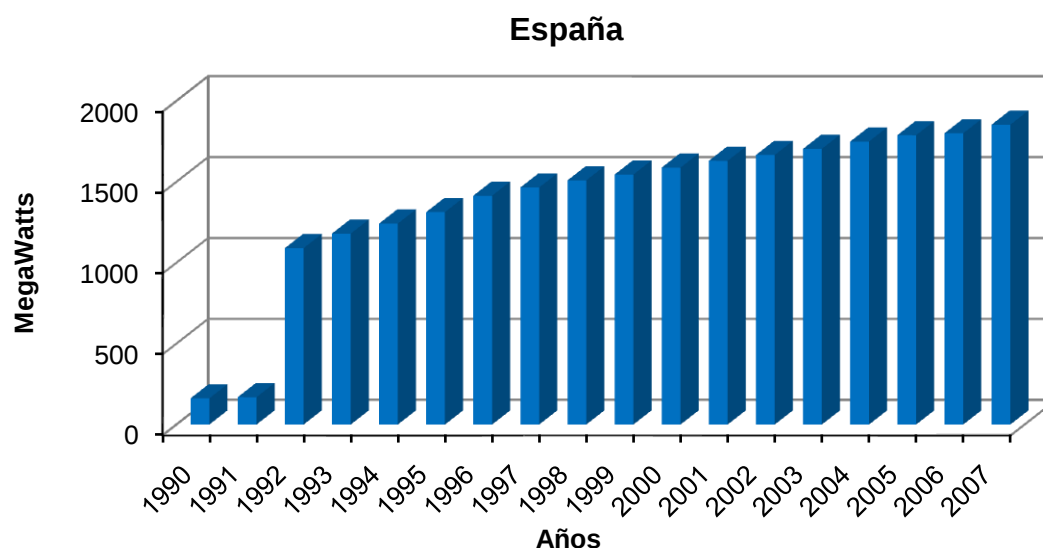
Para dar continuación al tema principal de las minihidroeléctricas, la clasificación que emplea España es de 1 MW a 10 MW<sup>16</sup>. Por ello también, utilizaremos la clasificación de plantas de menos de 10 MW.

Algunos sitios de internet tales como, la *European Small Hydropower Association* (ESHA<sup>17</sup>) y Mundo Energía<sup>18</sup>, ratifican el uso de la clasificación anterior. Con ello podremos obtener una gráfica más descriptiva. A continuación se observará la evolución de la capacidad instalada desde el año 1990 hasta el año 2006 (Figura II.4).

<sup>16</sup> [www.energias-renovables.com/Productos/pdf/cuaderno\\_HIDRAULICA.pdf](http://www.energias-renovables.com/Productos/pdf/cuaderno_HIDRAULICA.pdf)

<sup>17</sup> [www.esha.be](http://www.esha.be)

<sup>18</sup> [www.mundoenergia.com/](http://www.mundoenergia.com/)



Fuente: La autora a partir del sitio de Mundo Energía<sup>19</sup>, REN21, 2007 y ESHA<sup>20</sup>.

**Figura II.4 Evolución de la capacidad instalada con minihidroeléctrica**

Se puede observar en la gráfica anterior, que la utilización de las plantas minihidroeléctricas, ha tenido un aumento significativo desde los años noventa hasta el dato más actual del año 2007. Se ilustra una tendencia de seguir aumentando su capacidad instalada. Para tener un dato más particular y actual se tiene que la capacidad instalada en el año 2007 fue de 1,853 MW.

Atendiendo a la necesidad de conocer el papel que juega ésta tecnología en comparación con todas las demás, se mostrará enseguida la capacidad instalada total de energía eléctrica la cual asciende a 83.199 GW (REE, 2006) y la capacidad de minihidroeléctricas es de 1.853 GW, para el año 2007. Con éstos valores se arroja un porcentaje del 2.16% de la capacidad total instalada de generación eléctrica.

## 2.2.2. Biomasa

### 2.2.2.1. Marco legal

<sup>19</sup> [www.mundoenergia.com](http://www.mundoenergia.com)

<sup>20</sup> [http://www.esha.be/fileadmin/esha\\_files/documents/publications/publications/REPORT\\_on\\_SHP\\_Statistics.pdf](http://www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/publications/publications/REPORT_on_SHP_Statistics.pdf)

Para éste caso, algunas de las leyes son las mismas que la sección anterior así que, sólo atenderemos las diferencias y particularidades de cada una de ellas, para observar los beneficios otorgados para esta tecnología.

**a) Ley 54/1997**

Para efectos de esta Ley, no se entenderá como biomasa a los residuos sólidos urbanos ni los peligrosos. Por lo que la determinación de las primas se tomará en cuenta el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, la producción útil económicamente justificable y los costos de inversión en que se haya incurrido. Incluye también, una consulta del Gobierno con las Comunidades Autónomas para determinar el derecho a la percepción de una prima, cuando ésta se utilice como energía primaria.

**b) Real Decreto 2818/1998**

A raíz de la ley anterior, se acuerda este decreto mandando las primas otorgadas para las instalaciones que utilizan como combustible principal la biomasa primaria. Se supondrá como mínimo en un 90% de la energía primaria utilizada.

El uso de la biomasa como un conjunto de vegetales de crecimiento menor a un año, y que se utilizan directamente o tras un proceso de transformación en las plantaciones energéticas o como recursos naturales, tomará una consideración de 5.07 pesetas/kWh.

Otra consideración es de 4.70 pesetas/kWh, que se harán sobre aquellas centrales que utilicen como combustible principal a la biomasa secundaria, entendiendo a ésta como, el conjunto de residuos de una primera utilización de la misma, principalmente estiércoles, lodos procedentes de la depuración de aguas residuales, residuos agrícolas, forestales biocombustibles y biogás. Éstas pueden optar por no aplicar las primas establecidas anteriormente y aplicar en todas las horas un precio total a percibir de 10.83 pesetas/kWh para aquellas que utilizan biomasa primaria y 10.46 pesetas/kWh para la biomasa secundaria.

Para el caso de las centrales con potencia igual o menor a 10MW y que utilicen como combustible principal a los residuos sólidos urbanos, lodos depurados o residuos industriales. Obtendrán una prima de 3.70 pesetas/kW. Para las centrales con potencia mayor a 10MW y menor a 50MW, se establece una fórmula en la que se obtienen una gama de primas dependiendo de las capacidades de las centrales.

### **c) Real Decreto 436/2004**

De este Decreto se derivan otras primas. Para aquellas centrales que utilicen como combustible principal a la biomasa. Éstas deberán proceder de los cultivos energéticos, residuos de actividades agrícolas o de jardinería, residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes, constarán de una prima del 40%, un incentivo del 10% y una tarifa del 90% durante los primeros 20 años desde la puesta en marcha de la planta y de un 80% a partir de entonces.

Los porcentajes anteriores también serán aplicados a aquellas centrales que utilizan como combustible principal a la biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales.

Para las centrales que utilizan como combustible principal a la biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola y forestal o mezcla de los combustibles principales anteriores, se establecen: un 10% para los incentivos, un 30% para las primas y un 80% en las tarifas. Para todo lo establecido, existe la limitación de que la suma de los antes mencionado no sobrepase los 3200MW de capacidad instalada, ya que será puesta a revisión la cuantía de las tarifas, incentivos y primas.

#### **2.2.2.2. Capacidad instalada de generación eléctrica con biomasa**

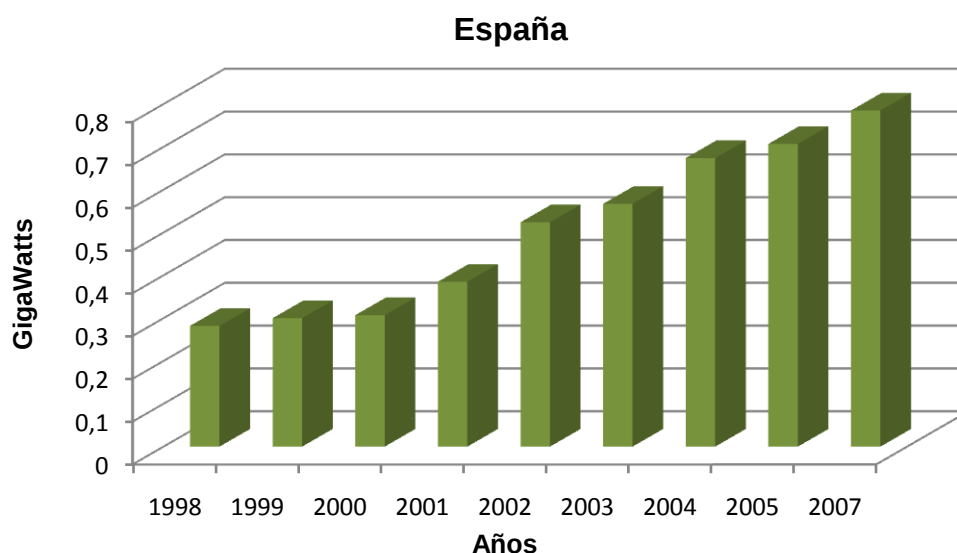
En el Plan de Energías Renovables 2005-2010 de España, señala a la heterogeneidad de la biomasa como una característica fundamental de la misma, de tal modo que ello

afecta tanto a la descripción de los materiales que pueden ser empleados como combustibles, como a los posibles usos energéticos de los mismos, y que hace imposible abordar ésta área desde una única perspectiva (PER, 2005).

De esta manera considera que el uso térmico de la biomasa ha sido utilizado desde hace mucho tiempo, pero el uso de la biomasa para fines eléctricos se ha desarrollado en las dos últimas décadas, por lo que emplea una división entre la biomasa, los RSU y el biogás.

La investigación para el desarrollo de esta sección, nos llevo a obtener los datos de la capacidad instalada a lo largo de 9 años. Para poder obtener un gráfico conciso, se consideró los datos para la biomasa en general, esto es, la biomasa forestal y sus derivados, los RSU y el biogás. Más adelante se grafica la división entre ellas.

A continuación se presentará la gráfica, que ilustra la evolución de la capacidad instalada de la biomasa desde el año 1998 hasta el año 2007 (Figura II.5).

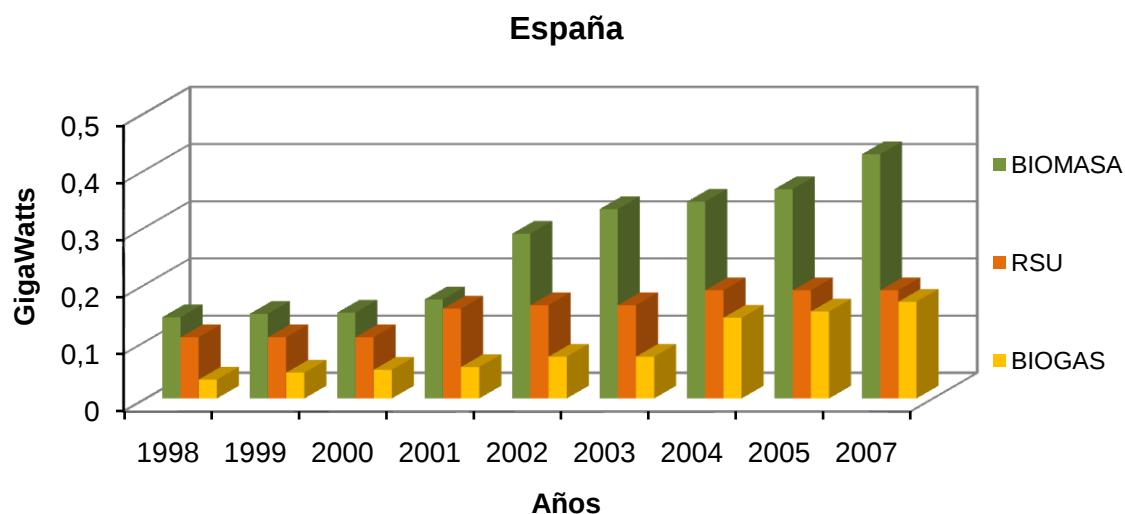


Fuente: La autora a partir de ME, 2006, PER, 2005 y REN21, 2007.

**Figura II.5 Evolución de la capacidad instalada con biomasa**

En la gráfica se observa que existe un incremento sustancial a lo largo de esos años y se tiene una capacidad instalada para el año 2007 de 0.785 GW de biomasa general.

Ahora se muestra la comparación entre las divisiones de la biomasa que utiliza el Plan de Energías Renovables y Mundo Energía (Figura II.6).



Fuente: La autora a partir de PER, 2005 y [www.mundoenergia.com](http://www.mundoenergia.com)

**Figura II.6 Comparación en la evolución de la capacidad instalada con biomasa**

Con esto se observa que los RSU y el biogás han tenido un incremento paulatino pero en comparación con la biomasa se han rezagado. De tal forma que, se verifica la tendencia a seguir aumentando la capacidad instalada en la generación de electricidad con biomasa. En la gráfica anterior se observa, que para las clasificaciones de la biomasa para el año 2007 existía una capacidad de 427MW instalados para la biomasa forestal y sus derivados, 189 MW instalados para los RSU y 169 MW instalados para el biogás.

Con los datos anteriores, se hace una comparación entre la capacidad total y la utilizada con biomasa. Por lo que se tienen datos para el año 2006 de 83.199 GW totales de generación eléctrica y para la generación con biomasa es de 0.785 GW, lo que representa un 0.94% del total de generación eléctrica en España.

### 2.3. Brasil

La razón de haber escogido éste país para analizar sus experiencias, es porque se trata de un país latinoamericano y que al igual que México, es uno de los países llamados

“economías emergentes”; comparativamente los dos países se encuentran casi en el mismo desarrollo económico. En esta circunstancia se podrá tomar como ejemplo a seguir o buscar la cooperación de desarrollo tecnológico.

Con lo anterior y a consecuencia de que es uno de los primeros países que mayoritariamente utiliza la hidroelectricidad como fuente primordial de energía eléctrica y que en el caso de la biomasa, es también uno de los primeros países latinoamericanos que han desarrollado lo suficientemente su tecnología para reducir sus emisiones de GEI, se ha tomado en cuenta para la comparación y desarrollo del presente trabajo.

### **2.3.1. Minihidráulicas**

#### **2.3.1.1. Marco legal**

Dentro de la Constitución Federal de Brasil, se define como bienes de unión, entre otros, la potencia de energía hidráulica, en la que se asegura la participación de los Estados, Distrito Federal y Municipios, como órganos de administración directa de la Unión.

Habrán un monto que será pagado por los concesionarios de generación de energía hidroeléctrica, gracias a los resultados de la exploración de los recursos hídricos para fines de generación de energía eléctrica o por una compensación financiera de la misma exploración. De éstos, están exentas las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH).

La clasificación que sustenta la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) para las PCH es: una minicentral va desde 0.100 MW a 1.0 MW y la pequeña central desde 1.0 MW a 10.0 MW; con ello se acopla la misma descripción que se ha tratado en todo el desarrollo del capítulo.

#### **a) Lei No. 10.438<sup>21</sup>**

Dentro de esta ley se encuentra la creación del Programa de Incentivos a Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (Proinfa), la cual tiene como objetivo, aumentar la

---

<sup>21</sup> [http://www.mme.gov.br/mme/legislacao/decreto/2002/decreto\\_4541.html](http://www.mme.gov.br/mme/legislacao/decreto/2002/decreto_4541.html)

participación de la electricidad generada por las empresas de productores independientes, que destinarán al comercio toda o parte de su energía producida. Éstas, tendrán como base las fuentes eólica, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas, que serán conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. El programa consta de dos fases para cumplir sus objetivos.

### **i. Primera Fase.**

Establece que los contratos serán realizados por la Central Eléctrica Brasileña S.A. – ELETROBRÁS. Estos contarán con un despliegue de 3,300 MW de capacidad hasta el 30 de diciembre de 2008 repartidos equitativamente entre las tres energías renovables antes mencionadas. De tal manera que se garantiza la compra de la energía producida por estas tecnologías, dentro de los siguientes veinte años a partir de la fecha de entrada en operación.

Obtendrán un porcentaje de reducción de no menos del 50%, que se les aplicará en las tasas por la utilización de los sistemas de distribución y transmisión. Contarán con una libre comercialización con consumidores cuya carga sea igual o superior a 500kW o con aquellos que se encuentren en el sistema eléctrico aislado con una carga superior a 50kW.

Con el apoyo en la Ley N° 10.762 se sustenta que la compra de la energía, se hará con respecto al valor económico correspondiente a la tecnología específica de cada fuente y deberá de tener como base un 70% de la tarifa media nacional del suministro al consumidor final en los últimos doce meses.

Por otro lado, tendrán un 15% de los derechos que contratará el Estado para las Licencias Ambientales de Instalación (LI), siempre y cuando los criterios de regionalización y los costes de construcción sean nacionales en un 60%.

### **ii. Segunda Fase**

Deberá de alcanzar la meta de los 3,300 MW de tal modo que las fuentes renovables antes mencionadas atiendan el 10% del consumo anual de la energía eléctrica en el país y este objetivo deberá ser alcanzado en menos de 20 años respecto al año 2006.

Se les otorgará un crédito calculado que será fijado por el Poder Ejecutivo, por la diferencia entre el valor económico correspondiente a la tecnología específica por cada fuente y el valor que sea recibido de parte de ELETROBRÁS.

Por otro lado, el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), creó un programa de apoyo a las inversiones en fuentes alternativas renovables de energía eléctrica. Ésta prevé un financiamiento de hasta un 70% de la inversión inicial, excluyendo los bienes y servicios y la adquisición de terrenos.

**b) Lei 9.648<sup>22</sup>**

Establece incentivos de no menos del 50% aplicado a los valores de tarifas en el uso de los sistemas de transmisión y distribución. Por lo que garantiza la competitividad de la energía ofertada por el productor.

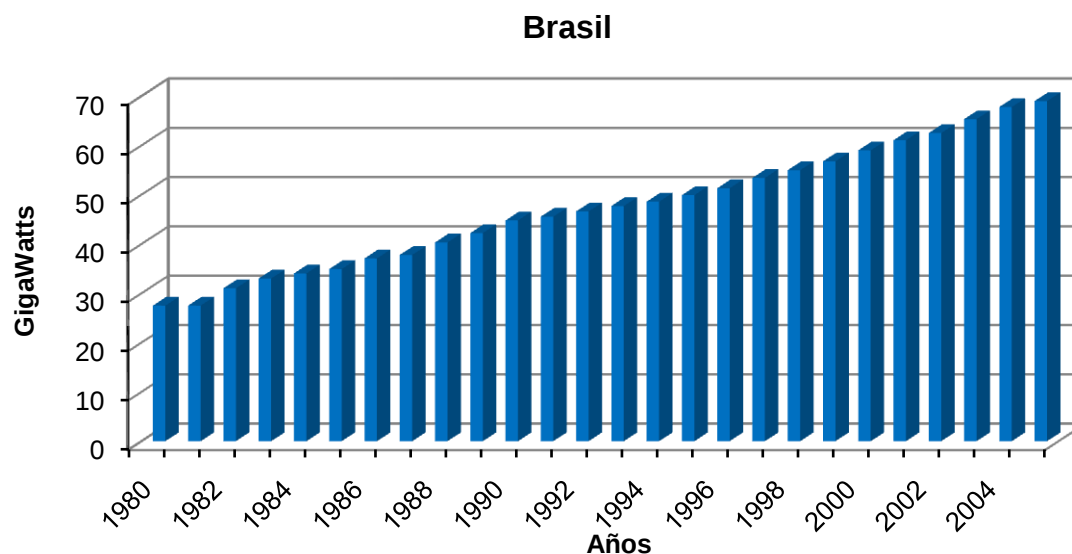
Tiene libre comercialización con consumidores o conjunto de consumidores reunidos en comunión de intereses, cuya carga sea igual o superior a 500 kW.

**2.3.1.2. Capacidad instalada de generación minihidroeléctrica**

A continuación se mostrará una gráfica representando la evolución de la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas desde los años ochenta hasta el dato más actual que se encontró, que es el año 2005. De tal manera que para ese año, se arroja el siguiente dato 68.9 GW, para la capacidad instalada de generación hidroeléctrica (Figura II.7).

---

<sup>22</sup> [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/legislacao/Leis/Lei\\_no\\_9.648-1998.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/legislacao/Leis/Lei_no_9.648-1998.pdf)



Fuente: <http://www.eia.doe.gov/iea/elec.html>

**Figura II.7 Evolución de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica**

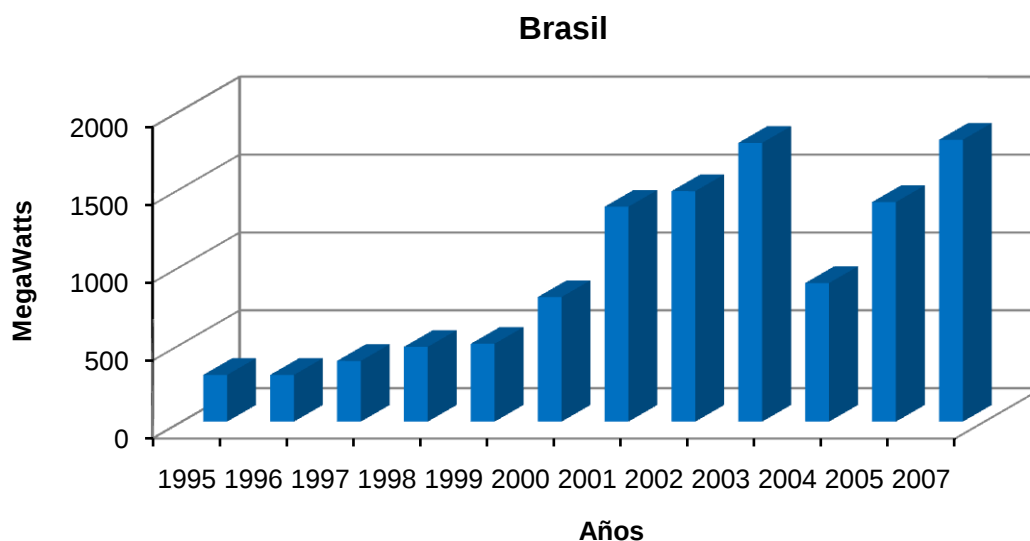
Para continuar con el tema principal de las minicentrales hidroeléctricas, se mencionará un poco sobre la historia de su implementación.

La historia se remonta al año de 1892, en la que la primera planta en operación constaba con una potencia de 12 MW, de esta fecha en adelante y hasta 1950, la mayoría de las plantas eran de pequeña escala y estaban operadas en sistemas aislados. A partir de ese entonces, se empezó a centralizar en planear políticas energéticas. Por lo que se comenzaron a crear muchas empresas estatales y federales y así comenzó la implementación de sistemas interconectados, utilizando plantas de escala mayor (Greenpeace, 2004).

A la par, también se construían plantas de pequeña escala, así que para el año 2007 la capacidad de generación hidroeléctrica fue de 74.93 GW, esto representa un 74.67% del total de la capacidad de generación eléctrica en el país. Siendo que de éstos, sólo el 1.81% son de pequeñas centrales hidroeléctricas teniendo una potencia de 1,810 MW.

A continuación se dará a conocer un gráfico en el que se observa la evolución de la capacidad instalada de las pequeñas centrales hidroeléctricas. Éstas se toman como un conjunto total de la pequeña escala, ya que en Brasil también presenta cierta clasificación para las minihidroeléctricas, que anteriormente se presentó.

Con toda la información hallada se pudo realizar la gráfica siguiente observando la tendencia de crecimiento de las centrales (Figura II.8).



Fuente: La Autora a partir de WEC, 2007, Greenpeace<sup>23</sup>, IASH<sup>24</sup> y ANEEL<sup>25</sup>

**Figura II.8 Evolución de la capacidad instalada con minihidroeléctricas**

Con lo recaudado en ésta gráfica se ilustra que aunque ha tenido altas y bajas a lo largo de diez años por enfocarse en instalar hidroeléctricas mayores, la tendencia de los últimos años para utilizar esta tecnología, va en aumento.

### 2.3.2. Biomasa

#### 2.3.2.1. Marco legal

Para esta tecnología, existe sólo un programa para incentivar el uso de la biomasa, el cual es Proinfa, descrito anteriormente. A continuación se darán a conocer los detalles particulares acerca de la biomasa.

##### a) *Lei 10.438*

<sup>23</sup> [www.greenpeace.org.br/energia/pdf/dossie\\_energia\\_2004.pdf](http://www.greenpeace.org.br/energia/pdf/dossie_energia_2004.pdf)

<sup>24</sup> [www.iash.info/rest.htm#sam](http://www.iash.info/rest.htm#sam)

<sup>25</sup> [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

Recordando, habrá un despliegue de 1,100 MW que le corresponden por los 3,300 MW repartidos equitativamente por las otras tecnologías alternativas, lo cual representa un 10% de cada fuente.

Por su parte ELETROBRÁS comprará la producción de las plantas que utilicen biomasa para generar electricidad, durante los 20 años próximos al inicio de su operación. Por lo que la compra se hará con el valor económico correspondiente a la tecnología específica y será definido por el poder ejecutivo, con una base del 50% de la tasa media nacional al final de los últimos doce meses.

Por otro lado, los Estados tendrán un límite del 20% de los derechos que contratará el Estado para las LI, siempre y cuando los criterios de regionalización y los costes de construcción sean nacionales en un 60%. Tendrán una reducción de no menos del 50% en la utilización de los sistemas de transmisión y de distribución.

Obtendrán un financiamiento del 70% para los costes de capital excluyendo la adquisición y el sitio de bienes y servicios importados. Tendrán libre comercialización con los mismos puntos planteados anteriormente.

Deberán satisfacer de igual forma la segunda fase del programa. Que incluye, un crédito que será calculado por la diferencia entre el valor económico correspondiente a la tecnología específica por cada fuente y el valor que sea recibido de parte de ELETROBRÁS.

### **2.3.2.2. Capacidad instalada de generación eléctrica con biomasa**

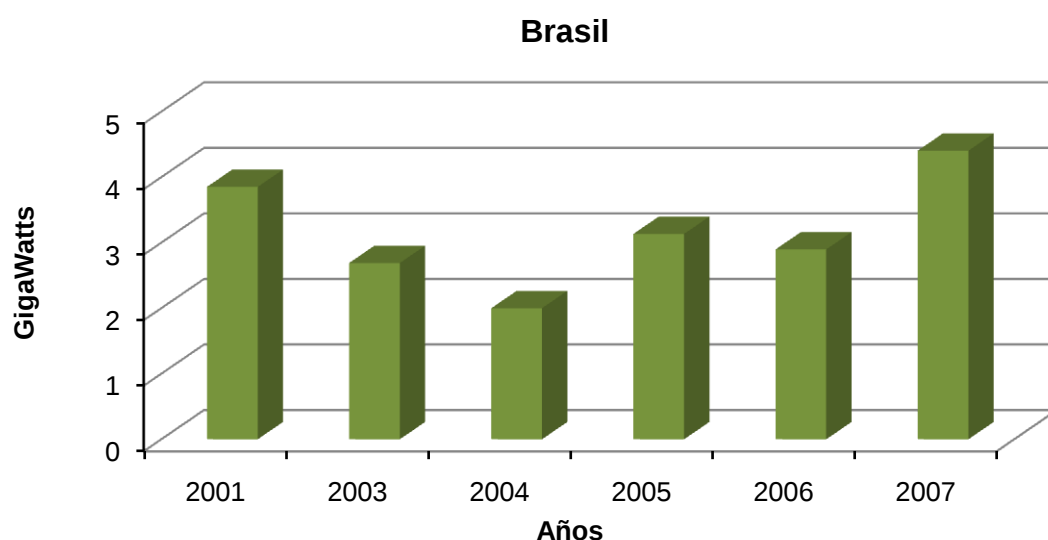
La escasez de información del uso de la biomasa para fines energéticos se debe principalmente a los siguientes factores: que se trata de un energético tradicionalmente utilizado en los países pobres o en sectores menos desarrollados, se trata de una fuente dispersa cuyo uso en masa es ineficiente y que es inevitablemente asociado a problemas de deforestación y desertificación.

Esa imagen ha cambiado gradualmente gracias a los siguientes factores: los esfuerzos recientes de la mención más esmerada de su uso y potencial, por medio de nuevos estudios y demostraciones de plantas piloto, el uso creciente de la biomasa como

un vector energético moderno, gracias al desarrollo de tecnologías eficientes de conversión, principalmente en países industrializados y el reconocimiento de las ventajas ambientales de uso racional de la biomasa, principalmente en el control de emisiones de CO<sub>2</sub> y azufre (Aneel\_B, 2005).

Con la crisis del petróleo de los años 70's y la perspectiva de los precios crecientes para los combustibles fósiles. Comenzaron a viabilizarse una serie de fuentes alternativas de energía, entre ellas, las que emplean aceites vegetales, que por su propia naturaleza son renovables, en sustitución de los combustibles fósiles, cuyas reservas son infinitas. Por lo que al ser una alternativa, se empezó a utilizar la biomasa como fuente de energía eléctrica (Greenpeace, 2004).

Con lo anterior, se halló información relacionada con respecto a su evolución de la capacidad instalada. Aunque existe una escasa información al respecto, se obtuvo un gráfico medianamente ilustrativo, para observar las tendencias de la utilización de la biomasa a lo largo de poco más de diez años (Figura II.9).



Fuente: La autora a partir de WEO (2006), WEC (2007), MME<sup>26</sup> y ANEEL

**Figura II.9 Evolución de la capacidad instalada con biomasa**

El comportamiento irregular de la gráfica se debe a que las fuentes de información no son las mismas y no hay coincidencia entre ellas, por lo que hace notar los desniveles,

<sup>26</sup>[www.olade.org/biocombustibles/Documents/PDF-5.pdf](http://www.olade.org/biocombustibles/Documents/PDF-5.pdf)

pero lo que se alcanza a observar es que la utilización de esta fuente de energía para la generación de electricidad va en aumento. El uso mayoritario de esta fuente es la cogeneración, teniendo como combustible al bagazo de caña. Como último dato actual se observa que para el año 2007 existe una capacidad de 4.404 GW instalados.

Con el dato anterior y los 100.352 GW totales de capacidad instalada de generación eléctrica, la biomasa representa un 4.38% del total de energía eléctrica del país.

## **Conclusiones**

Al finalizar éste capítulo se pudo constatar que las experiencias en las minicentrales hidroeléctricas y de centrales que utilizan la biomasa para la generación de electricidad, han tenido un desarrollo exitoso en los Estados Unidos, España y Brasil, desde la implementación de nuevas leyes o modificaciones en sus marcos regulatorios hasta el incremento en sus capacidades instaladas.

En Estados Unidos, se documentó la existencia de leyes que fomentan el uso de las energías renovables. Para el caso de las minihidroeléctricas, se forzará la compra de energía de los productores públicos hacia los privados, para reducir sus costos; crean un marco regulatorio para la competitividad en el mercado; otorgan incentivos para construcción y dan apertura a las líneas de transmisión. Para el caso de la biomasa, se enfocan en otorgar incentivos fiscales para la investigación y para su uso en la generación de electricidad. Con todo ello, se contempla cumplir la diversificación de los recursos energéticos y promover las economías rurales.

En España, se observó que es el país que mejor reglamentado tiene el uso de las energías renovables. Para las dos tecnologías en estudio, el marco legal les otorga cierto trato especial ante todas las demás tecnologías para su uso en la generación de electricidad, incentivos para poder desarrollarlas, apertura en el mercado, así como prioridad de accesos a la red eléctrica. Por ende, el aumento del desarrollo de estos proyectos, ha sido muy significativo.

En Brasil la existencia de una sola ley que incentiva el uso de las energías renovables, basta para que los productores de energía, opten por utilizar éstas tecnologías para la generación de electricidad, ya que se garantiza la compra de la energía producida, se dan descuentos en el uso de la red de transmisión, existe el libre mercado y se dan apoyos económicos en la inversión. Con todo ello, en los últimos años se ha aumentado su capacidad instalada.

Cabe destacar que el uso de estas tecnologías en Brasil, ha sido aprovechado de manera natural. Esto se refiere, a que estas fuentes renovables las utilizan alternadamente, de modo que, en cuanto hay estiaje empieza la zafra y las centrales

eléctricas con biomasa operan mayoritariamente. Y en el caso contrario, cuando la zafra es nula, hay temporada de lluvias, por lo que operan las centrales hidráulicas. La combinación y alternancia de estas dos situaciones, hace que se desarrollen de manera muy eficaz estas dos tecnologías.

Para los tres países en cuestión, en general, se observó que existen mecanismos para fomentar el uso de fuentes de energía renovable para su uso en la generación de electricidad, tales como:

- La creación de un marco regulatorio específico para el uso de estas fuentes.
- Incentivos fiscales por su utilización.
- La libre competencia en el mercado de electricidad, por lo que garantiza la compra de la energía.
- Prioridad a la red eléctrica de distribución, o en su defecto, descuentos económicos en su uso.
- Apoyos económicos en la investigación para el desarrollo tecnológico.

Haciendo una comparación, el país que le da mayor utilidad a estas tecnologías, en lo general, son los Estados Unidos, seguido por Brasil y al final España, basándonos en las gráficas anteriores.

Una vez estudiadas estas experiencias da pie a poder tomarlas como ejemplo o guía para poder desarrollarlas en nuestro país. De tal modo, que en algún momento podamos competir o superar las expectativas nacionales e internacionales.

En contexto con lo anterior, se dará cabida a la implementación del siguiente capítulo, que tratará los mismos aspectos abordados en el presente, para el caso específico de México.

# *Capítulo 3*

Situación actual en México

**Esta página se dejó en blanco intencionalmente**

### **3. Situación actual en México**

#### **Introducción**

Para poder analizar a fondo la situación actual de las energías renovables a partir de las centrales minihidroeléctricas y las que utilizan biomasa para generar energía eléctrica en el país, es necesario hacer un recuento del marco legal que les permite instalarse, así como de la evolución de las capacidades instaladas y los incentivos para fomentarlas.

En contexto con lo anterior, en este capítulo se abordarán estos aspectos a modo que en tres secciones se dará a conocer un panorama general de la situación actual de estas tecnologías en el país.

En la primera sección se observará tanto la evolución histórica del marco legal y regulatorio, como la situación que prevalece en estos momentos para poder desarrollar este tipo de proyectos. El marco legal se describirá en conjunto para las dos tecnologías, ya que en nuestro país no se hace distinción de las energías renovables, como lo hacen en otros países, por lo que las leyes descritas son las mismas en los dos casos.

En la segunda sección se describirán los incentivos económicos y fiscales implementados en el país, para poder incrementar el uso de energías renovables para la producción de energía eléctrica y reducir los estragos del cambio climático global.

En la última sección se observará la evolución de la capacidad instalada de las dos fuentes primarias de energía renovable, a modo que se pueda hacer un planteamiento general de la situación actual. Dentro de esta sección también se observarán los potenciales con los que cuenta nuestro país para poder desarrollar estos proyectos para la generación de energía eléctrica y así poder disminuir la dependencia de los combustibles fósiles para el sector eléctrico y de algún modo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero siendo ésta una acción conjunta a nivel mundial.

### **3.1. Marco legal y regulatorio**

El marco legal y regulatorio, son los principales ordenamientos jurídicos y los instrumentos de regulación, que sirven para regir las operaciones del sector eléctrico mexicano.

#### **3.1.1. Evolución histórica del marco legal.**

Para el año de 1938, se creó la primera ley del sector eléctrico mexicano que tenía como finalidad, tomar en cuenta las regulaciones, concesiones y permisos para la industria eléctrica, llamada Ley de la Industria Eléctrica (LIE). Varios años después, en 1945, fue creado su reglamento, que estuvo presente hasta el año de 1993 (Elizalde y García, 1997).

Con encomiendas del gobierno federal en el año de 1937 se crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con el objetivo de llevar a cabo el desarrollo económico del país. Con una pronta expansión de la generación eléctrica por parte de CFE, las empresas privadas establecidas en el país dejaron de invertir, hasta que en el año de 1960 se nacionalizó la industria eléctrica.

La desaparición de la LIE, se estableció en el año de 1975 con la creación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), que en funciones generales, establece que la participación de los particulares en la generación de energía eléctrica puede realizarse previa opinión de la CFE; la presente ley a la fecha sigue vigente con algunas modificaciones hechas en los años 1992, 1994 y 1997.

Ante ello, la aparición del Reglamento de la LSPEE fue hecha en el año de 1993 con la finalidad de reglamentar lo establecido en la Ley y así, poder llevar a cabo el buen funcionamiento del sector eléctrico y dar apertura a la generación eléctrica con la industria privada.

En ese mismo año, fue creada la Comisión Reguladora de Energía (CRE); órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía (SENER) con autonomía técnica y operativa, encargado de regular los permisos para generación.

Para el año de 1995 fue expedida la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (LCRE), para establecer los lineamientos a seguir y el cumplimiento de los objetivos planteados por la CRE.

En la Tabla III.1, se muestra un cuadro resumido de las leyes involucradas históricamente en el marco legal y regulatorio del sector eléctrico mexicano.

**Tabla III.1 Evolución histórica del marco legal**

| Ley o Reglamento                                                  | Fecha de aparición | Fecha de desaparición |
|-------------------------------------------------------------------|--------------------|-----------------------|
| Ley de la Industria Eléctrica                                     | 1938               | 1975                  |
| Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica                    | 1945               | 1993                  |
| Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica                  | 1975               | Vigente               |
| Reglamento de la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica | 1993               | Vigente               |
| Ley de la Comisión Reguladora de Energía                          | 1995               | Vigente               |

Fuente: La autora a partir de Elizalde y García, 1997.

### 3.1.2. Estructura actual del marco legal y regulatorio

El marco regulatorio Mexicano en el sector eléctrico, se fundamenta en el artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, que a la letra dice “[...] *Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público*”<sup>1</sup>.

De ello, se desprenden diferentes lineamientos jurídicos que rigen las actividades reguladas del sector eléctrico que están supeditadas a la Constitución, de tal manera que muestran cierta estructura la cual se ilustra a continuación (Figura III. 1).

<sup>1</sup> Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, Artículo 27.



Fuente: SENER, 2007

### **Figura III.1 Ordenamientos jurídicos que rigen las actividades del sector eléctrico**

En contexto con lo anterior, se adicionan al marco regulatorio una serie de instrumentos que establecen los lineamientos y los mecanismos de interrelación entre el suministrador del servicio público y el particular, a modo que se mencionarán los respectivos a las energías renovables. Éstos son: el Contrato de Interconexión y el de Servicio de Transmisión Energética para Fuentes de Energía Renovables.

Por su parte el primer contrato, es un mecanismo que establece términos y condiciones para la interconexión entre las fuentes renovables, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y los centros de consumo, a modo que sirva como contrato de operaciones entre el permisionario y el suministrador. El segundo contrato, se basa en el permiso de transportar la energía generada desde la fuente renovable hasta los centros de consumo (SENER, 2007).

Por otra parte, dentro de la regulación para las fuentes de energías renovables, se encuentra la nueva Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAEEyFTE) aprobada el 28 de octubre del año 2008 entrando en vigor el día 29 de noviembre del mismo año.

A continuación, se desglosaran los términos anteriores con el fin de conocer las leyes involucradas para implementar proyectos de minihidráulica y los que usan la biomasa para la generación de energía eléctrica.

### **3.1.3. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)**

Esta Ley es el ordenamiento principal en materia de energía eléctrica y se encarga de regular la prestación del servicio público, así como la organización y funcionamiento de la CFE y se basa en los términos del Artículo 27 Constitucional.

Con la estructura del año 1975, establece que la participación del capital privado en la generación de energía eléctrica podía realizarse, pero estaba sujeta a previo permiso y opinión de la CFE. Ahora con las modificaciones hechas por el Congreso de la Unión en 1992, se han incorporado distintas modalidades de productores de generación eléctrica, tales como: autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción y de importación o exportación. Todo ello con el fin de poder incentivar la participación de particulares en la producción de electricidad, ya que estos no pertenecen al servicio público, como lo menciona el Artículo tercero de esta Ley; que a la letra dice:

**“Artículo 3º.** *No se considera servicio público:*

- I. *La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;*
- II. *La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad;*
- III. *La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;*
- IV. *La importación de energía por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y*

- V. *La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica”.*

Por otro lado, la Ley en su 4º Artículo, menciona los rubros considerados como servicio público de energía eléctrica, que a la letra dice:

**“Artículo 4º.** *Para efectos de esta Ley, la prestación del servicio público de energía eléctrica comprende:*

- I. *La planeación del sistema eléctrico nacional;*
- II. *La generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica; y*
- III. *La realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional”.*

Por su parte, la Ley define los objetivos y estructura de los agentes participantes en la regulación del sector energético, tales como la SENER y la CFE. También interpone las consideraciones necesarias para dar seguimiento a los lineamientos que tendrán que apoyar los agentes prestadores del servicio, para que aquellos rubros como las obras e instalaciones, el suministro de energía eléctrica, las sanciones y el recurso administrativo, se lleven a cabo correctamente y en forma.

Por otro lado en el artículo 39, menciona a aquellos espacios en los que no se otorgan permisos para la generación de electricidad, tales como, plantas generadoras de cualquier capacidad, para uso exclusivo de emergencias en caso de interrupción del servicio público de energía eléctrica y en la modalidad de autoabastecimiento, el cual no exceda los 0.5 MW de capacidad de generación.

### 3.1.4. Ley de la Comisión Reguladora de Energía (LCRE)

En el año de 1993, se creó la CRE, como un órgano consultivo en materia de electricidad, pero en el año de 1995, mediante la expedición de la LCRE, pasó a ser un ente regulador y desconcentrado de la SENER, con autonomía técnica y operativa, encargándose de la regulación de gas natural y energía eléctrica (SENER, 2007).

Ante este hecho, podremos mencionar las principales características de la Ley, donde se indican los objetivos a los cuales se supedita, tales como promover el desarrollo eficiente de las siguientes actividades en materia de energía eléctrica, que es la parte que nos compete señalar:

- ✍ El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público
- ✍ La generación, importación y exportación de energía eléctrica, que realicen los particulares.
- ✍ La adquisición de energía eléctrica que se destina al servicio público
- ✍ Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, entre las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica y entre éstas los titulares de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica

De tal modo que para cumplir con sus objetivos, deberá participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica; aprobar criterios para el monto de las aportaciones para la realización de obras; verificar que la prestación del servicio público de energía, se adquiera a menor costo económico y se cuente con estabilidad, calidad y seguridad para el SEN; aprobar metodologías para el cálculo de las contraprestaciones para la adquisición, conducción, transformación y entrega de energía eléctrica; opinar sobre los asuntos que le competen exclusivamente a la CFE; otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que se requieran para la realización de actividades reguladas y proponer a la SENER actualizaciones al marco jurídico.

Con lo anterior se le dio fortalecimiento al marco institucional, operatividad a los cambios y claridad, transparencia y estabilidad al marco regulador de la industria eléctrica. Así mismo los principales instrumentos de regulación de la CRE son: otorgar

permisos, autorizar precios y tarifas, aprobar términos y condiciones para la prestación de servicios, dirimir controversias, requerir información y aplicar sanciones, entre otros.

### **3.1.5. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLSPEE)**

La función de este ordenamiento, es la de reglamentar la LSPEE, lo referente a la prestación del servicio público y las actividades presentadas en la misma, haciendo hincapié en aquellas que no se constituyen como servicio público. De tal manera que se presentan los lineamientos a seguir para el otorgamiento de permisos a las modalidades que a continuación serán descritas.

#### **a) Autoabastecimiento<sup>2</sup>**

De acuerdo con la Ley, se entiende por autoabastecimiento a la utilización de energía para fines de consumo propio, siempre que ésta provenga de las plantas destinadas para éstos fines, de tal modo que la participación de este permisionario tendrá que ser constituida por una sociedad. En caso de que requiera la inclusión de más copropietarios en el proyecto, estos deberán ceder partes sociales, acciones o participaciones con autorización de la Secretaría o se hayan previsto en los planes de expansión del mismo.

En caso de exceso de energía, esta deberá ponerla a disposición de la CFE o Luz y Fuerza del Centro (LyFC), según donde se encuentre la central. Así mismo, la sociedad no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas, que no fuesen de la misma sociedad.

#### **b) Cogeneración<sup>3</sup>**

La definición dada por la CRE para la cogeneración es que la energía que emane del conjunto de vapor con otros procesos térmicos, así como también la utilización de la energía térmica no aprovechada en los procesos y que indirectamente o directamente se utilice para la producción de energía eléctrica o con aquellos combustibles que

---

<sup>2</sup> Sección basada en el RLSPEE, 1993. Artículos 101 y 102

<sup>3</sup> *Ibíd.*, artículos 103-106

producen. Todo ello conforme, a que la electricidad generada se destine a las necesidades de los establecimientos que conjuntamente están asociados para la cogeneración, siempre y cuando éstos incrementen sus eficiencias energéticas y económicas de todo el proceso. Por otro lado, están obligados a poner sus excedentes a disposición de la CFE.

#### **c) Producción independiente<sup>4</sup>**

Se considera a aquellas plantas de generación de energía eléctrica que su capacidad sea mayor a 30MW y que toda su energía sea vendida a la CFE o a exportación. Cuando la venta sea a la CFE, deberá estar sujeta a que su producción se establezca dentro de la planeación y programa correspondiente de dicho organismo o que sea equivalente. O que satisfagan las necesidades de energía eléctrica conforme a soluciones técnicas de la CFE, en las que podrá existir una adición o una sustitución de capacidad, de tal manera que se aproveche la energía generada de menor costo económico total a largo plazo para dicho organismo, así como proporcionar óptima estabilidad, calidad y seguridad en el servicio público.

#### **d) Pequeña producción de energía eléctrica<sup>5</sup>**

De esta manera los solicitantes deberán vender toda su energía a la CFE, siempre y cuando el proyecto no sobrepase los 30 MW y que el área determinada sea aprobada por la SENER, así, el solicitante no podrá ser titular en una misma área de pequeña producción que conjuntamente con los de exportación sumen una potencia que exceda la capacidad antes estipulada. Para aquellos casos en los que utilicen la modalidad de autoabastecimiento para pequeñas comunidades rurales o aisladas que carezcan del servicio público, los proyectos no podrán exceder 1 MW de capacidad; éstas deberán constituirse como sociedades civiles o cooperativas de consumo.

---

<sup>4</sup> Ibíd., artículos 108-110

<sup>5</sup> Ibíd., Artículos 111 - 115

#### **e) Generación de energía eléctrica destinada a la exportación<sup>6</sup>**

Debido a que no pertenece a un servicio público, el uso temporal de la red del SEN, así como la autorización de permisos en conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, se harán de acuerdo a convenios celebrados con CFE siempre y cuando no se afecte a terceros ni al servicio público. Así se protege el interés general y la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público.

Por otro lado, se podrán otorgar permisos a través de proyectos incluidos en las modalidades de pequeña producción, producción independiente y cogeneración, de tal modo que cumplan con las especificaciones dadas anteriormente. También se hace mención a que los permisionarios no podrán enajenar dentro del territorio nacional, a menos que la SENER lo autorice.

#### **f) Utilización de energía eléctrica de importación<sup>7</sup>**

Se otorgarán permisos para adquirir energía eléctrica de aquellas plantas generadoras en el extranjero, por medio de convenios establecidos entre el abastecedor y el consumidor, siempre y cuando cumplan con los requisitos especificados en la LSPEE, a modo que estarán sujetos al pago de aranceles de importación según la legislación correspondiente. De antemano los permisionarios están obligados a operar sus respectivas plantas en el país con medios propios y personal a su servicio, ateniéndose a las leyes reglamentarias del lugar.

El reglamento también se hace cargo de las licitaciones que pone al servicio de todas las modalidades descritas, en cuanto al poder adicionar o sustituir la capacidad de generación de electricidad, de tal manera que se aprovechará de la energía de menor costo económico total a largo plazo para la CFE, siendo que siempre se tomará en cuenta el costo económico para poder definir que fuente de generación deberá utilizar el permisionario, para que el proyecto quede dentro de los lineamientos del programa de la CFE.

---

<sup>6</sup> Ibid., Artículos 116-119

<sup>7</sup> Ibid., Artículos 120-123

Otro de los planteamientos, es el de la descripción de los entes participantes en la compra-venta de energía, las obligaciones y derechos de los mismos, la planeación del Sector Eléctrico, los convenios, transmisión de energía entre otras cuestiones.

Una vez conocidas las modalidades con las que cuenta la LSPEE, sabremos que los proyectos estudiados en este capítulo se encausan al autoabastecimiento para las dos tecnologías y la modalidad de cogeneración para aquellas centrales que utilizan la biomasa.

### **3.1.6. Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERyFTE).**

La presente Ley tiene por objeto regular el aprovechamiento de las energías renovables y las tecnologías limpias para la generación de electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

Los casos de exclusión para la Ley son: minerales radioactivos, energía hidráulica con capacidad mayor a 30 MW, residuos de cualquier tipo cuando sean incinerados o utilicen otro tipo de proceso térmico y los aprovechamientos de rellenos sanitarios que no cumplan con normatividad ambiental.

Dentro de las correspondencias de la SENER, se encuentra la observación de los compromisos internacionales que tiene México en materia de aprovechamiento de energías renovables y cambio climático, así como los planes nacionales en materia de mitigación de GEI.

Aunado a lo anterior, le compete a la SENER, promover la participación social en la planeación y aplicación del programa; establecer objetivos y metas para el aprovechamiento de las energías renovables, así como las estrategias y acciones para llevarlas a cabo. Incluir la construcción de la infraestructura eléctrica para que los proyectos con energías renovables, se puedan interconectar al SEN e incluir en las metas la mayor diversidad de energías renovables; fomentar que éstas se utilicen con

poblaciones rurales que no cuenten con el servicio, estén o no aisladas de la red eléctrica.

El ente regulador dictaminado por la presente, es la CRE, de tal manera que tendrá como atribuciones: expedir normas, directivas y demás disposiciones para la regulación de la generación de electricidad con fuentes renovables y establecer opinión con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la SENER, para el cálculo de contraprestaciones con el suministrador y el generador, entre otras.

Una de los lineamientos más favorables dentro ella, es que la SENER definirá estrategias para promover la utilización de energías renovables para la generación de electricidad, a fin de que los propietarios de los terrenos sean los más beneficiados con este tipo de proyectos.

Por otro lado, aquellos proyectos con capacidades mayores a 2.5 MW procurarán involucrarse con la comunidad para obtener una participación conjunta y en caso de conveniencia con el contrato, deberán pagar arrendamiento a los propietarios del terreno.

El aprovechamiento de las fuentes renovables, está dentro de la estrategia del Estado para promover la eficiencia y sustentabilidad energética, así como para disminuir la dependencia de los hidrocarburos como fuente primaria de energía. Con la finalidad de llevar a cabo la estrategia, se crea el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

### **3.2. Incentivos para la generación de energía eléctrica**

Uno de los principales impulsores para la implementación de proyectos de generación eléctrica con energías renovables o de cualquier otro proyecto de energía, es la viabilidad financiera, por lo que nos hace reflexionar sobre la forma en la que el país ha manifestado algún apoyo hacia estos proyectos; con este cuestionamiento, comenzamos esta sección, haciendo mención de algunos de los incentivos que el país está

desarrollando para la implementación de estas tecnologías para la generación de energía eléctrica.

### **3.2.1. Fondo para la transición energética y el aprovechamiento sustentable de la energía<sup>8</sup>**

En contexto con la definición anterior, se crea una estrategia como el mecanismo con el cual el Estado impulsará las políticas, acciones y demás rubros para encaminar una mayor utilización de las energías renovables.

Esta estrategia, promoverá el uso, la diversificación y aplicación de las fuentes renovables de energía, así como las medidas de ahorro y eficiencia energética.

Conforme a la LAERyFTE en su artículo 27 se define la creación del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. Contará con un comité creado por diferentes dependencias gubernamentales, desde la SHCP, pasando por las Secretarías de Agricultura, Medio Ambiente, Desarrollo Rural entre otras hasta el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt), así como la CFE y la Compañía LyFC. Este comité emitirá las reglas para la administración, asignación y distribución de los recursos del Fondo.

El comité podrá acordar que con cargo al Fondo se utilicen recursos no recuperables para el otorgamiento de garantías de crédito u otro apoyo financiero, para el cumplimiento de la estrategia.

Por otra parte, la aplicación de convenios entre los gobiernos de los Estados, Municipios y el Distrito Federal con los suministradores, se llevará a cabo mientras que sus fines en conjunto, sean la utilización de los recursos renovables en sus territorios para la producción de electricidad.

---

<sup>8</sup> Sección basada en la LAERyFTE

Por su parte el Ejecutivo Federal, diseñará e instrumentará las políticas a seguir para facilitar el flujo de recursos derivados de mecanismos internacionales de financiamiento relacionados con la reducción de emisiones de GEI. Asimismo las dependencias y entes involucrados o el mismo suministrador, podrán funcionar como intermediarios entre los proyectos de energías renovables y los compradores de certificados de reducción de emisiones de GEI en el mercado internacional.

### **3.2.2. Fondo Verde**

Es una iniciativa del Gobierno Mexicano ante la problemática mundial del cambio climático, la creación de este Fondo Internacional está contenido en cuatro puntos básicos: las medidas de mitigación, la adaptación a los efectos del cambio climático, mayor financiamiento y transferencia de tecnología.

Este Fondo debería de iniciar con un monto de diez mil millones de dólares, aunque para combatir el cambio climático se necesita más que eso, pero para dar inicio se puede considerar un monto mínimo de mil millones de dólares, que con el tiempo tenga posibilidades de crecimiento<sup>9</sup>.

El Fondo Verde contará con la participación del Banco Mundial (BM) y del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Así, todos los países aportarán recursos económicos según su capacidad económica o su producción de gases, a modo que el fondo permitirá recobrar la cuota que el país aporte en proyectos de generación de energías o tecnologías para contrarrestar el calentamiento; siendo así que los países desarrollados aporten más de lo que puedan retirar, a fin de crear un excedente para incentivar a aquellos países en vías de desarrollo a que lleven a cabo actividades de mitigación.

La propuesta del Fondo Verde establece que los países desarrollados no podrán hacer uso total de lo invertido en el fondo, si no que, aquellos países con economías

---

<sup>9</sup> Sección basada en: [www.semarnat.gob.mx/saladeprensa/boletindeprensa/Pages/bol08-099.aspx](http://www.semarnat.gob.mx/saladeprensa/boletindeprensa/Pages/bol08-099.aspx)

intermedias sean los que puedan retirar un porcentaje mayor al que aportaron, para así incentivarlos a desarrollar proyectos con energías renovables.

El Fondo Verde fue propuesto el 28 de Mayo del año 2008 en la reunión ministerial de Medio Ambiente del G8+5, realizado en Kobe, Japón; fue recibido con un buen reconocimiento por parte de los presentes y espera contar con un buen pacto global contra el calentamiento del planeta, a medida que la propuesta del Fondo Verde será presentada en la Conferencia de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que se celebrará en el presente año 2009 en Copenhague, Dinamarca.

### **3.2.3. Mecanismos de Desarrollo Limpio**

En el año de 1997 en el Convenio Marco sobre Cambio Climático de la ONU, acordaron los gobiernos de 84 países crear el Protocolo de Kyoto, que tiene por objetivo principal reducir las emisiones de GEI a nivel global, en un porcentaje del 5.2% dentro de los años 2008 y 2012, respecto a las emisiones base del año 1990.

Dentro del Protocolo se inician una serie de mecanismos flexibles para crear un Mercado de Carbono, a modo que uno de ellos es el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), que se establece en el artículo 12 del protocolo. Teniendo como objetivos, ayudar a los países desarrollados a cumplir sus compromisos cuantitativos de reducción de emisiones y promover el Desarrollo Sustentable.

Con los MDL se pueden emprender proyectos que eviten emisiones de GEI, por medio de energías renovables, eficiencia energética, cambio de combustibles y otros. Capturen carbono por medio de la fotosíntesis en el sector forestal, secuestro geológico, etc. Contribuyan al desarrollo sustentable de los países en desarrollo y faciliten el cumplimiento de compromisos de países Anexo I.

Los MDL establecen responsabilidades comunes pero diferenciadas para el logro de sus objetivos. Distingue entre países industrializados (Anexo I) y países en desarrollo (NO-Anexo I) de acuerdo con su responsabilidad y capacidad. México como parte de NO-Anexo I, sólo puede participar en los proyectos MDL.

Dentro de éstas acciones, se distingue el hecho de que los países Anexo I, tienen que reducir sus emisiones de GEI de manera absoluta. Los países NO-Anexo I, no tienen compromisos cuantitativos, deben formular inventarios e implementar programas de mitigación de emisiones y tienen la oportunidad de aprovechar el mercado de reducción de emisiones.

Este mecanismo ofrece a los gobiernos y empresas privadas de países industrializados la posibilidad de transferir tecnologías a países en desarrollo, mediante inversiones en proyectos de reducción de emisiones, recibiendo de esta forma certificados de emisión que servirán como suplemento a sus reducciones internas<sup>10</sup>.

### 3.2.3.1. Ejemplos de MDL con minihidroeléctricas

Con respecto a los proyectos estrictamente minihidroeléctricos, tomando la clasificación expuesta en el presente trabajo ( $1 < 5$  MW), no existe uno que haya sido validado como proyecto MDL, pero sí existen 5 proyectos hidráulicos que van desde potencias de 8 MW hasta 30MW, tomándolos a estos como la clasificación de pequeña hidroeléctrica.

Se tomaron en cuenta por el hecho de pertenecer a MDL, ya que no podemos dejar de lado que es un incentivo para que las empresas particulares puedan aprovechar ese recurso en favor de la viabilidad de los proyectos minihidroeléctricos en el país. En la Tabla III.2 se mostrarán los proyectos antes mencionados y que han sido aprobados.

<sup>10</sup> Sección basada en: <http://archivo.greenpeace.org/Clima/kioto-mecanismos.htm>

**Tabla III.2 Proyectos hidroeléctricos MDL con cartas de aprobación**

| Nombre del proyecto                                                                         | Fecha de expedición de la Carta de Aprobación | Etapas del Ciclo del Proyecto     | Reducción estimada de emisiones (Ktons de CO <sub>2</sub> equivalente/año) | Ubicación |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Proyecto hidroeléctrico los Trojes, Hidroelectricidad del Pacífico S. de R.L. de C.V.       | 16 de Febrero de 2005                         | Registrado con expedición de RCEs | 21                                                                         | Michoacán |
| Proyecto hidroeléctrico Benito Juárez, Electricidad del Istmo S.A. de C.V.                  | 16 de Febrero de 2005                         | Validación (PDD-V1 21/01/2003)    | 41                                                                         | Oaxaca    |
| Proyecto hidroeléctrico Chilatán, Proveedor de Electricidad de Occidente S. de R.L. de C.V. | 16 de Febrero de 2005                         | Registrado                        | 33                                                                         | Michoacán |
| Proyecto hidroeléctrico El Gallo, Mexicana de Hidroelectricidad MEXHIDRO S. de R.L. de C.V. | 16 de Febrero de 2005                         | Registrado                        | 66                                                                         | Guerrero  |
| Santa Gertrudis Proyecto de energía renovable conectado a la red, PROENERMEX                | 5 de Febrero de 2005                          |                                   | 30                                                                         | Veracruz  |
| <b>Total de proyectos hidroeléctricos</b>                                                   |                                               | <b>5</b>                          | <b>191</b>                                                                 |           |

Fuente: [www.semarnat.gob.mx/queessearnat/politica\\_ambiental/cambioclimatico/Documents/MDL/hidroelectricos.html](http://www.semarnat.gob.mx/queessearnat/politica_ambiental/cambioclimatico/Documents/MDL/hidroelectricos.html)

### 3.2.3.2. Ejemplos de MDL con biomasa

Para el caso de la biomasa, existen diferentes rubros en los cuales han estado presentes los proyectos MDL. Por lo que existen 88 proyectos en manejo de residuos en granjas porcícolas, 55 en manejo de residuos en establos de ganado vacuno, 14 en metano de rellenos sanitarios y 3 en manejo de aguas residuales. A continuación se presentan los proyectos aprobados, descritos de manera general (Tabla III. 3).

**Tabla III. 3 Proyectos de biomasa MDL con cartas de aprobación**

| Tipo de Proyectos                               | Número de Proyectos | Ubicación                                                                                                                          | Reducciones de CO <sub>2</sub> equivalente (Ktons/año) |
|-------------------------------------------------|---------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| Manejo de residuos en granjas porcícolas        | 88                  | AGS., CHIH., CHIS., COAH., DGO., EDO. MEX., GTO., JAL., MICH., NL., NAY., PUE., QRO., SIN., S.L.P., SON., OAX., TAMPS., VER., YUC. | 2,507                                                  |
| Manejo de residuos en establos de ganado vacuno | 55                  | AGS., B.C., CHIH., COAH., GTO., DGO., JAL., N.L., PUE., QRO., SIN., TLAX.                                                          | 983                                                    |
| Metano de rellenos sanitarios                   | 14                  | AGS., B.C., CHIH., DGO., EDO. MEX., GTO., JAL., MOR., N.L., SIN., YUC.                                                             | 1,968                                                  |
| Manejo de aguas residuales                      | 3                   | SON., OAX., PUE.                                                                                                                   | 36                                                     |
| <b>Total de proyectos con biomasa</b>           | <b>160</b>          |                                                                                                                                    | <b>5,494</b>                                           |

Fuente: [http://www.semarnat.gob.mx/queessearnat/politica\\_ambiental/cambioclimatico/Pages/mdl.aspx](http://www.semarnat.gob.mx/queessearnat/politica_ambiental/cambioclimatico/Pages/mdl.aspx)

### 3.2.3.3. Bonos de carbono

Son un instrumento económico contemplado en el Protocolo de Kioto. Cada bono de carbono equivale a una tonelada de bióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub> eq.) que ha sido dejada de emitir a la atmósfera. El objetivo de la existencia y uso de los bonos de carbono es disminuir los costos de las actividades de reducción de emisiones de GEI.

Los Bonos de Carbono permiten al desarrollador de un proyecto obtener un ingreso adicional por la venta de los mercados internacionales de reducción de emisiones que el proyecto evita (Inclán, 2005).

El comercio de bonos de carbono consiste en la compra y venta de certificados de reducción de emisiones (CERs), permisos de emisión, montos asignados anualmente (AAUs), o unidades de reducción de emisiones (ERUs).

Este comercio se basa en dos puntos:

- 1) No importa en qué parte del planeta se eviten las emisiones de GEI, el efecto es el mismo. Evitar que una tonelada de carbono sea liberada a la atmósfera tiene el mismo efecto en la mitigación del cambio climático, sin importar si la reducción de emisiones se hizo en México, Venezuela, India o Europa.
- 2) En términos ambientales, no es tan importante si las emisiones se evitan hoy o en unos años. Dado el tiempo de permanencia de los GEI en la atmósfera (el tiempo que duran en la atmósfera), el efecto ambiental de evitar las emisiones el día de hoy o en unos años es el mismo, siempre y cuando realmente se evite la emisión.

De acuerdo a la información provista por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), se estima que el país tiene un potencial de reducción y captura de carbono cercano a los 81 millones de toneladas entre 2008-2012, que puede aprovecharse mediante la realización de proyectos dentro de los MDL.

Considerando los precios del mercado, este potencial puede traducirse en un ingreso cercano a \$500 millones de dólares por concepto de venta de CERs<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> <http://democraciayterritorio.wordpress.com/2008/08/19/el-protocolo-de-kioto-y-el-mercado-de-bonos-de-carbono/>

### **3.2.4. Ley Federal de Derechos**

La presente ley establece los pagos por el uso o aprovechamiento de los bienes del dominio público de la Nación o por recibir servicios que presta el Estado.

En su apartado sobre energía, establece que deberá pagar derechos en materia de energía eléctrica por los servicios que presta la CRE, tales como el análisis, la evaluación de la solicitud, y en su caso, la expedición del permiso.

Para hacer hincapié en esta sección, se establece en el artículo 56 bis, que en ningún caso se pagará el derecho de permiso de generación eléctrica con los rubros anteriormente citados, exclusivamente, cuando sea bajo las modalidades de fuentes de energías renovables; esto es una motivación para las empresas particulares, para desarrollar este tipo de proyectos.

### **3.3. Capacidad instalada de generación eléctrica**

En esta sección se observará la situación actual de la capacidad instalada de generación eléctrica, mediante las dos tecnologías presentes en el trabajo, a modo que se observe la participación de las mismas en el sector eléctrico mexicano.

#### **3.3.1. Minihidráulica**

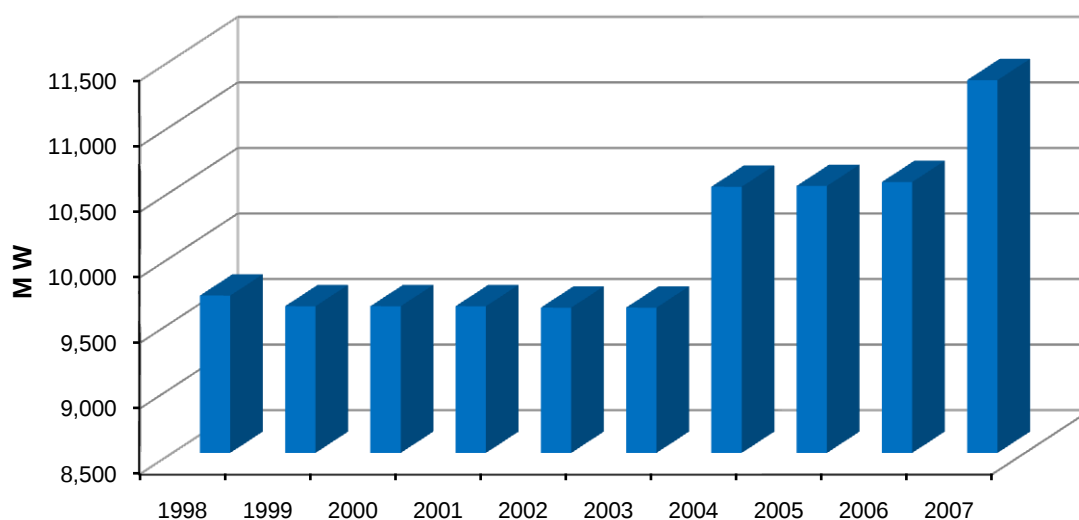
##### **3.3.1.1. Evolución histórica de la hidroeléctrica**

Con la nacionalización de la industria eléctrica en los años sesentas la CFE retomó 44 pequeñas centrales hidroeléctricas privadas con potencias instaladas de alrededor de 1MW (Valdez, 2005), de modo que con el rápido crecimiento de la demanda de electrificación a nivel nacional, se asumió la construcción de plantas generadoras de otra índole distinta a la hidráulica ya que requerían menor tiempo de construcción, lo que significó que estas plantas se fueran dejando de lado como pequeñas centrales, por lo que se empezó a generar con centrales hidroeléctricas mayores. En esa década se

construyeron importantes centrales como Infiernillo y Temascal, a modo que se fue aumentando la capacidad instalada de generación eléctrica en el país.

En la actualidad la capacidad instalada de generación eléctrica es de 49,931 MW hasta abril del 2009, de los cuales 38,474 MW pertenecen a CFE y 11,457 MW a productores independientes. Del total de la capacidad, el 22% pertenece a la hidroeléctrica que son 11,054 MW. Ahora compete hacer una demostración de la evolución de la tecnología con respecto a su capacidad instalada, a modo que se observe la participación de esta tecnología en la generación de electricidad.

Los datos que se presentan en la Figura III.2 están fundamentados en el Balance Nacional de Energía (BNE) del año 2007, en los que se muestra una la evolución de las centrales hidroeléctricas del año 1998 al 2007.



Fuente: BNE, 2007.

**Figura III.2 Evolución de la capacidad instalada de las hidroeléctricas**

### 3.3.1.2. Evolución histórica de la minihidroeléctrica

Conforme a lo planteado anteriormente, sobre la nacionalización de la industria eléctrica; la existencia de pequeñas centrales hidroeléctricas por parte de CFE y LyFC a la fecha, es incierta, ya que la mayoría de esas centrales ya son obsoletas con más de 60 años de servicio.

Con las modificaciones a la LSPEE en el año de 1992, se establece la modalidad de autoabastecimiento para los privados, es donde, se hace necesario retomar los

estudios del potencial pequeño, mini o micro hidroeléctrico para la explotación del recurso por los particulares, comunidades rurales o instituciones diferentes a las del estado.

Los estudios de la estimación del potencial minihidráulico, fueron hechos por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) en el año de 1995, donde se muestra un recurso de 3200MW a nivel nacional, sólo en la zona de Veracruz y Puebla se hace una estimación de 400MW promedio (Valdez, 2005). Tomando en cuenta a la minihidráulica como centrales de capacidades de menos de 10 MW instalados.

Conforme al estudio anteriormente mencionado, se establece una tabla que muestra las centrales hidroeléctricas en operación por parte del servicio público, siendo éstas operadas por CFE y LyFC menores a 5MW (Tabla III.4).

**Tabla III. 4 Centrales hidroeléctricas < 5MW de CFE y LyFC**

| Nombre                                        | Estado      | Puesta en servicio | Años en servicio | Gasto total (m³/s) | Carga estática (m) | Capacidad (MW)  | Gen. Media anual*(GWh) | Factor de planta |
|-----------------------------------------------|-------------|--------------------|------------------|--------------------|--------------------|-----------------|------------------------|------------------|
| <b>Centrales CFE</b>                          |             |                    |                  |                    |                    |                 |                        |                  |
| Portezuelos I                                 | Puebla      | 1901               | 94               | 3.72               | 142.0              | 2.800           | 6.87                   | 0.28             |
| Ixtaczoquitlan                                | Veracruz    | 1903               | 92               | 2.28               | 103.6              | 0.630           | 3.10                   | 0.56             |
| Tirio                                         | Michoacán   | 1905/1930          | 90/65            | 1.80               | 104.0              | 1.100           | 1.83                   | 0.19             |
| Portezuelos II                                | Puebla      | 1908               | 87               | 7.60               | 65.8               | 2.120           | 1.90                   | 0.10             |
| Sn. Pedro Ponuas                              | Michoacán   | 1928/1958          | 67/37            | 1.52               | 263.0              | 2.560           | 8.67                   | 0.39             |
| Huazuntlán                                    | Veracruz    | 1933 <sup>a</sup>  | 62               | 2.25               | 95.5               | 1.600           | 2.50                   | 0.18             |
| Bartolinas                                    | Michoacán   | 1940               | 55               | 1.95               | 56.7               | 0.750           | 1.4                    | 0.21             |
| Jumatán                                       | Nayarit     | 1943/1959          | 52/36            | 1.82               | 157.5              | 2.180           | 8.00                   | 0.42             |
| Texolo                                        | Veracruz    | 1928               | 67               | 1.86               | 133.6              | 1.600           | 9.40                   | 0.67             |
| Micos                                         | S.L.P.      | 1945               | 50               | 2.80               | 55.0               | 0.590           | 2.20                   | 0.43             |
| Elesctroquímica                               | S.L.P.      | 1952               | 43               | 2.60               | 71.5               | 1.080           | 7.10                   | 0.75             |
| Schpiona                                      | Chiapas     | 1953/1963          | 42/32            | 2.23               | 67.5               | 2.240           | 11.4                   | 0.58             |
| Tamazulapan                                   | Oaxaca      | 1962               | 33               | 2.62               | 153.0              | 2.480           | 6.00                   | 0.28             |
| <b>Centrales LyFC</b>                         |             |                    |                  |                    |                    | <b>Subtotal</b> | <b>21.730</b>          | <b>70.37</b>     |
| Temascaltepec                                 | Edo. México | 1905               | 90               | 6.00               | 104.0              | 2.336           | 8.07                   | 0.39             |
| Juando                                        | Hidalgo     | 1946 <sup>a</sup>  | 49               | 8.00               | 55.0               | 3.000           | 5.7                    | 0.22             |
| Zepayautla                                    | Edo. México | 1937 <sup>a</sup>  | 58               | 0.90               | 93.0               | 0.488           | 0.19                   | 0.04             |
| Zictepec                                      | Edo. México | 1937 <sup>a</sup>  | 58               | 0.85               | 59.0               | 0.242           | 0.55                   | 0.26             |
| San Simón                                     | Edo. México | 1938 <sup>a</sup>  | 57               | 1.80               | 208.0              | 1.344           | 3.8                    | 0.32             |
| Villada                                       | Edo. México | 1927               | 68               | 1.00               | 150.0              | 0.858           | 4.52                   | 0.60             |
| Fernández Leal                                | Edo. México | 1927               | 68               | 1.50               | 117.0              | 1.13            | 5.14                   | 0.52             |
| Tiilan                                        | Edo. México | 1928               | 67               | 1.50               | 99.0               | 0.68            | 2.96                   | 0.50             |
| Cañada                                        | Hidalgo     | 1928               | 67               | 8.00               | 19.0               | 0.97            | 0.91                   | 0.11             |
|                                               |             |                    |                  |                    |                    | <b>Subtotal</b> | <b>11.04</b>           | <b>31.84</b>     |
|                                               |             |                    |                  |                    |                    | <b>Total</b>    | <b>32.770</b>          | <b>102.21</b>    |
| *Correspondiente a los últimos diez años      |             |                    |                  |                    |                    |                 |                        |                  |
| <sup>a</sup> Año de fabricación de la turbina |             |                    |                  |                    |                    |                 |                        |                  |

Fuente: La autora a partir de CONAE, 1995

Con los estudios realizados por CONAE dentro de los años de 1994 al 2004 en la zona sur del país y los que realiza CFE para el año 2000, se obtuvo un potencial pequeño mini o micro hidroeléctrico a nivel nacional de 2,795 MW.

A partir de lo anterior y de varios informes realizados por la CRE, Valdez Ingenieros S.A. de C.V., Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), SENER y CONAE, establecen que existen aproximadamente 80MW de capacidad instalada de las centrales minihidroeléctricas, en el servicio público y se ha mantenido estable los últimos cinco años, por lo que no es viable presentar un gráfico.

### 3.3.1.3. Situación actual de la minihidroeléctrica

El estado actual de las centrales minihidroeléctricas en operación, que presenta la CRE con permisos autorizados en la modalidad de autoabastecimiento, se observan en la Tabla III. 5, haciendo hincapié a la clasificación de las centrales menores de 10 MW.

**Tabla III. 5 Situación actual de permisos para centrales minihidroeléctricas**

| Permisionario                                 | Cap. Autorizada (MW) | Energía autorizada (GWh) | Fecha de entrada en operación | Ubicación de la planta |
|-----------------------------------------------|----------------------|--------------------------|-------------------------------|------------------------|
| Papelera Veracruzana, S.A. de C.V.            | 1.260                | 3.27                     | 25 Sep 98                     | Veracruz               |
| Hidroeléctricas Virita, S.A. de C.V.          | 2.560                | 10.17                    | Antes de 1992                 | Veracruz               |
| Hidroeléctrica Cajón de Peña, S.A. de C.V.    | 1.200                | 7.71                     | 01 Sep 08                     | Jalisco                |
| Hidrorizaba II, S.A. de C.V.                  | 4.440                | 37.97                    | 08 Ago 08                     | Veracruz               |
| Hidrorizaba, S.A. de C.V.                     | 1.600                | 13.81                    | 03 Nov 08                     | Veracruz               |
| Energía EP, S. de R.L. de C.V.                | 0.412                | 2.88                     | 19 Feb 09                     | Puebla                 |
| Cervecería Cuauhtemoc-Moctezuma, S.A. de C.V. | 6.000                | -                        | Antes de 1992                 | Veracruz               |
| Planta Orizaba *                              |                      |                          |                               |                        |
| Compañía Industrial Veracruzana, S.A. *       | 3.252                | -                        | Antes de 1992                 | Veracruz               |
| Desarrollos Mineros San Luis, S.A. de C.V. ** | 8.950                | -                        | 31 Jul 08                     | Durango                |

\* Planta híbrida, agua y gas natural

\*\* Planta híbrida, agua y diesel

Fuente: La autora a partir de CRE, 2008

En la actualidad no existe una estimación del recurso minihidráulico, por ende tampoco de la capacidad instalada, una de las razones que se le adjudica, es que la CFE sólo considera atractivo el estudio de proyectos cuya capacidad de generación sea mayor a 40 GWh/año o aproximadamente 10 MW. La CFE estima que existe un gran número de sitios con capacidad inferior a 10 MW, pero que no son útiles para satisfacer la demanda del SEN (Valdez, 2005).

### **3.3.2. Biomasa**

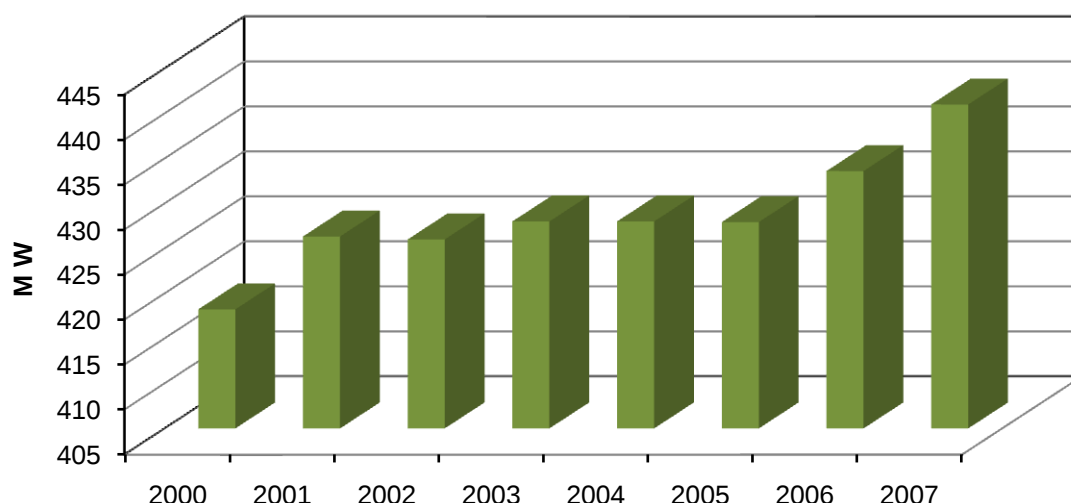
#### **3.3.2.1. Evolución histórica de la biomasa para generación de energía eléctrica**

A nivel nacional la bioenergía representa el 8% del consumo de energía primaria. Los principales energéticos utilizados en el país son el bagazo de caña que se emplea para la generación de energía eléctrica y/o térmica en los ingenios azucareros y la leña que se aplica para la calefacción y cocción de alimentos. El uso de los residuos agrícolas y los residuos sólidos de algunas ciudades son también utilizados para la generación de energía eléctrica (GTZ, 2006). Por lo anterior, la biomasa es una fuente importante de energía renovable que puede generar múltiples beneficios en los Estados y Municipios del país.

La capacidad de generación eléctrica instalada en México a Septiembre del 2008 fue de 49,931 MW, de los cuales 5,952 MW le pertenecen a autoabastecimiento, 2,824 MW a cogeneración y 278 MW a usos propios continuos, cifras dadas que presenta la CRE.

##### **a) Bagazo de Caña**

El bagazo de caña, es la fibra que se obtiene después de extraer el jugo de la caña en la industria azucarera, puede ser utilizada para la generación eléctrica. De tal manera que la SENER en sus Balances Nacionales de Energía hace referencia a esta fuente y a continuación se observará la evolución histórica de la capacidad instalada en la Figura III.2.



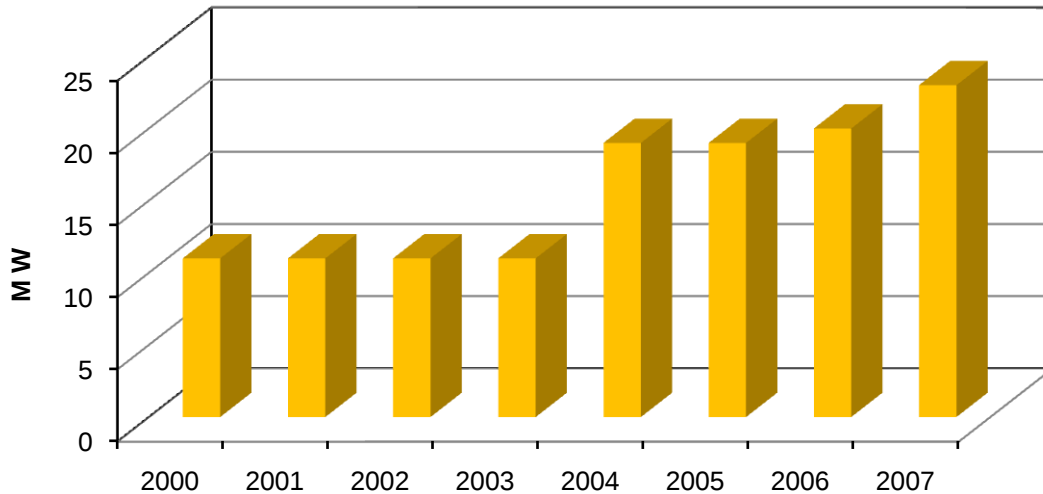
Fuente: La autora a partir de BNE, 2000 al 2007

**Figura III.3 Evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica con bagazo de caña.**

#### b) Biogás

El biogás es un gas combustible creado por bacterias en el proceso de biodegradación de los desechos orgánicos, en condiciones anaeróbicas. Es una mezcla de diferentes gases, los principales son el bióxido de carbono y el metano. El biogás se produce a partir de residuos vegetales y animales, por ejemplo, estiércol animal o humano, aguas negras y residuos agrícolas (SENER, 2006).

La utilización de esta fuente para generar electricidad es más reciente, por lo que la generación es escasa, esto se observa en la Figura III. 3, con la evolución histórica de la capacidad instalada.



Fuente: La autora a partir de CRE, 2008

**Figura III. 4 Evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica con biogás**

### 3.3.2.2. Situación actual de la biomasa para generación de energía eléctrica.

#### a) Bagazo de caña

En la actualidad la CRE ha autorizado 70.85 MW para generar energía eléctrica con bagazo de caña (Tabla III. 6) y 342.62 MW con sistemas híbridos utilizando bagazo de caña y combustóleo (Tabla III. 7).

**Tabla III. 6 Situación actual de permisos para bagazo de caña**

| Permisionario                         | Cap. Autorizada (MW) | Energía autorizada (GWh) | Fecha de entrada en operación | Ubicación de la planta |
|---------------------------------------|----------------------|--------------------------|-------------------------------|------------------------|
| Ingenio El Higo, S.A. de C.V.         | 12.000               | 26.00                    | Antes de 1992                 | Veracruz               |
| Ingenio Melchor Ocampo, S.A. de C.V.  | 6.100                | 9.10                     | Antes de 1992                 | Jalisco                |
| BSM Energía de Veracruz, S.A. de C.V. | 12.750               | 25.12                    | 24 Ago 05                     | Veracruz               |

Fuente: La autora a partir de CRE, 2008

**Tabla III. 7 Situación actual de permisos para sistemas híbridos**

| Permisionario                                                                | Cap. Autorizada (MW) | Energía autorizada (GWh) | Fecha de entrada en operación | Ubicación de la planta |
|------------------------------------------------------------------------------|----------------------|--------------------------|-------------------------------|------------------------|
| Ingenio Plan de San Luis, S.A. de C.V.                                       | 9.000                | 18.00                    | Antes de 1992                 | San Luis Potosí        |
| Ingenio Presidente Benito Juárez, S.A. de C.V.                               | 9.000                | 18.90                    | Antes de 1992                 | Tabasco                |
| Compañía Industrial Azucarera San Pedro, S.A. de C.V.                        | 10.000               | 10.80                    | Antes de 1992                 | Veracruz               |
| Ingenio Emiliano Zapata, S.A. de C.V.                                        | 8.600                | 20.50                    | Antes de 1992                 | Morelos                |
| Ingenio San Miguelito, S.A. de C.V.                                          | 5.200                | 6.69                     | Antes de 1992                 | Veracruz               |
| Impulsora de la Cuenca del Papaloapan, S.A. de C.V.                          | 24.200               | 38.15                    | Antes de 1992                 | Veracruz               |
| Ingenio Lázaro Cárdenas, S.A. de C.V.                                        | 5.500                | 7.00                     | Antes de 1992                 | Michoacán              |
| Azsuremex, S.A. de C.V.                                                      | 2.500                | 1.95                     | Antes de 1992                 | Tabasco                |
| Ingenio de Puga, S.A.                                                        | 18.500               | 31.79                    | Antes de 1992                 | Nayarit                |
| Ingenio Tala, S.A. de C.V. (antes Ingenio José María Martínez, S.A. de C.V.) | 12.000               | 25.56                    | Antes de 1992                 | Jalisco                |
| Ingenio San Francisco Ameca, S.A. de C.V.                                    | 4.500                | 11.96                    | Antes de 1992                 | Jalisco                |
| Ingenio El Molino, S.A. de C.V.                                              | 10.000               | 8.70                     | Antes de 1992                 | Nayarit                |
| Ingenio Tamazula, S.A. de C.V.                                               | 10.470               | 27.14                    | Antes de 1992                 | Jalisco                |
| Prozucar, S.A. de C.V.                                                       | 10.500               | 20.90                    | Antes de 1992                 | Sinaloa                |
| Ingenio Alianza Popular, S.A. de C.V.                                        | 6.395                | 13.20                    | Antes de 1992                 | San Luis Potosí        |
| Ingenio El Dorado, S.A. de C.V.                                              | 9.600                | 9.60                     | Antes de 1992                 | Sinaloa                |
| Ingenio Tres Valles, S.A. de C.V.                                            | 12.000               | 30.25                    | Antes de 1992                 | Veracruz               |
| Ingenio Adolfo López Mateos, S.A. de C.V.                                    | 13.500               | 21.60                    | Antes de 1992                 | Oaxaca                 |
| Ingenio de Huixtla, S.A. de C.V.                                             | 9.600                | 12.62                    | Antes de 1992                 | Chiapas                |
| Compañía Azucarera La Fe, S.A. de C.V.                                       | 9.500                | 11.40                    | Antes de 1992                 | Chiapas                |
| Compañía Azucarera de los Mochis, S.A. de C.V.                               | 14.000               | 22.00                    | Antes de 1992                 | Sinaloa                |
| Ingenio San Rafael de Pucte, S.A. de C.V.                                    | 9.000                | 18.38                    | Antes de 1992                 | Quintana Roo           |
| Ingenio Nuevo San Francisco, S.A. de C.V.                                    | 6.500                | 7.93                     | 24 May 07                     | Veracruz               |

Fuente: La autora a partir de CRE, 2008

**b) Biogás**

La CRE ha autorizado 23.52 MW para generar electricidad con biogás. Existe también, un sistema híbrido que utiliza biogás y gas natural para la producción de energía térmica y eléctrica, teniendo una capacidad instalada de 0.971 MW (Tabla III. 8).

**Tabla III. 8 Situación actual de permisos para biogás**

| Permisionario                                                                                                                      | Cap. Autorizada (MW) | Energía autorizada (GWh) | Fecha de entrada en operación | Ubicación de la planta |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|--------------------------|-------------------------------|------------------------|
| Servicios de agua y drenaje de Monterrey, Institución pública descentralizada del gobierno del Estado de Nuevo León, Planta Dulces | 9.200                | 40.20                    | 24 Ago 97                     | Nuevo León             |
| Servicios de agua y drenaje de Monterrey, Institución pública descentralizada del gobierno del Estado de Nuevo León, Planta Norte  | 1.600                | 14.02                    | 15 Ago 97                     | Nuevo León             |
| Bioenergía de Nuevo León, S.A. de C.V.                                                                                             | 12.720               | 100.29                   | 7 Abr 03                      | Nuevo León             |
| Conservas La Costeña, S.A. de C.V. y Jugomex, S.A. de C.V.*                                                                        | 0.971                | 8.11                     | 12 Jul 04                     | Edo. de México         |
| *Planta híbrida, biogás y gas natural                                                                                              |                      |                          |                               |                        |

Fuente: La autora a partir de CRE, 2008

Otra manera de obtener biogás, es mediante los Residuos Sólidos Urbanos (RSU), por lo que la basura es cada día más utilizada a nivel mundial como un recurso energético, su utilización depende del tipo de composición de la basura. La cantidad de material orgánico y el porcentaje de humedad son características importantes; por lo anterior, la composición de la basura en México es 50% de materia orgánica (SENER, 2006).

En Nuevo León se encuentra el primer proyecto en México y Latinoamérica de energía renovable utilizando como combustible el biogás que se forma en un relleno sanitario, la planta inició con una capacidad de 7 MW y alcanzará la capacidad de 12.72 MW que estaban previstos. El objetivo de este proyecto es de mostrar esta tecnología, y reproducir el proyecto en otras ciudades de México.

En la actualidad, se ha identificado un potencial similar al que existe en Nuevo León en otras partes de México. Por lo que las oportunidades para efectuar nuevos proyectos con esta tecnología son muchas.

Puesto que no se cuenta con información detallada referente a los residuos sólidos municipales en México, la propuesta se basa en estimaciones de lo que podrían llegar a producir éstos rellenos sanitarios (Tabla III. 9).

**Tabla III.9 Generación de electricidad a partir de residuos sólidos municipales**

| Relleno Sanitario               | Residuos Tonelada/año | Generación anual (GWh/año) | Capacidad de generación (MW) |
|---------------------------------|-----------------------|----------------------------|------------------------------|
| Cd. De México                   | 4,380,000             | 2,242.6                    | 400                          |
| Netzahualcoyotl, Edo. de México | 424,852               | 217.5                      | 38.8                         |
| Tlanepantla, Edo. de México     | 281,643               | 144.2                      | 25.7                         |
| Ecatepec, Edo. de México        | 339,139               | 173.6                      | 30.8                         |
| Guadalajara, Jalisco            | 1,642,500             | 841.0                      | 150                          |
| Zapopan, Jalisco                | 253,264               | 129.7                      | 23.2                         |
| Tijuana, Baja California Norte  | 342,813               | 175.5                      | 31.3                         |
| Ciudad Juárez, Chihuahua        | 300,477               | 153.8                      | 27.4                         |
| Chihuahua, Chihuahua            | 194,049               | 99.4                       | 17.7                         |
| Toluca, Edo. de México          | 202,652               | 103.8                      | 18.5                         |
| León, Guanajuato                | 294,159               | 150.6                      | 26.9                         |
| Acapulco, Guerrero              | 307,719               | 157.6                      | 28.1                         |
| Morelia, Michoacán              | 247,198               | 126.6                      | 22.6                         |
| Puebla, Puebla                  | 471,337               | 241.3                      | 43                           |
| Querétaro, Querétaro            | 220,196               | 112.7                      | 20.1                         |
| Cancún, Quintana Roo            | 119,039               | 60.9                       | 10.9                         |
| San Luis Potosí, SLP            | 199,358               | 102.1                      | 18.2                         |
| Culiacán, Sinaloa               | 203,441               | 104.2                      | 18.6                         |
| Mérida, Yucatán                 | 313,912               | 160.7                      | 28.7                         |
| <b>Total</b>                    | <b>10,737,748</b>     | <b>5,497.7</b>             | <b>981</b>                   |

Fuente: La autora a partir de SENER, 2006

La estimación del potencial de esta fuente es de 160 MW a raíz de que la producción de basura nacional es de 16,729,000 toneladas, ubicadas en 51 rellenos sanitarios en ciudades medias y zonas metropolitanas y 14 en localidades pequeñas y considerando como regla general que por cada millón se requiere 1 MW, se obtiene el resultado esperado (Arvizu, 2005).

## Conclusiones

El avance de México en cuestiones legales para dar paso a la generación de energía eléctrica con energías renovables a los permisionarios privados, ha ido en aumento gracias a las modificaciones de la LSPEE y la existencia de las diferentes modalidades de generación.

La aprobación de la nueva Ley de Aprovechamiento de Energías Renovables ha dado un vuelco muy grande para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica con fuentes renovables ya que apoyará la sustentabilidad del país e intentará disminuir la dependencia de los combustibles fósiles.

Algunas de los incentivos para promover la generación de energía eléctrica en México mediante el uso de fuentes alternas son:

- ✓ La creación de un fondo nacional que utilice recursos no recuperables para el otorgamiento de garantías de crédito u otro apoyo financiero.
- ✓ La creación del Fondo Verde a nivel internacional, que servirá como apoyo a los países en desarrollo, para poder financiar sus proyectos en favor de la reducción de GEI.
- ✓ La implementación de proyectos MDL y el Mercado de Bonos de Carbono.

El potencial minihidráulico existente en México, aún no es conocido al 100%. CONAE ha estimado un potencial de 3,250 MW en 2005. Por lo que el país sólo ha desarrollado el 2.5% de su potencial. En el 40% del estado de Veracruz y en la sierra de Puebla el potencial viable es de 500 MW. Bajo la modalidad de autoabastecimiento y pequeña producción, es posible el desarrollo de minicentrales para dar servicio a la industria y/o a los municipios.

Gracias a las modificaciones a la LSPEE, la generación a partir de energía minihidráulica resurge como una opción para generar energía eléctrica.

El potencial técnico de la bioenergía se estima entre 2,635 y 3,771 Petajules al año, sin embargo su uso actual es 10 veces menor. Del potencial estimado, un 40% proviene del combustible de la madera y un 0.6% de los subproductos de origen municipal. En la industria de la caña de azúcar, se encuentran reportes del rendimiento para la generación de energía eléctrica de alrededor de 80 kWh por tonelada de caña procesada.

El potencial estimado para la generación eléctrica con residuos sólidos municipales es de 160 MW, tomando en cuenta que se generan 16,279,000 toneladas de basura a nivel nacional.

Con el desarrollo del presente trabajo y haciendo alusión a la situación actual de la minihidráulica y la biomasa en México, se plantea el crecimiento del desarrollo de este tipo de proyectos, ya que por el momento varios de ellos han obtenido el incentivo internacional de los bonos de carbono para el caso de la minihidráulica o de MDL para el caso de la biomasa.

En el siguiente capítulo se planteará más a fondo el desarrollo de los proyectos, ya que se analizarán las viabilidades técnicas y económicas para su implementación y expansión a nivel nacional.

# *Capítulo 4*

Análisis técnico-económico de proyectos  
minihidroeléctricos y de biomasa

**Esta página se dejó en blanco intencionalmente**

## **4. Análisis técnico – económico de proyectos minihidroeléctricos y de biomasa**

### **Introducción**

Al iniciar el desarrollo de un proyecto de generación eléctrica, debe de antemano hacerse un análisis técnico-económico, para determinar que tan factible es la implementación del mismo. Con este procedimiento se podrán resolver preguntas sencillas tales como: cuánto, dónde, con qué, cuándo y cómo implementar el proyecto. Así se podrán obtener resultados benéficos para el inversionista, la sociedad y el ambiente.

En la primera sección del capítulo se examinan los principales aspectos técnicos que deben de tomarse en cuenta para la elaboración de proyectos de generación de electricidad con el uso de la biomasa y de la minihidráulica. Estos aspectos técnicos se estudian con mayor profundidad ya que en el capítulo 1 se revisaron de manera general.

En la segunda parte, se analizan los aspectos económicos que deben de tomarse en cuenta para constatar la factibilidad económica de los proyectos, así como algunos de los cálculos necesarios para desarrollar la rentabilidad de los mismos.

En un apartado especial para cada tecnología se conocerán los costos estimados de inversión y los unitarios, por tecnología implementada; así como algunos ejemplos de algunas plantas existentes en el país.

En la tercera parte, se mostrará el seguimiento administrativo para la implementación de proyectos con energías renovables, según la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE).

## 4.1. Análisis Técnico

### 4.1.1. Minihidráulica

La energía hidráulica de un río o arroyo está formada por el flujo de agua que corre por su cauce y por los desniveles y “caídas” a lo largo de su longitud, desde las partes altas o montañosas hasta las planicies costeras.

El primer paso para el desarrollo e implementación de un proyecto minihidráulico, consiste en evaluar su factibilidad técnico-económica a fin de determinar si el proyecto es susceptible de ser desarrollado y si efectivamente dicho proyecto puede representar una opción viable de abastecimiento de electricidad.

#### 4.1.1.1. Metodología de implementación<sup>1</sup>

Una central minihidráulica buscará aprovechar parte de la energía hidráulica total del río o arroyo. Convencionalmente las centrales minihidroeléctricas, se clasifican atendiendo a la caída (carga) de agua que aprovechan (Tabla IV.1).

**Tabla IV.1 Clasificación según la carga**

| Tipo de Central | Caída [m]   | Gasto [m³/s] |
|-----------------|-------------|--------------|
| Baja Carga      | 5 a 20      | 30 a 300     |
| Media Carga     | 20 a 100    | 3 a 30       |
| Alta Carga      | mayor a 100 | menos de 3   |

Fuente: CONAE, 2002

Para implementar un proyecto minihidroeléctrico, deben realizarse ciertos estudios tales como la identificación del sitio y el anteproyecto. Así como, llevar a cabo una metodología, empezando por la localización del sitio y la hidrología, las obras civiles, el equipo electromecánico y por último la evaluación económica.

<sup>1</sup> Sección basada en CONAE, 2002

a) Identificación del Sitio

Con el apoyo de personal calificado se realizan los siguientes estudios:

- Se determina la cuenca del proyecto.- Cuando se construye una presa, el área de captación del agua está formada por los lados del cauce de un río desde el propio río hasta el “parte aguas de la cuenca”, es decir la parte más alta en donde sí una gota cae ahí, un 50% drena hacia la cuenca y el otro 50% drenará hacia otra cuenca. Se mide en km<sup>2</sup>.
- Se obtiene la información hidrométrica.- La Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) y la CFE tiene una red de estaciones hidrométricas a lo largo de los ríos importantes del país y sus afluentes principales. Estos registros son en su mayoría producto de medir por más de 25 años de forma que sus estadísticas es de suma importancia para la viabilidad técnica de los proyectos.
- Se localizan las obras civiles: presa derivadora, canal, tanque de carga, tubería de presión, casa de máquinas.

b) Anteproyecto

En esta sección se deberán determinar los siguientes aspectos:

- El gasto económico a instalar
- Las dimensiones principales de las obras civiles
- El número y tamaño de turbinas y generadores
- La evaluación de los costos de inversión
- La evaluación económica del proyecto

Para el desarrollo de estas centrales se deben de tomar en cuenta la potencia a instalar a modo que se debe de conocer el “Factor de Planta (f.p.)”

$$f.p = \frac{GMA}{Gmax}$$

GMA = Es la generación eléctrica media anual. Se calcula con la potencia media anual en kW y las horas de operación.

Gmax = Es la máxima generación posible en un año. Se toma la potencia nominal instalada (Pi) en kW y se multiplica por las 8,760 horas al año.

Una central minihidroeléctrica “pie de presa” se puede diseñar para tener valores de factor de planta “bajos” de 0.2 a 0.4. En una central de “agua fluyente”, en donde la carga hidráulica se logra solo mediante un desnivel topográfico, no podrá regular su potencia a voluntad y dependerá de las variaciones naturales del flujo disponible en el río. Estas centrales se diseñan con un “alto” factor de planta. Se busca generar el mayor porcentaje de energía respecto de la generación máxima posible. Los valores típicos son 0.6 a 0.8 (Valdez, 2005).

Para la elección del lugar a desarrollar la minicentral, se basa en la disponibilidad de terreno (control de las propiedades o de vínculos); la accesibilidad del lugar (cuanto mayor es la accesibilidad al curso de agua, menor será el impacto sobre el mismo provocado por las posibles intervenciones) y la evaluación de los datos de referencia (caudal y salto disponible).

#### 4.1.1.2. Potencia eléctrica de una minicentral hidroeléctrica

La potencia de una central hidroeléctrica depende del caudal que pueda turbinar y del salto, es decir, de la diferencia de cotas del agua a la entrada y la salida de la central. En función de dichos parámetros (salto y caudal) se elegirá el tipo de turbina más adecuada.

Los cálculos para obtener la potencia eléctrica son:

$$P = \frac{\gamma Q \Delta H \eta}{1000}$$

En donde:

P = Potencia mecánica en el eje de la turbina

$\gamma$  = Peso específico del fluido de trabajo (1000\*9.81 N/m<sup>3</sup>)

Q = Caudal circulante de agua m<sup>3</sup>/s

$\Delta H$  = Desnivel neto (desnivel topográfico menos pérdidas por fricción en tubería de presión) en m

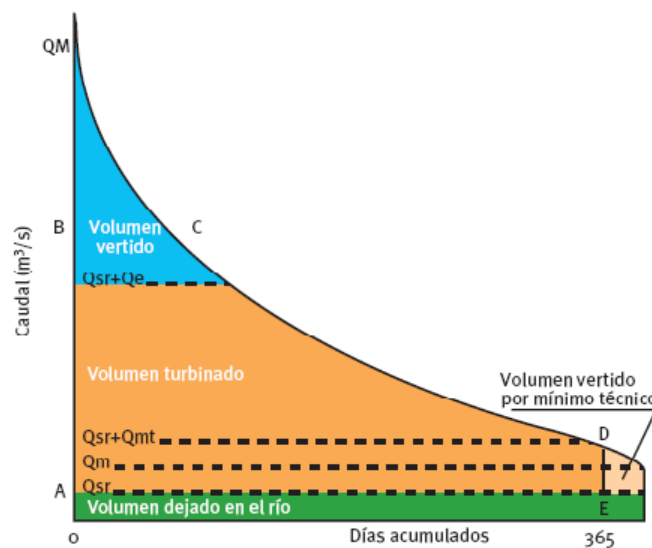
$\eta$  = Rendimiento global turbina-generador (0, 5 ≤  $\eta$  ≤ 0, 7).

### a) Caudal<sup>2</sup>

Es fundamental la elección de un caudal de diseño adecuado para definir el equipamiento a instalar, de forma que la energía producida sea la máxima posible en función de la hidrología.

La medición de los caudales del río se realiza en las estaciones de aforo, donde se registran los caudales instantáneos que circulan por el tramo del río donde está ubicada la estación y a partir de estos se determinan los caudales máximos, medios y mínimos diarios correspondientes a un gran número de años, con los que se elaboran series temporales agrupadas por años hidrológicos de al menos veinte años.

Dentro los estudios hidrológicos se realiza una curva de caudales clasificados a modo que se podrá saber el volumen de agua existente, el volumen turbinado y el volumen vertido por servidumbre, mínimo técnico o caudal ecológico (Figura IV.1).



Fuente: IDAE (1), 2006

**Figura IV.1 Curva de caudales clasificados**

De modo que se deben obtener los siguientes parámetros:

- QM: Caudal máximo alcanzado en el año o caudal de crecida

<sup>2</sup> Sección basada en IDAE (1), 2006

- $Q_m$ : Caudal mínimo del año o estiaje
- $Q_{sr}$ : Caudal de servidumbre que es necesario dejar en el río por su cauce normal. Incluye el caudal ecológico y el necesario para otros usos. El caudal ecológico lo fija el Organismo que realiza las mediciones, si no se conociera, una primera estimación es considerarlo igual al 10% del caudal medio interanual.
- $Q_{mt}$ : Caudal mínimo técnico. Es aquel directamente proporcional al caudal de equipamiento con un factor de proporcionalidad “K” que depende del tipo de turbina.  $Q_{mt} = K * Q_e$ .

Debe de tomarse en cuenta que cada tipo de turbina tiene un rango de funcionamiento con un caudal máximo y uno mínimo por debajo del cual la turbina no funcionaría con rendimiento aceptable, tal es el caso del factor “K”, teniendo como valores mínimo aproximados:

|                        |            |
|------------------------|------------|
| Para turbinas Pelton:  | $k = 0.10$ |
| Para turbinas Kaplan:  | $k = 0.25$ |
| Para turbinas Francis: | $k = 0.40$ |

A manera que el caudal  $Q_e$ , representado como el caudal de equipamiento, es decir, volumen turbinado máximo, está comprendido entre el caudal que circula 80 días al año y el que circula 100 días al año.

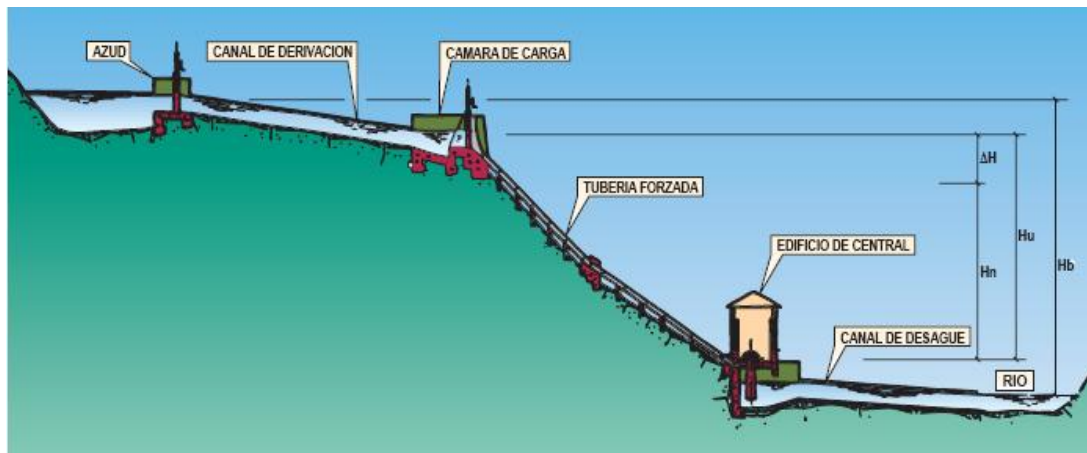
No siempre se elige el caudal que proporciona mayor producción, ya que hay que tener en cuenta también la inversión necesaria en cada caso. Puede ocurrir que la diferencia de kWh generados de una a otra variante, no compense el incremento de inversión que hay que realizar.

## **b) Salto**

El salto es la otra magnitud fundamental para el diseño de una minicentral hidroeléctrica. Deberá ser el máximo permitido por la topografía del terreno, teniendo

en cuenta los límites que marcan la afección al medio ambiente y la viabilidad económica de la inversión. Puede ser medido por medio de un altímetro.

En la Figura IV.2 se observa los diferentes tipos de saltos con los que cuenta una central minihidroeléctrica y que son tomados en cuenta para el desarrollo de la misma.



Fuente: EVE, 1995

**Figura IV.2 Esquema salto de agua**

Salto bruto ( $H_b$ ): Diferencia de altura entre la lámina de agua en la toma y el nivel del río en el punto de descarga del agua turbinada.

Salto útil ( $H_u$ ): Diferencia entre el nivel de la lámina de agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina.

Salto neto ( $H_n$ ): Es el resultado de restar al salto útil ( $H_u$ ) las pérdidas de carga ( $\Delta H$ ) originadas por el paso del agua a través de la embocadura de la cámara de carga y de la tubería forzada y sus accesorios.

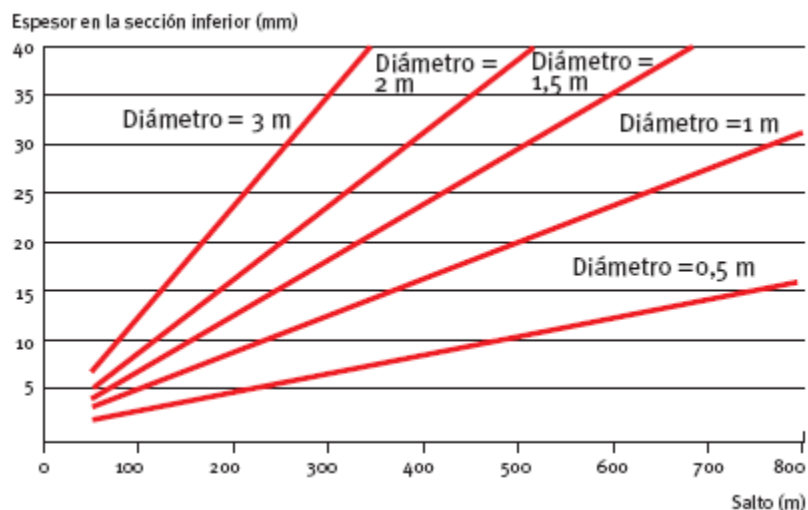
#### **4.1.1.3. Elementos generales de la instalación.**

Encontrar un lugar donde situar estas centrales, depende de los niveles pluviométricos de la zona y de sus características topográficas, siendo los recursos hidráulicos aprovechables. A grandes rasgos, el aprovechamiento de energía hidráulica se realiza mediante la captación (con embalse o sin él) del caudal del río, que es conducido hacia

la central (tubería forzada) donde, utilizando el desnivel de altura para adquirir energía cinética, mueve una turbina y finalmente es devuelto al río mediante un canal.

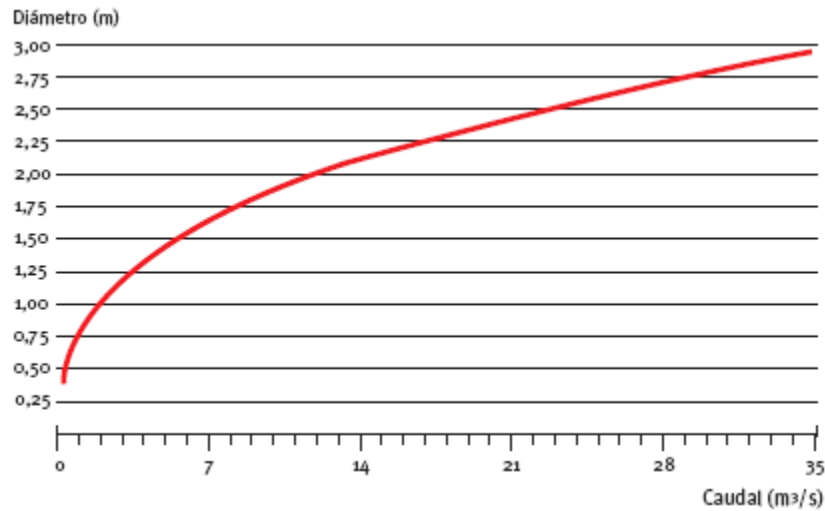
Los elementos con los cuenta una minicentral hidroeléctrica son:

- 1) Presa o Azud.- pueden ser de hormigón, ladrillos o tierra. La presa retiene el agua para provocar una elevación. El azud provoca un remanso de agua sin producir elevación.
- 2) Canal.- vía de agua para transportar el liquido hacia la tubería forzada
- 3) Depósito de Carga.- depósitos contruidos al final del canal para evitar entradas de aire a las tuberías.
- 4) Tubería Forzada.- tubería que conduce el agua hacia la casa de máquinas desde el depósito de carga. Conforme a los parámetros de caudal y salto se tienen los siguientes gráficos que representan el espesor (Figura IV. 3) y el diámetro (Figura IV.4) de la tubería.



Fuente: IDAE (1), 2006

**Figura IV.3 Espesor en función del salto y el diámetro**



Fuente: IDAE (1), 2006

**Figura IV.4 Diámetro en función del caudal**

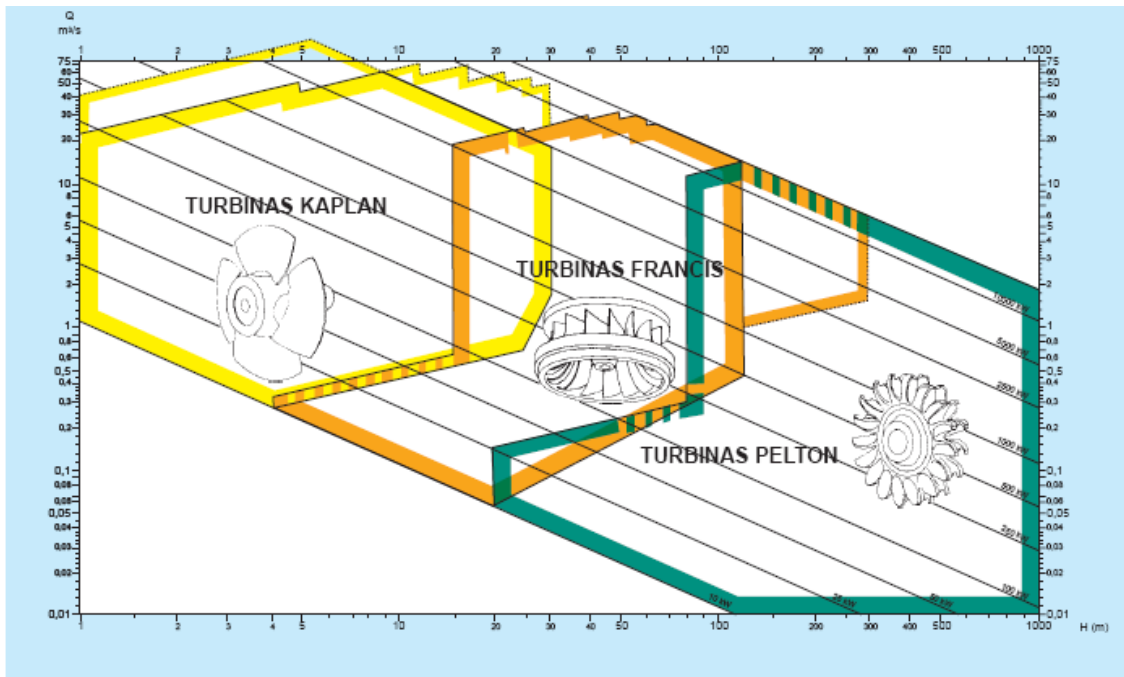
- 5) Central Generadora
  - i. Turbina.- *Pelton, Francis y Kaplan*
  - ii. Generador
  - iii. Transformador
- 6) Canal de Desfogue
- 7) Líneas Eléctricas

Una vez que se conocen los elementos de la obra civil y los electromecánicos, se debe de seleccionar el tipo de turbina, elemento medular de la central minihidroeléctrica.

#### 4.1.1.4. Selección de la turbina

Para el uso de las turbinas hidráulicas se utiliza la energía potencial que lleva el cauce del agua de un nivel mayor (aguas arriba) a un nivel menor (aguas abajo).

En búsqueda de la tipología de la turbina y el tamaño adecuado hay que referirse a datos que proporcionan los constructores de las maquinarias, tal es el caso de la Figura IV.5, donde se puede observar el rango en que se preseleccionan las turbinas mediante el gasto  $Q$  (m³/s) y el salto  $H$  (m).



Fuente: EVE, 1995

**Figura IV.5 Nomograma para la elección de la turbina**

Para observar un cuadro más simplificado del rango de valores de caudal y de salto en los cuales elegir las turbinas, se presenta en la Tabla IV.2.

**Tabla IV.2 Elección de la miniturbina**

| Turbina        | Caudal [l/s] | Salto [m] |
|----------------|--------------|-----------|
| <i>Pelton</i>  | 1 – 1,000    | 20 – 300  |
| <i>Kaplan</i>  | 20 – 2,000   | 5 – 100   |
| <i>Francis</i> | 500 – 2,000  | 2 – 10    |

Fuente: Molina, 2004

#### 4.1.2. Biomasa

El término biomasa se refiere a toda la materia orgánica que proviene de árboles, plantas y desechos de animales o las provenientes de la agricultura (residuos de maíz, café, arroz, bagazo de caña), del aserradero (podas, ramas, aserrín, cortezas) y de los residuos urbanos (aguas negras, basura orgánica y otros) que pueden ser convertidos en energía. La biomasa es la fuente de energía renovable más antigua conocida por el ser

human1o, pues ha sido usada desde que nuestros ancestros descubrieron el secreto del fuego BUN-CA\_B, 2002).

#### 4.1.2.1. Tecnologías de aprovechamiento para la biomasa

Los dos grupos de conversión de la biomasa en energía son los “procesos termoquímicos” y los “procesos bioquímicos”.

##### a) Termoquímicos<sup>3</sup>

Los procesos termoquímicos de conversión se basan en someter los combustibles biomásicos a la acción de altas temperaturas y pueden dividirse en tres amplias categorías, dependiendo de que el calentamiento se lleve a cabo con exceso de aire (combustión), en presencia de cantidades limitadas de aire (gasificación) o en ausencia completa del mismo (pirolisis). Los materiales más idóneos para su conversión termoquímica son los de bajo contenido en humedad, tales como madera, paja, bagazo, residuos agrícolas y cáscaras en general.

En la Tabla IV.3 se observa que el aprovechamiento de los residuos agrícolas se efectúa mediante dos tipos de tecnologías –calderas o quemadores, o gasificadores-. Por cada sistema tecnológico se especifica la escala del equipo y la situación en que se encuentra en el país.

**Tabla IV.3 Energía útil en el aprovechamiento de los residuos forestales**

| Proceso de conversión | Tipo de combustible | Tecnología                    | Escala     | Situación actual                                              |
|-----------------------|---------------------|-------------------------------|------------|---------------------------------------------------------------|
| Combustión            | Leña                | Calderas pirotubulares        | 0.5 – 5 MW | Hasta febrero del 2005, no existen casos de plantas en México |
|                       |                     | Calderas acuatubulares        | 5 – 12 MW  |                                                               |
|                       |                     | Calderas de lecho fluidizado  |            |                                                               |
|                       | Aserrín             | Quemadores de pilas           | 12 – 25 MW |                                                               |
|                       |                     | Quemadores de ciclón          | ≤ 25 MW    |                                                               |
|                       |                     | Quemadores de astillas        |            |                                                               |
| Gasificación          | Leña                | Gasificador de tiro invertido | 1.4 MW     | No existen casos en el país, aunque sí a escala mundial       |
|                       |                     |                               | 44 MW      |                                                               |
|                       | Aserrín             |                               | 0.032 MW   |                                                               |
|                       |                     |                               |            |                                                               |

Fuente: La autora a partir de Masera et. al., 2005.

<sup>3</sup> Sección basada en Masera et. al. , 2005

Para el uso de estos procesos, se debe seleccionar la cantidad y el tipo de combustible a utilizar, ya que la mayoría de plantas generadoras se establecen dentro de los mismos complejos de explotación de biomasa, tal es el caso de los ingenios azucareros; por lo que la utilización del bagazo de caña como combustible es ya un hecho y sólo queda hacer la elección de la tecnología a modo que tenga una viabilidad económica factible.

### **i. Combustión**

Los métodos tradicionales de combustión de biomasa (generalmente residuos de madera y bagazo de caña) para producir vapor han consistido en la utilización de calderas pirotubulares o acuotubulares, que emplean el método de quema de pilas de residuos sobre una parrilla.

La diferencia entre las calderas normales de aceite o gas y las que queman biomasa, estriba en que las características de una combustión lenta de la biomasa, junto con su elevado contenido de humedad, requieren una mayor capacidad en la cámara de combustión con un horno alto para así crear velocidades ascendentes lentas y responder al tiempo más largo de paso o estancia que se necesita para quemar el combustible a base de biomasa.

### **ii. Gasificación**

Los combustibles de biomasa disponibles para gasificación incluyen el carbón vegetal, la madera y los residuos de madera (ramas, ramillas, raíces, corteza, recortes de madera y aserrín) y también múltiples residuos agrícolas (mazorcas de maíz, estopas de coco, pajas de cereales, cáscaras de arroz, bagazo de caña, entre otros), turba y los residuos sólidos urbanos.

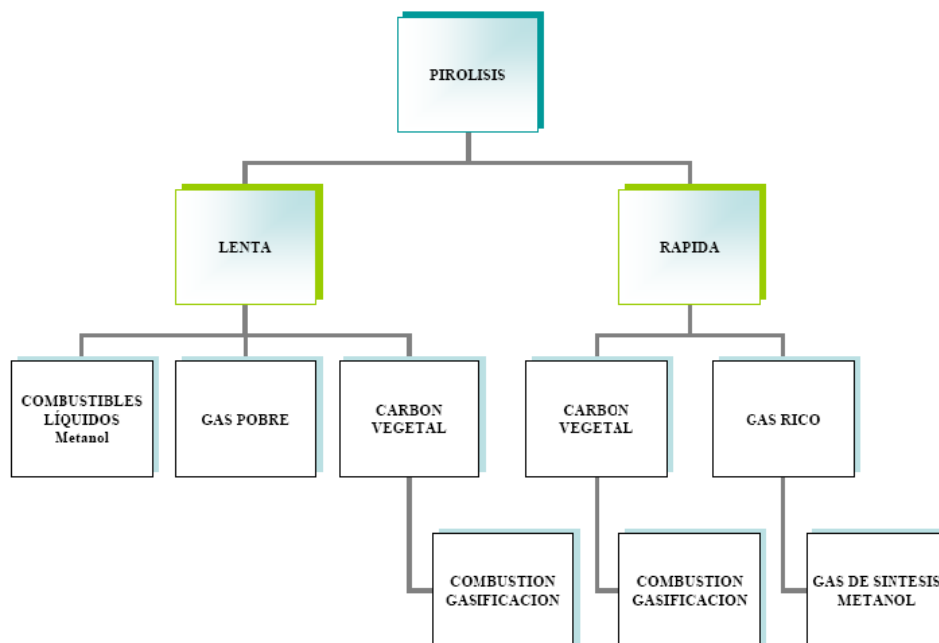
Como estos combustibles difieren mucho en sus propiedades químicas, físicas y morfológicas, tienen diferentes exigencias en cuanto al método de gasificación y, en consecuencia, requieren diferentes diseños del reactor e incluso distintas tecnologías de gasificación.

Se deduce, en consecuencia, que no existe un gasificador "universal" capaz de manejar la totalidad o la mayoría de los tipos de combustibles. La variedad de diseños incluye los de tiro directo, tiro invertido, tiro transversal y lecho fluidizado. Todos los sistemas presentan ventajas e inconvenientes respecto al tipo de combustible, aplicación y sencillez de funcionamiento y, por ello, cada uno tendrá sus propias ventajas técnicas o económicas en una serie determinada de circunstancias.

### iii. Pirolisis

Es un tratamiento a una temperatura entre 500°C y 600°C en ausencia de oxígeno. Se basa en la descomposición de la materia orgánica por calor. Como resultado, se obtiene una mezcla que es, en parte sólida (principalmente carbón), en parte líquida, y en parte gaseosa. Los líquidos y los gases son hidrocarburos y compuestos alifáticos (compuesto orgánico acíclico) que pueden ser utilizados como combustibles y materia prima.

Los principales productos y métodos de utilización de la pirolisis son los que se muestran en la Figura IV. 6.



Fuente: [www.cengicana.org/Portal/SubOtrasAreas/Cogeneracion/Presentaciones/PirolisisBiomasa.pdf](http://www.cengicana.org/Portal/SubOtrasAreas/Cogeneracion/Presentaciones/PirolisisBiomasa.pdf)

**Figura IV.6 Productos y utilización de la pirolisis**

#### **iv. Cogeneración**

Dentro de estos procesos se encuentra el uso de la cogeneración como producto del uso de la biomasa. A modo que a diferencia de un sistema convencional que produce electricidad o energía térmica, la cogeneración consiste en la producción simultánea o secuencial de energía mecánica y térmica a partir de una misma fuente de energía.

Aunque cada caso debe ser estudiado en detalle, en general la cogeneración con biomasa es adecuada para empresas con consumos de energía eléctrica importantes, con un factor de utilización elevado (más de 5000 h/año) y donde sea posible aprovechar energía térmica a temperatura media (alrededor de 400-500 °C). Un sistema de cogeneración basado en la utilización de biomasa permite disminuir el coste de la factura, tanto la eléctrica (existiendo la posibilidad añadida de venta del excedente de electricidad) como la de combustibles fósiles.

##### **b) Bioquímicos**

Estos procesos utilizan las características bio-químicas de la biomasa y la acción metabólica de organismos microbiales para producir combustibles gaseosos y líquidos. Son más apropiados para la conversión de biomasa húmeda que los procesos termo-químicos. Los más importantes son: degradación anaerobia, combustibles alcohólicos, biodiesel y el gas de rellenos sanitarios (BUN-CA\_B, 2002).

En la Tabla IV.4 se muestran los diferentes procesos de conversión aplicables, de acuerdo con sus características y tipo de biomasa, así como los posibles usos de la energía.

**Tabla IV.4 Procesos de conversión de biomasa en energía**

| Tipo de biomasa                                                                               | Características físicas                                                      | Procesos de conversión aplicables                                | Producto final                               | Usos                                     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|------------------------------------------|
| Materiales orgánicos de alto contenido de humedad                                             | Estiércoles, residuos de alimentos, efluentes industriales, residuos urbanos | Degradación anaerobia y fermentación alcohólica                  | Biogás<br>Metanol<br>Etanol<br>Biodiesel     | Motores de combustión<br>Turbinas de gas |
| Materiales lignocelulósicos (cultivos energéticos, residuos forestales de cosechas y urbanos) | Polvo<br>Astillas<br>Pellets<br>Briquetas<br>Leños<br>Carbón vegetal         | Densificación<br>Combustión directa<br>Pirólisis<br>Gasificación | Calor<br>Gas pobre<br>Hidrógeno<br>Biodiesel | Hornos y calderas<br>Estufas domésticas  |

Fuente: BUN-CA\_B, 2002

### i. Degradación anaerobia

La digestión de biomasa humedecida por bacterias en un ambiente sin oxígeno (anaeróbico) produce un gas combustible llamado biogás. En el proceso, se coloca la biomasa (generalmente desechos de animales) en un contenedor cerrado (el digestor) y se deja fermentar. Después de unos días, dependiendo de la temperatura del ambiente, se habrá producido un gas, que es una mezcla de metano y dióxido de carbono. La materia remanente dentro del digestor es un buen fertilizante orgánico. También se pueden utilizar aguas negras como materia prima, lo cual sirve, además, para el tratamiento de la misma.

El tratamiento de los estiércoles para la utilización de esta tecnología es el más usual y conocido para la obtención de biogás. El espacio necesario para la producción de biogás se basa en la cantidad de estiércol producido.

Para la generación de electricidad, la utilización de motores de combustión interna son los más usuales. Un ejemplo, un motor con una cilindrada de 903 cm<sup>3</sup> y régimen de 3.050 rpm con generador eléctrico e intercambiadores de calor, obtiene un consumo de 9m<sup>3</sup> de biogás/h y una energía eléctrica producida de 15 kW. Estos son motores diesel a los que se le hacen ciertas modificaciones para funcionar con biogás (ASINEL, 1982).

## **ii. Rellenos Sanitarios Municipales**

La disposición final de los residuos sólidos urbanos se debe de llevar a cabo mediante los rellenos sanitarios municipales, para que de alguna manera, puedan ser eliminados.

En estos lugares se puede producir un gas combustible en base a la fermentación de los desechos sólidos, siendo una mezcla de metano y dióxido de carbono. La fermentación de los desechos y la producción de gas es un proceso natural y común en los rellenos sanitarios; sin embargo, generalmente este gas no es aprovechado. Además de producir energía, su exploración y utilización reduce la contaminación y el riesgo de explosiones en estos lugares y disminuye la cantidad de gases de efecto invernadero.

La posibilidad técnica de convertir estos gases (conocidos genéricamente como biogás) en electricidad está plenamente probada.

El biogás de relleno sanitario es una mezcla de gases, compuesta por metano en una proporción del 55% y bióxido de carbono con un 35%, el resto es nitrógeno, hidrógeno y otros gases en cantidades traza. El biogás tiene un poder calorífico medio de aproximadamente  $4,500 \text{ kcal/m}^3$ , se puede emplear en motores de combustión interna, turbinas de gas, y celdas de combustible, para la generación de electricidad (Arvizu, 2005).

La disposición de espacio depende del depósito de los residuos que aproximadamente se hacen durante 10 a 12 años. Una vez clausurado el relleno se hacen pozos con perforaciones verticales de tubos de PVC, aproximadamente entre 1 y 1.5 pozos por cada hectárea, que sirven para extraer el biogás, el cual se limpia y antes de ser alimentado al motor de combustión interna (Arvizu, 1997).

Las tecnologías varían conforme a la empresa suministradora del equipo, por lo que existen algunos criterios para la elección de la misma, como: buscar una tecnología probada, experiencias para manejar varias toneladas de residuos, así como el éxito con diferentes desechos, requerimientos bajos de agua y la habilidad para instalarse en lugares confinados, para reducir la necesidad de destinar sitios muy extensos.

La descripción detallada de los equipos electromecánicos utilizados por todas las tecnologías mencionadas se describen en el primer capítulo del presente trabajo.

#### 4.1.2.2. Selección de la tecnología

Cuando se tiene interés por estudiar la viabilidad y el interés de emplear la conversión de la biomasa para usos energéticos, es recomendable establecer contacto con tecnólogos, así como con empresarios que hayan pasado por similares circunstancias.

Para identificar a qué tecnólogos contactar, es muy conveniente conocer de forma general cuál es el tipo o sistema de conversión que más se pueda adaptar a las necesidades, o la disponibilidad del recurso biomásico.

La elección de la tecnología se debe basar en tres aspectos principales:

- el tipo y la cantidad de biomasa de la que se dispone,
- la aplicación final que se pretende, es decir, qué necesidades energéticas se pretenden cubrir,
- y un grupo de factores varios (medioambientales y económicos).

Para ello se debe de tomar en cuenta una comparación de las tecnologías presentes a modo que se pueda observar cierta inclinación técnica por alguna, a continuación se muestra en la Tabla IV.5 una comparación de los tres procesos de conversión, de tal manera que se compararán las eficiencias energéticas. Con ello podremos valorar la factibilidad técnica de instalar una u otra tecnología en la planta de generación eléctrica.

**Tabla IV.5 Combustión vs pirolisis vs gasificación**

| Proceso                   | Contenido energético respecto a la biomasa de partida (%) |         |                                 |
|---------------------------|-----------------------------------------------------------|---------|---------------------------------|
|                           | Combustible intermedio                                    | Calor   | Electricidad o trabajo mecánico |
| Combustión                |                                                           | 65 - 95 | 20 – 35                         |
| Pirolisis (Carbonización) | 70 – 75                                                   | 60 - 70 | 22 – 30                         |
| Gasificación              | 65 – 80                                                   |         | 22 – 27                         |

Fuente: [www.cengicana.org/Portal/SubOtrasAreas/Cogeneracion/Presentaciones/PirolisisBiomasa.pdf](http://www.cengicana.org/Portal/SubOtrasAreas/Cogeneracion/Presentaciones/PirolisisBiomasa.pdf)

La tecnología de la cogeneración no se hizo comparativa ya que es la unión de dos procesos térmicos, vistos con anterioridad. Se tomó en cuenta ya que es viable para la reutilización de otros procesos y hace más eficiente la generación.

Para el caso de los procesos bioquímicos antes mencionados, no se hace una distinción de ellos ya que por su propia condición son diferentes a los otros procesos y cada uno utiliza cierta tecnología adecuada, de modo que, para la digestión anaerobia se emplea el uso de biodigestores, la selección radica en las dimensiones del digestor.

En los desechos sólidos urbanos, se utiliza el mismo proceso de descomposición, sólo que su utilización radica en confinarlos en rellenos sanitarios, por lo que el elemento que los une a los otros procesos, es la utilización de máquinas electromecánicas, ya que en los dos procesos, termoquímicos y bioquímicos, se obtiene en mayor o menor grado de concentración un elemento gaseoso.

Una vez escogida la tecnología de los procesos termoquímicos, se pasa a la selección de los elementos electromecánicos, que son utilizados por los dos procesos de conversión de la biomasa en energía eléctrica.

#### **4.1.2.3. Selección del elemento electromecánico**

En esta sección se desarrollarán las especificaciones técnicas que se deben plantear para la selección de los elementos electromecánicos. Estos son los mismos para todas las tecnologías anteriormente señaladas, por lo que todo recae en la selección de turbinas o motores de combustión interna, que estarán acoplados al generador.

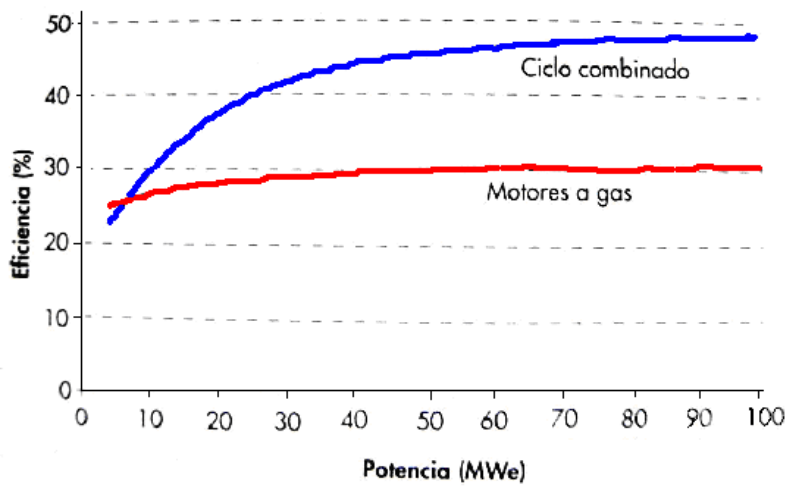
Para la elección de los demás elementos, tales como las calderas, los gasificadores y los digestores, descritos en el capítulo 1 del presente trabajo, se basa en contratar la empresa correspondiente dependiendo de la tecnología y de qué tipo de biomasa se utilice.

La generación de energía eléctrica a partir de motores de combustión interna o de turbinas de vapor o gas, son los más utilizados, todo depende del gas obtenido en los procesos térmicos y estos son modificados según sus características.

Con lo anterior, se puede hacer una comparación de dos elementos a manera que se pueda seleccionar el de mayor eficiencia eléctrica. Para el caso de los motores alternativos o modificados, la eficiencia energética oscila entre el 33% y el 38%, dependiendo de la potencia y el gas obtenido, mientras que para las turbinas oscila entre un 25% (para potencia entorno a los 5 MW) y el 42% para grandes turbinas (>25 MW). Por lo que se puede afirmar que para plantas del orden de los 5 MW, la alternativa de los motores a gas supera a la de la turbina de gas (Elias, 2005).

Existe también la combinación de dos turbinas, este método se llama ciclo combinado. Consta en la generación de electricidad con una turbina de gas y en una segunda etapa, se aprovechan los gases de escape de la turbina anterior para generar vapor con una caldera, que posteriormente pasará a través de una turbina de vapor acoplada al generador.

En contexto con lo anterior en la Figura IV.7 se podrá observar la comparación de la eficiencia eléctrica global entre los motores de gas y el ciclo combinado, que no es más que la utilización de los dos tipos de turbinas.



Fuente: Elias, 2005

**Figura IV.7 Eficiencia eléctrica global de motores a gas y ciclo combinado**

De lo que se puede observar, la eficiencia eléctrica para el ciclo combinado es una alternativa para potencias superiores a 10 MW. Para las potencias entorno a los 5 MW,

las eficiencias eléctricas son bastante parecidas en los dos casos, siendo incluso más alto el rendimiento eléctrico de los motores a gas cuando la potencia es inferior a este valor.

Una vez escogido los elementos electromecánicos se deberá de tomar a consideración el factor de planta “f.p.”. Para caso específico de estas tecnologías, los valores son distintos ya que cada tecnología depende del combustible utilizado en la conversión de energía térmica a eléctrica, esto es relacionado con la disponibilidad de obtener el recurso para la conversión de energías.

En un ejemplo práctico, para el caso de la tecnología del relleno sanitario, se tiene un f.p. de 0.75 siendo que, la utilización del recurso siempre está presente ya que la basura se encuentra confinada en un sólo sitio y su disponibilidad es constante durante todo el año, hasta que su vida útil sea extinguida. Para el caso del bagazo de caña, el f.p. es relativamente bajo, aproximadamente de un 0.21, ya que la disponibilidad de su recurso sólo se presenta en ciertas temporadas del año.

#### **4.2. Análisis económico**

En este apartado se desarrollarán varios rubros importantes que se deben de considerar para el análisis económico de las tecnologías presentes para la generación de energía eléctrica.

Se comenzará con los costos totales de generación que están compuestos por la suma de los siguientes costos:

- Inversión
- Combustible
- Operación y Mantenimiento

#### 4.2.1. Costos de inversión<sup>4</sup>

Se distinguen tres elementos del costo unitario de inversión:

**Costo directo:** es la suma, en moneda constante, de las erogaciones correspondientes de una central (no incluye el costo de la subestación eléctrica), dividida entre la capacidad bruta de la misma, lo cual es equivalente a que todos los costos de inversión de la obra fueran erogados instantáneamente. Refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc., incorporados a la planta y mide el costo de inversión como si todas las erogaciones tuvieran lugar en el mismo año.

**Costo directo más indirecto:** es el resultado de añadir al costo directo los correspondientes de estudios previos, administración del proyecto, ingeniería, control y otras actividades relacionadas con la obra, los cuales pertenecen a las oficinas centrales y unidades foráneas de la CFE.

**Costo actualizado al inicio de la operación:** a partir del "costo directo más indirecto" y mediante el uso de una tasa real de descuento de 12% anual, se calcula el valor de la inversión actualizada al inicio de la puesta en operación de la central. Esta tasa de descuento incluye el costo de los intereses devengados durante el proceso de construcción.

El costo de inversión puede desglosarse en los siguientes componentes: mano de obra, equipos nacionales, equipos importados, materiales y otros (servicios y gastos diversos). En la Tabla IV.6 se observa la distribución de los costos de inversión para las centrales minihidroeléctricas.

**Tabla IV.6 Distribución de los costos de inversión para minihidroeléctricas**

| Rubro                  | Porcentaje del costo (%) |
|------------------------|--------------------------|
| Obras civiles          | 15 – 40                  |
| Equipo electromecánico | 30 – 60                  |
| Infraestructura        | 10 – 15                  |
| Costos indirectos      | 10 – 15                  |

Fuente: BUN-CA\_H, 2002

<sup>4</sup> Esta sección está basada en COPAR, 2008

Para el caso de las centrales con biomasa, la estimación de los costos de inversión dependen de tres aspectos: volumen y tipo de biomasa, proceso de conversión y la aplicación de la energía. Dado que la biomasa se presenta en un amplio rango de volúmenes y características, no es posible establecer costos de inversión exactos. También debe considerarse que, en algunos procesos de tratamiento de biomasa como en los rellenos sanitarios, por la elevada producción de residuos, la reducción de la contaminación cobra mayor importancia que la rentabilidad económica de la conversión energética. En otras palabras, estos procesos no tienen como objetivo la conversión energética, sino el tratamiento de los desechos; la energía obtenida del proceso es un subproducto aprovechable (BUN-CA\_B, 2002).

Para profundizar sobre la metodología utilizada para los costos de inversión, se toma el concepto de costo nivelado, que sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto.

#### **a) Costo nivelado**

El costo nivelado de inversión (CI) se define como: el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central en cuestión.

El costo de un MWh generado está integrado por tres partes: costo de inversión, de combustibles y de operación y mantenimiento.

En el documento de Costos y Parámetro de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR, 2008), se aplica el concepto de costo nivelado del MWh a la energía generada por cada una de las tecnologías analizadas, con fines comparativos.

La determinación del costo nivelado del MWh por concepto de inversión involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de

inversión, el programa de inversión, el factor de planta medio, la potencia por unidad y total, la vida económica y la tasa de descuento.

De lo anterior se define la siguiente ecuación:

$$\overline{CI} = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+i)^{-t}}$$

donde:

|         |                                                  |
|---------|--------------------------------------------------|
| CI      | Costo nivelado del MWh por concepto de inversión |
| $I_t$   | Inversión en el año t (en pesos)                 |
| $GNA_t$ | Generación neta en el año t (en MWh)             |
| N       | Periodo de construcción (en años)                |
| n       | Vida económica (en años)                         |
| i       | Tasa de descuento (como fracción de la unidad)   |

Si la generación neta anual (GNA) es uniforme año con año, la relación definida en la ec. 1 puede expresarse como sigue:

$$\overline{CI} = CU \left[ \frac{1}{GNA} \right] \left[ \frac{frc(i, n)}{(1+i)} \right] [fvp(i + \bar{w})] \quad \dots (1)$$

donde:

|       |                                                      |
|-------|------------------------------------------------------|
| C     | Capacidad de la central expresada en MW              |
| CU    | Costo unitario de la inversión                       |
|       | $CU = \frac{I}{C}$ donde: $I = \sum_{t=-N}^{-1} I_t$ |
| GNA   | Generación Neta Anual en MWh/MW                      |
|       | $GNA = (1 - up) \times fp \times 8,760$              |
|       | up Usos propios (como fracción de la unidad)         |
|       | fp Factor de planta (como fracción de la unidad)     |
| 8,760 | Número de horas en un año                            |

La expresión  $\frac{frc(i,n)}{(1+i)}$  se denota por el factor  $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^{n-1}}$ , se le conoce como *factor de recuperación del capital*.

La expresión  $fvp(i, \bar{w})$  se denota por la sumatoria  $\sum_{t=-N}^{-1} W_t (1+i)^{-t}$ , se le conoce como *factor de valor presente*.

$$\text{donde: } W_t = \frac{I_t}{I}$$

#### 4.2.2. Costos de combustible<sup>5</sup>

La decisión de construir una central generadora compromete recursos durante la vida útil de la instalación. Esto significa que para lograr una selección adecuada de proyectos, es necesario considerar el flujo monetario implicado en cada tecnología, desde el inicio de su construcción hasta que se retira de operación. Durante el periodo de operación, uno de los componentes más importantes del flujo es el costo por concepto de combustible.

El precio de los energéticos a lo largo de un periodo tan grande, aun medido en moneda constante, es variable; esto se debe a diversas causas, entre las que destacan:

- Los recursos energéticos son finitos y en la medida que se utilizan, su precio aumenta, aun cuando las demás condiciones permanezcan constantes.
- Los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos.
- Los efectos ambientales tienen cada vez un mayor peso; esto trae consigo una tendencia a la sustitución de combustibles "sucios" por "limpios" y a la instalación de equipos para "disminuir" las emisiones. En ambos casos son obtenidos aumentos de costos, ya sea de los energéticos o de las instalaciones para su tratamiento.

Para el caso de la minihidráulica, no existe costo de combustible ya que es un recurso que se toma directamente de la naturaleza. Con respecto a la biomasa, depende

<sup>5</sup> Esta sección está basada en COPAR, 2008

estrictamente del transporte de la misma, en caso de que la central se encuentre fuera del alcance de recolección de la biomasa.

#### 4.2.3. Costos de operación y mantenimiento<sup>6</sup>

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no se hallan directamente relacionados con la energía generada. Este renglón incluye los siguientes conceptos de costos:

- Salarios
- Prestaciones
- Seguro Social
- Servicios de Terceros
- Gastos Generales
- Materiales (excepto del área de operación)

Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón sólo se consideran los de materiales del área de operación.

#### 4.2.4. Recuperación de la inversión<sup>7</sup>

Este método consiste en medir el tiempo que tarda un inversionista para recuperar, mediante los ingresos netos (en moneda constante) que produce el proyecto, la cantidad invertida inicialmente. El criterio de aceptación del proyecto lo establece el inversionista definiendo el período máximo en que se debe de recuperar la inversión.

$$P. R. = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ingresos netos anuales}}$$

---

<sup>6</sup> Esta sección está basada en COPAR, 2008

<sup>7</sup> Sección basada en CONAE(1), 2002

### a) Tiempo de recuperación de la inversión

El tiempo de recuperación de la inversión es un factor importante en el desarrollo de un análisis económico, ya que el inversionista debe de saber en cuanto tiempo obtendrá una recuperación de su capital.

$$T = \frac{\text{Inversión}}{(0.26 - \text{costo nivelado de op. y mtto.})(\text{Generación media anual})}$$

Donde 0.26 es el precio considerado de la venta de la energía.

### 4.2.5. Rentabilidad de la inversión<sup>8</sup>

La rentabilidad de una central generadora se puede obtener de manera muy sencilla (se obtendrán valores aproximados), utilizando los siguientes criterios:

Período de Retorno (P.R.); que es el tiempo que se tarda en recuperar la inversión:

$$P.R. = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ingresos anuales}}$$

Índice de Energía (I.E.); que es el coste del kilovatio hora generado:

$$I.E. = \frac{\text{Inversión}}{\text{Energía salida (kWh)}}$$

Índice de potencia (I.P.); que es el coste del kilovatio instalado:

$$I.P. = \frac{\text{Inversión}}{\text{Potencia instalada (kW)}}$$

---

<sup>8</sup> Sección basada en EVE, 1995

#### 4.2.6. Valor presente neto<sup>9</sup>

Este método consiste en transformar a valor presente, vía una tasa de descuento, todos los componentes del flujo de fondos de un proyecto. Si la inversión total ( $S_0$ ) se realiza en el tiempo cero ( $t = 0$  normalmente representa el momento del inicio de operaciones), el valor presente neto es la diferencia entre el flujo futuro de fondos actualizados menos dicha inversión. Si la inversión se desembolsa durante varios períodos previos a la puesta en marcha, el costo total de inversión ( $S_0$ ) se calcula como el valor futuro (en  $t = 0$ ) de los desembolsos realizados durante el período de construcción.

El VPN representa, en valor presente, la magnitud absoluta en que los ingresos equivalentes de un flujo de caja superan a, o son superados por, los egresos equivalentes de dicho flujo.

$$VPN = -S_0 + \sum \left[ \frac{S_t}{(1+i)^t} \right] \quad \text{ó} \quad VPN = VP_{\text{beneficios}} - VP_{\text{costos}}$$

Donde  $S_t$  es el componente neto del flujo de efectivo en el año  $t$  (1,2,...,n), normalmente de signo positivo.

Si el valor presente neto es positivo significa que los beneficios son mayores que los costos y, también, que el rendimiento que se espera obtener del proyecto de inversión es mayor que el rendimiento mínimo atractivo requerido por la empresa. En este caso, el proyecto debe emprenderse.

#### 4.2.7. Tasa interna de retorno<sup>5</sup>

La tasa interna de retorno (TIR) es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Se define como la tasa de interés  $i$  que reduce a cero el valor presente neto (también el valor futuro y la anualidad equivalente) de una serie de ingresos y egresos.

En términos económicos, la TIR representa el porcentaje o tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en forma tal que al final de la vida del

<sup>9</sup> Esta sección está basada en COPAR, 2008

proyecto el saldo no recuperado sea igual a cero. El saldo no recuperado de la inversión en cualquier punto del tiempo de la vida del proyecto es la fracción de la inversión original que aún permanece sin recuperar en ese momento.

En términos matemáticos, lo anterior se expresa de la siguiente manera:

$$\sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1 + TIR)^j} = S_0$$

en donde:

|       |                           |
|-------|---------------------------|
| $F_j$ | Flujo en el período $j$ . |
| $n$   | Número de períodos.       |
| $TIR$ | Tasa interna de retorno.  |

#### 4.2.8. Relación beneficio/costo

Es el cociente entre el valor presente de los beneficios o ingresos de un proyecto menos gastos entre el valor presente de la inversión (Martínez, 2008). Los costos se consideran con signo positivo, ya que el objetivo de este indicador es evaluar, en valor presente, la proporción en que los beneficios superan, o son superados por los costos del proyecto. El criterio de decisión es emprender el proyecto cuando la relación beneficio/costo sea mayor que uno.

$$\text{Relación(B/C)} = \frac{VPNB}{VPNI}$$

en donde:

|        |                                        |
|--------|----------------------------------------|
| $VPNB$ | Valor presente neto de los beneficios. |
| $VPNI$ | Valor presente neto de la inversión.   |

#### 4.2.9. Minihidráulica

Con el desarrollo de los puntos anteriores, se puede dar a conocer algunos ejemplos tipificados con respecto a esta tecnología. En la Tabla IV.7 se observan los costos de inversión de las diferentes escalas de las centrales hidroeléctricas.

**Tabla IV.7 Costos de inversión de proyectos hidroeléctricos a diferentes escalas**

| Tipo de proyecto              | Costos de inversión (US\$/kW) | Componentes principales                                                      | Posibles variables que pueden afectar el costo                                                                          |
|-------------------------------|-------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Nano turbinas (menos de 1 kW) | 3,000 – 5,000                 | Turbinas<br>Generadores eléctricos                                           | Caudal del agua disponible<br>Demanda existente<br>Características topográficas                                         |
| Micro-hidros (1 – 100 kW)     | 3,000 – 5,000                 | Turbinas<br>Regulador de velocidad<br>Generadores eléctricos                 | Caudal del agua disponible<br>Demanda existente<br>Características topográficas                                         |
| Mini-hidro (100 – 1,000 kW)   | 1,500 – 2,000                 | Obra derivación<br>Canal<br>Embalse<br>Vertedor y descarga fondo             | Caudal del agua disponible<br>Demanda existente<br>Características topográficas, geológicas y geomorfológicas del sitio |
| Pequeñas centrales (1-5 MW)   |                               | Tubería forzada<br>Sala de máquinas<br>Equipo electromecánico<br>Transmisión | Distancia a la red eléctrica                                                                                            |

Fuente: BUN-CA\_H, 2002

Con respecto a los costos de inversión, se tiene que para los costos de operación se estiman en un 3% de la inversión con un crecimiento anual del 3% y para los costos de mantenimiento se puede estimar de un 2% de la inversión, con un crecimiento anual del 5% (Creus, 2004).

Al tomar algunos ejemplos de mini centrales generadoras en el país, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), presenta la siguiente tabla (Tabla IV.8).

**Tabla IV.8 Costos de inversión para mini centrales hidroeléctricas**

| Permisionario                                     | Capacidad autorizada (MW) | Energía autorizada (GWh/año) | Inversión (miles de dólares) | Fecha de entrada en operación |
|---------------------------------------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Hidroeléctrica Cajón de Peña, S.A. de C.V.        | 1.200                     | 7.71                         | \$ 1,200.00                  | 31 Ene 09                     |
| Hidroeléctrica Arco Iris, S.A. de C.V.            | 1.200                     | 6.55                         | \$ 1,200.00                  | 30 Nov 10                     |
| Papelera Veracruzana, S.A. de C.V.                | 1.260                     | 3.27                         | \$ 1,890.00                  | 25 Sep 98                     |
| Hidrorizaba, S.A. de C.V.                         | 1.600                     | 13.81                        | \$ 1,600.00                  | 19 Jul 07                     |
| Energía Nacional S.A. de C.V.                     | 2.500                     | 21.90                        | \$ 2,500.00                  | 31 Ene 06                     |
| Hidroeléctricas Virita, S.A. de C.V.              | 2.560                     | 10.17                        | \$ 5,700.00                  | Antes de 92                   |
| Hidrorizaba II, S.A. de C.V.                      | 4.440                     | 37.97                        | \$ 4,440.00                  | 07 Jun 07                     |
| Proveedora Nacional de Electricidad, S.A. de C.V. | 5.000                     | 20.05                        | \$ 5,000.00                  | 31 Dic 06                     |

Fuente: La autora a partir de CRE, 2008

Algunos textos establecen un costo de instalación en un rango de 800 a 6000 dólares por kW instalado y costos de generación de 3 a 45 centavos de dólar por kWh (Ramírez y Torres, 2006).

Por su parte la CONAE pondera un valor de costos de instalación promedio, al año 2004, de 1600 US\$/kW instalado y un costo de generación de 0.115 US\$/kWh (CONAE, 2006).

Haciendo referencia al apartado de rentabilidad de la inversión, se suelen considerar como rentables aquellos aprovechamientos que tienen valores aproximados a:

|                     |                   |
|---------------------|-------------------|
| Período de retorno: | 4 a 5 años        |
| Índice de energía:  | 0.45 US\$/kWh     |
| Índice de potencia: | 845 a 930 US\$/kW |

Suelen ser aprovechamientos rentables:

- Saltos altos en ríos de fuerte pendiente, para obra nueva totalmente.
- Saltos totalmente nuevos, en ríos regulados por embalse en cabecera.
- Saltos existentes con obra civil en buen estado o que precisa pequeñas reparaciones.
- En los que existe posibilidad de reparación de las turbinas y equipos de automatismo.
- Que casi toda la energía producida sea utilizable por el propietario.

Suelen ser aprovechamientos de rentabilidad dudosa:

- Saltos bajos en ríos de pendientes media o baja, para obra nueva totalmente.
- Saltos totalmente nuevos, en ríos no regulados por embalse en cabecera.
- Saltos existentes con obra civil muy deteriorada y con canales muy largos.
- Cuando hay que instalar nuevas turbinas y equipos de automatismo.
- Que el propietario utilice poca energía de la que produce.

#### 4.2.10. Biomasa

Los costos de combustibles para los procesos térmicos implican los costos de la cosecha y del transporte entre otras, así como los equipos para la producción de electricidad. En los procesos biológicos, implican los costes del manejo y uso de los desechos, así como su transportación y los equipos a utilizar.

Para la operación y el mantenimiento se asocia los costos del mantenimiento de los equipos, de la mano de obra, químicos, etc. y tomamos en cuenta el porcentaje del 3% del capital inicial con un incremento del 5% anual.

En el país, la CRE ha otorgado permisos para generación eléctrica con biogás y sus costos de inversión se observan en la Tabla IV.9 y los que utilizan bagazo de caña en la producción de electricidad se muestran en la Tabla IV.10.

**Tabla IV.9 Costos de inversión con biogás**

| Permisionario                                                      | Capacidad autorizada (MW) | Energía autorizada (GWh/año) | Inversión (miles de dólares) | Fecha de entrada en operación |
|--------------------------------------------------------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Servicios de agua y drenaje de Monterrey, I.P.D. P. Dulces Nombres | 9.200                     | 40.20                        | 7,360.00                     | 24 Ago 97                     |
| Servicios de agua y drenaje de Monterrey, I.P.D. P. Planta Norte   | 1.600                     | 14.02                        | 1,280.00                     | 15 Ago 97                     |
| Bioenergía de Nuevo León, S.A. de C.V.                             | 8.480                     | 66.58                        | 6,784.00                     | 07 Abr 03                     |

Fuente: La autora a partir de CRE, 2008

**Tabla IV.10 Costos de inversión con bagazo de caña**

| Permisionario                         | Capacidad autorizada (MW) | Energía autorizada (GWh/año) | Inversión (miles de dólares) | Fecha de entrada en operación |
|---------------------------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Ingenio el Higo, S.A. de C.V.         | 12.000                    | 26.00                        | 14,400.00                    | Antes de 92                   |
| Ingenio Melchor Ocampo, S.A. de C.V.  | 6.100                     | 9.10                         | 7,320.00                     | Antes de 92                   |
| BSM Energía de Veracruz, S.A. de C.V. | 12.750                    | 25.12                        | 15,300.00                    | 24 Ago 05                     |
| Piasa Cogeneración, S.A. de C.V.      | 40.000                    | 145.08                       | 48,000.00                    | 30 Nov 09                     |

Fuente: La autora a partir de CRE, 2008

Hablar de un costo estimado y exacto de las tecnologías empleadas para generar electricidad con biomasa, es un trabajo arduo, pero aún así, existen diferentes valores que se aproximan entre sí. Dentro de estos se encuentra, que para los procesos biológicos, el costo de inversión para tratamiento de biomasa húmeda y seca, es de entre

9 y 11.7 millones de dólares y el costo de generación está entre 4 y 21 centavos de dólar, dependiendo de la tecnología a utilizar.

Para el uso de rellenos sanitarios se hace una estimación de costos de generación eléctrica de entre 2 y 3 centavos de dólar por kWh generado y con una inversión de 41.6 millones de dólares (Arvizu, 1997), sí el relleno sanitario ya existe y sólo se considera la inversión de los pozos de extracción.

En otros textos se mencionan que los costos de inversión oscilan entre 750 mil y 1.3 millones de dólares por MW instalado por debajo de los costos de las plantas de incineración y gasificación que oscilan entre 2.2 y 4.5 millones de dólares por MW instalado.

Para tomar un valor promedio, avalado y consensado por algunos autores, los costos de inversión de la biomasa en general, se toman en un rango de 630 a 1170 US dólares por kW instalado y un costo de generación de entre 4 y 6 centavos de dólar por kWh generado (Ramírez y Torres, 2006) y (CONAE, 2006).

La gran diferencia que existe entre un valor y otro, radica en la cotización que se haga con el proveedor de la tecnología en uso, ya que los elementos electromecánicos cuentan con un porcentaje suficiente para dar estabilidad al proyecto.

#### **4.3. Gestiones para implementar plantas de generación eléctrica que utilicen energías renovables<sup>10</sup>**

La CONAE haciendo uso de su función, como órgano técnico de consulta de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, en materia de energías renovables y con ayuda de su Consejo Consultivo para el Fomento de las Energías Renovables (Cofer), identificaron la falta de información para las gestiones necesarias para la implementación de proyectos de generación eléctrica con energías renovables, por lo que creó la “Guía de Gestiones para Implementar en México Plantas de Generación Eléctrica que utilicen Energías Renovables”. El primer intento se realizó en

---

<sup>10</sup> Esta sección está basada en CONAE, 2006

el año 2003, después con una solicitud del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y con apoyo económico del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), se elaboró una segunda versión en el año 2006.

Para caso específico del presente trabajo, se enfocará en las gestiones necesarias para desarrollar proyectos de energía minihidráulica y de biomasa mayor a 0.5 MW.

#### **4.3.1. Gestiones para constituirse como sociedad**

En esta sección, el inversionista se dará a conocer ante las leyes mexicanas para establecer la razón social jurídicamente adecuada para el proyecto, conforme al actual marco regulatorio del sector eléctrico mexicano.

Por lo que en primera instancia deberá de expedir del acta constitutiva para constituirse como sociedad, acudiendo ante un notario público. Avisar del uso de los permisos para constituirse como tal y obtener la autorización del permiso, éste se llevará a cabo en la Secretaría de Relaciones Exteriores (SRE). Se entenderá por sociedad a las personas morales, civiles, mercantiles o de cualquier carácter, constituida conforme a la legislación mexicana. Por último deberá inscribirse en el registro federal de contribuyentes, mediante el Servicio de Administración Tributaria.

En caso de que sea inversión extranjera, deberá pedir una solicitud de inscripción en el registro nacional de inversiones extranjeras. Si es necesaria la exportación de energía, deberá obtener un permiso para exportación con opinión de la Sener, realizando los trámites en la Secretaría de Energía.

Algunas de estas gestiones no tienen costo alguno. Las que cuentan con un monto, pueden ir desde los \$200 hasta los \$8,000 en promedio.

#### **4.3.2. Gestiones para generar electricidad**

El sustento jurídico para el desarrollo de proyectos de generación de electricidad a partir de energías renovables, se dio con las modificaciones de diciembre de 1992 a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que permite la participación privada en el desarrollo de proyectos, además de cogeneración para: autoabastecimiento; pequeña producción; producción independiente para venta a CFE y exportación derivada de las anteriores. El uso temporal de la red del SEN por parte de permisionarios, o "porteo", también está autorizado por la Ley.

Por lo anterior, en primera instancia se debe desarrollar un estudio de interconexión, que tiene por objetivo principal, conocer la factibilidad real de interconexión de la planta del permisionario con la Red del suministrador. El estudio aunque no es obligatorio, se recomienda llevarlo a cabo antes de cualquier estudio o gestión y en paralelo con el estudio de porteo.

En segundo lugar se debe de llevar a cabo un estudio de porteo, que su finalidad es la de calcular los costos de los particulares por servicio de transmisión o subtransmisión en proyectos de energía eléctrica. Estos estudios se llevan a cabo con CFE sin costo alguno y la vigencia del trámite es de seis meses.

El siguiente paso es realizar las solicitudes de permisos de generación eléctrica en sus diferentes modalidades con la CRE, con una vigencia indefinida y sin costo. Para caso específico del presente trabajo, se mencionarán a fondo lo relacionado con las tecnologías presentes, que en su mayoría son centrales instaladas como autoabastecimiento y cogeneración.

La finalidad de las presentes solicitudes, es obtener el permiso oficial para generar energía eléctrica, mediante la modalidad adecuada.

#### **4.3.3. Gestiones para obtener el servicio de respaldo**

Una vez obtenidos los permisos correspondientes para cualquiera de las modalidades de generación de energía eléctrica, es necesario celebrar convenios de interconexión, compraventa de excedentes, transmisión y energía de respaldo con el suministrador.

En primer lugar se debe de realizar el contrato de interconexión en la que el objeto de este contrato es realizar y mantener la vigencia del mismo, la interconexión entre el sistema y la fuente de energía y, en su caso, el o los centros de consumo.

Por otro lado deberá existir un convenio de compra-venta de excedentes a modo que aquellos permisionarios que deseen poner a disposición del suministrador excedentes de energía por 20 MW o menos, presentará su oferta de venta de excedentes al suministrador, por medio de “Subasta” o “Automática”, conforme a lo previsto en el marco regulatorio del Sector Eléctrico Mexicano.

Siguiendo con la lista de gestiones, se deberá hacer un convenio de transmisión, en caso de que el permisionario requiera usar el SEN para llevar energía eléctrica desde su fuente de energía hasta sus centros de consumo. Y para cubrir una posible disminución de capacidad de su fuente de energía, programada o forzada, el permisionario podrá celebrar un contrato con el suministrador de la energía. Todas las gestiones se realizan en las oficinas de CFE sin costo alguno.

#### **4.3.4. Gestiones ambientales y para aprovechamiento del recurso natural**

A fin de evitar que el proyecto impacte negativamente al medio ambiente, es necesario solicitar un dictamen de impacto ambiental para lo cual es necesario evaluar los posibles impactos del proyecto desde su construcción hasta su operación, con base en estudios científicos y técnicos, y prever las medidas para evitar o mitigar sus efectos. Todos los requisitos presentados, se deben de realizar ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

Se debe de hacer un manifiesto de impacto ambiental particular, regional o informe preventivo, para lo que estos trámites se resuelven de acuerdo al tamaño e impacto, dependiendo de si las obras y actividades derivadas del proyecto, puedan causar desequilibrio ecológico.

Cuando se pretende realizar algún proyecto de biomasa o minihidráulica que utilice recursos naturales se debe de tramitar la autorización de cambio de uso de suelo, así como un informe del aprovechamiento de la flora y fauna silvestre.

Se deberán obtener una licencia ambiental única y una de funcionamiento las cuales son obligatorias para todo el que haya realizado un estudio de impacto ambiental. El objetivo de esta licencia es el de contar con el instrumento de regulación directa para establecimientos industriales de jurisdicción federal, en materia de prevención y control de la contaminación de la atmósfera, que establece condiciones para su operación y funcionamiento integral conforme a la normatividad ecológica y de impacto ambiental en vigor.

Y por último es, la obtención de una cédula de operación anual, en la que el objetivo es el de reportar anualmente a las autoridades correspondientes, los parámetros ecológicos y ambientales de operación de la planta del permisionario.

#### **4.3.4.1. Permiso para realizar obras de infraestructura hidráulica**

A parte de las gestiones ambientales anteriores, para el caso de las minihidroeléctricas, se deben de llevar a cabo otros procesos, que se darán a conocer a continuación.

El objetivo principal es obtener el permiso correspondiente para realizar las obras de infraestructura hidráulica, requeridas para el aprovechamiento de la energía minihidráulica, conforme a la Ley de Aguas Nacionales (LAN) y su Reglamento vigente.

Cuando se pretenda construir una obra localizada en los bienes nacionales a que se refiere el artículo 113 de la Ley de Aguas Nacionales, en la que dice, las playas y zonas federales; los terrenos ocupados, que lo estén o no, por los cauces, vasos de lagos, lagunas, esteros o depósitos naturales que hayan o no hayan sido descubiertos por causas naturales o por obras artificiales; los cauces de las corrientes de aguas nacionales; las riberas o zonas federales contiguas a los cauces de las corrientes; las islas que existen o que se formen en los vasos de lagos, lagunas, esteros, presas y depósitos o en los cauces de corrientes, excepto las que se formen cuando una corriente segregue terrenos de propiedad particular, ejidal o comunal y las obras de infraestructura hidráulica financiadas por el gobierno federal, como presas, diques, vasos, canales, drenes, bordos, zanjas, acueductos, distritos o unidades de riego y demás

construidas para la explotación, uso, aprovechamiento, control de inundaciones y manejo de las aguas nacionales, con los terrenos que ocupen y con las zonas de protección, todo ello es de propiedad nacional.

En contexto con lo anterior, la administración de los permisos está a cargo de la Comisión Nacional del Agua (CNA), éste trámite tiene un costo de \$2,849.

#### **4.3.4.2. Concesión de aprovechamiento de aguas superficiales**

Su objetivo es el obtener la concesión o asignación correspondiente para realizar el aprovechamiento del recurso hidráulico, conforme a LAN y su Reglamento vigente, en el instante en que se requiera usar, aprovechar o explotar las aguas nacionales superficiales. Este trámite se lleva a cabo en las oficinas de CNA con un costo de \$2,201.

#### **4.3.4.3. Aviso para variar total o parcialmente el uso del agua**

Este aviso tiene como objetivo, el comunicar la variación en el uso, así como en el volumen del agua que se utilizará en el proyecto del permisionario, conforme a la LAN y su reglamento vigente, cuando no se altere el uso consuntivo establecido en el título correspondiente se podrá cambiar total o parcial el uso del agua concesionada siempre que dicha variación sea definitiva y avise oportunamente. El trámite no tiene costo alguno y se lleva a cabo mediante CNA.

#### **4.3.5. Gestiones para la instalación local**

Adicionalmente, se deben realizar los siguientes trámites en los gobiernos estatales y municipales:

- Licencia de funcionamiento
- Licencia de uso de Suelo

- Factibilidad del Servicio de Agua Potable, Alcantarillado Sanitario y tratamiento de Aguas residuales
- Factibilidad del servicio de energía eléctrica
- Visto bueno de la unidad de Protección Civil
- Factibilidad de giro
- Licencia de construcción
- Registro Público de la propiedad y del comercio
- Manifestación de terminación de obra
- Autorización de ocupación
- Autorización para ampliación o modificación de una edificación

#### **4.3.6. Gestiones para el reporte de actividades**

Una vez terminado el proyecto deben reportar a la CRE la información referente a la operación eléctrica en el periodo correspondiente.

## Conclusiones

En el presente capítulo, se desarrollaron los factores importantes para un análisis técnico-económico, dando a conocer los elementos principales para que los proyectos puedan ser factibles y se pueda tomar la mejor decisión para su implementación.

En la parte técnica se conocieron los elementos necesarios implicados para la implementación de los proyectos, a modo que estos sean los más accesibles en su elección y eficientes para el buen funcionamiento de la planta. Respecto a los factores de planta que presentan estas tecnologías van desde los 0.2 a 0.8 para las centrales minihidroeléctricas y de los 0.21 hasta los 0.75 para las centrales que utilizan la biomasa.

Para el caso de las centrales minihidráulicas, la mayoría de los casos, estas centrales se encuentran funcionando sobre presas ya construidas por la Comisión Nacional del Agua, por lo que su potencial hidráulico es aprovechado al máximo y sólo se hace la instalación de los componentes necesarios para la producción de electricidad.

Con respecto a la biomasa pasa algo similar, la mayoría de las plantas de generación con procesos térmicos construidas en el país, se encuentran dentro de los ingenios azucareros aprovechando el recurso del bagazo de caña, por lo que sólo se plantea la instalación de los elementos electromecánicos. Así mismo pasa con los procesos bioquímicos, de tal manera que estos también se encuentran dentro del mismo espacio de recuperación de los desechos, tales son los casos del recurso del estiércol y de los residuos sólidos urbanos.

Para el conocimiento de la factibilidad y rentabilidad de los proyectos se desarrolló el análisis de los cálculos económicos para responder a las preguntas de cuánto, dónde, cuándo, cómo y con qué; para así poder implementar un proyecto factible.

Respecto a la metodología del cómo desarrollar los proyectos con energías renovables, se observaron las gestiones necesarias para su implementación, a modo que se pueda facilitar la implementación de estas. Esta sección es de notable importancia ya que se

muestran todos los trámites y costos por los que debe de pasar un permisionario para poder generar energía eléctrica.

Los proyectos serán factibles desde el punto de vista técnico, cuando los elementos electromecánicos de las dos tecnologías en cuestión, sean desarrollados de manera nacional para evitar altos costos de inversión o que exista un financiamiento para la obtención de los mismos. Así también, deberá existir un apoyo de los entes gubernamentales o privados para dar facilidades en el apoyo de la capacitación técnica y desarrollo de tecnología, así como en su investigación.

Por otro lado, para el caso específico de las minihidroeléctricas, una ventaja para la factibilidad, se desarrollaría de manera en que sus obras civiles sean lo más mínimas, por lo que se recomienda utilizar presas ya construidas para otros usos diferentes a los de generación de energía. Para el caso de la biomasa, el uso de la biodigestión deberá ser desarrollado en zonas aisladas a la red eléctrica o en su defecto que los grandes proyectos sean desarrollados por particulares en conjunto con los municipios correspondientes, para las demás tecnologías deberá de buscarse la misma solución.

Desde el punto de vista económico serán factibles en la medida que se desarrollen estos proyectos en un ambiente de financiamiento con Mecanismos de Desarrollo Limpio y todo lo que implica ese mercado, ya que cuentan con una gran afinidad por este tipo de proyectos, por lo que a consecuencia es más sencillo cumplir con los requisitos establecidos, por el ente internacional.

A consecuencia del incremento de los GEI al ambiente y la disminución de los combustibles fósiles, es factible voltear a ver una mayor implementación de este tipo de proyectos en la generación de electricidad en el país, a modo de diversificar la matriz energética nacional. Por lo que en el siguiente capítulo se realizará una prospectiva de estos proyectos al año 2030 en México.

# *Capítulo 5*

Estudio prospectivo del desarrollo de  
proyectos minihidroeléctricos y de biomasa en  
México al 2030

**Esta página se dejó en blanco intencionalmente**

## **5. Estudio prospectivo del desarrollo de proyectos minihidroeléctricos y de biomasa en México al 2030**

### **Introducción**

En el presente capítulo se conocerá la teoría del estudio prospectivo, el cómo se desarrolla y lo que nos sirve para la construcción de posibles futuros. En seguida, se estudiarán las prospectivas planteadas por la Secretaría de energía para la participación del autoabastecimiento y cogeneración en la generación de electricidad en el país.

Con la utilización de estos estudios se podrán definir algunos escenarios para el incremento de la participación de estas tecnologías en la generación eléctrica del país por medio de proyectos particulares.

Para el final del capítulo se describirá la metodología empleada para el planteamiento de los escenarios posibles, en este caso, se cuenta con un escenario base, siendo el escenario de planeación y otros tres escenarios alternativos que demostrarán de alguna manera el modo de poder incrementar el uso de estas tecnologías

En contexto con lo anterior se tomará con mayor importancia el uso de las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración, ya que es allí donde se desarrollan los proyectos minihidráulicos y de biomasa para la generación de electricidad. Sin dejar de lado el uso del servicio público ya que es el mayor ente de utilización de energía eléctrica en el país y con ello se podrá hacer una comparación o un dimensionamiento de la utilización de estas tecnologías.

## **5.1 Diseño de prospectivas para construir escenarios a futuro**

### **5.1.1 Estudio del futuro<sup>1</sup>**

Hablar de futuro nos parece incierto ya que no se encuentra en nuestras manos. Esto nos remonta al pasado, a la historia del ser humano, que siempre ha querido anticipar algunos eventos para que nuestro porvenir sea más favorable que el presente en el que nos encontramos. Con ello se desata la inquietud de querer conocerlo y cambiarlo, a modo que, en su búsqueda, se han tenido diferentes manifestaciones de tipo mítico-religioso tales como: la adivinación, la magia, las premoniciones, la profecía; por otro lado existen aquellas que se desligan de cierta evolución tecnológica, tales como: la utopía, la astrología, la cosmología y las predicciones, todas ellas de manera empírica.

Con el paso del tiempo se han desarrollado ciertos esfuerzos con carácter reflexivo y científico para estudiar el porvenir. Entre ellos se encuentran la futurología, la prospectiva, análisis del futuro, la probabilística, investigaciones sobre proyecciones, planificación a corto y largo plazo, proyecciones, estudios proféticos, análisis alternativos, entre otras muchas formas de estudiar el porvenir de manera seria, formal y filosófico-científica.

El estudio del futuro implica el conocimiento de los cinco enfoques que son utilizados como herramientas (Miklos, 2006):

- 1. Proyecciones:** Se toman datos del pasado y el presente para que mediante artilugios matemáticos, estadísticos y cualitativos sean extrapolados y llevados al futuro, haciendo de éste una imagen en la que se asume la continuación de un patrón histórico de las tendencias actuales y pasadas.
- 2. Predicciones:** Se basan en teorías determinísticas y presentan enunciados irrefutables, que intentan ser exactos. Emplean tanto la lógica científica, como el conocimiento táctico o el sentido común. Dentro de su planteamiento general, trata de descubrir el porvenir de distintas maneras: mágicos (adivinos, profetas), intuitivos (se apoyan en la experiencia) y racionales (eliminan las contradicciones). Ya que presenta una hipótesis y se conocen las condiciones

---

<sup>1</sup> Sección basada en Salazar, 2009

iniciales, trata de dar explicaciones a las razones o causas del comportamiento de cierto evento.

3. **Previsión:** Es una aproximación a resolver problemas en un futuro a corto plazo, tomando acciones en el presente. Busca dar una idea de los sucesos probables.
4. **Pronósticos:** Se valen de juicios pasados y razonables para dirimir un problema particular, que tenderá a desarrollar eventos futuros generalmente probables.
5. **Prospectiva:** Se basa en el futuro para concentrar su atención en el porvenir, por lo que intenta construir el futuro mas no adivinarlo. Bajo la imaginación de escenarios probables, busca incorporarse en futuros deseables a largo plazo.

### 5.1.2 Concepto de Prospectiva<sup>2</sup>

Es una metodología que hace posible practicar estudios sistemáticos sobre el futuro, mediante técnicas matemáticas, modelos cualitativos y estocásticos. Se basa en su carácter creativo, asumiéndose como una opción que representa una actitud hacia el mañana, a través de futurables y futuribles, entendiéndose a estos como futuros deseables y posibles respectivamente. En palabras más concretas, la definición de prospectiva, es la actitud de la mente hacia la problemática del porvenir.

Haciendo una descripción de lo que es la prospectiva, primero es un acto imaginativo y de creación, para convertirse en una toma de conciencia y reflexión de la actualidad y pasar a convertirse en un proceso de articulación de expectativas y deseos que alcancen ese porvenir deseable.

Como base de la construcción del diseño del futuro, la prospectiva, tiene propósitos importantes tales como: la generación de alternativas de futuros deseables, proporcionar herramientas para la acción, basarse en propósitos a largo plazo, desarrollar escenarios de futuros posibles y estandarizar decisiones para alcanzar futuros posibles.

Dentro de las características indispensables de la prospectiva se encuentran: la autonomía, la creatividad, la convergencia-divergencia, la finalidad constructora, el

---

<sup>2</sup> Sección basada en Miklos, 2006

largo plazo, la participación y cohesión, el pluralismo, la preeminencia sobre el producto, la transparencia y la visión holística desde un punto global y sistemático.

### **5.1.3 Método de diseño de la prospectiva**

Bajo el esquema de técnicas y métodos del cómo construir un futuro, su uso se hace presente cuando los métodos cuantitativos, basados en información histórica, no pueden, por sí solos, predecir el comportamiento futuro de una o más de sus variables y/o cuando no existen suficientes datos históricos disponibles. Por lo anterior surge la posibilidad de diseñar escenarios, siendo vistos, como la capacidad imaginaria que acerca un conocimiento actual con un mañana.

#### **5.1.3.1 Escenarios<sup>3</sup>**

El escenario como tal, crea expectativas a manera que es una forma de ver el mundo, desde un punto de vista creado en el pasado y sugiere un futuro. Por otro lado también, es visto como una capacidad imaginaria que se extiende más allá del presente.

##### **a) Cómo desarrollar escenarios**

El uso de escenarios nos puede presentar un excesivo control del entorno en el que nos encontremos, por lo que es conveniente analizar los escenarios posibles a futuro, de esta manera se podrá modificar las hipótesis y analizar sus implicaciones.

El proceso más importante en la construcción de escenarios es la elección de las variables, ya que estas son las que definen cuantos escenarios se deben de tomar en cuenta para futuros probables. Los valores, son los que determinan las posibilidades que pueden tomar las variables.

El número de escenarios posibles, es la multiplicación del número de valores que puede tomar cada variable. Para facilitar la interpretación, se recomienda nombrarlos de

---

<sup>3</sup> Sección basada en Garduño, 2004

manera intuitiva o evocativamente, así como, no hacer más de 16 escenarios, para evitar la confusión.

### **b) Variables**

La manera más viable de escogerlas, es que sean lo suficientemente influyentes en el futuro que se desea y que dependan lo menos posible de las demás variables.

Por otro lado, existe una metodología en la que se emplean matrices matemáticas y una escala arbitraria en la que se determinan cuáles son las variables más influyentes en el problema, ésta se llama “análisis estructural” y a las variables designadas por ésta, se nombran “variables estructuradoras”.

### **c) Tipos de escenarios**

- Tendenciales. Presentan un futuro en el que su situación inicial no cambia. Surgen de herramientas de predicción matemática o a partir de la experiencia. Son útiles cuando, no se ve más allá del presente inactivo.
- Posibles o factibles. Pueden ser considerados para que sucedan en el futuro. Se determinan por restricciones respecto a la experiencia del desarrollador.
  - Probables. Son los que visualizan una gama de futuros posibles, mediante hipótesis formuladas y tienen más probabilidad de ocurrir.
  - Deseables. Son los que queremos que sucedan y por ende intentamos construirlo con acciones del presente.

#### **5.1.3.2 Escenarios deseables.**

Se deben de ignorar todas aquellas manifestaciones de lo que se puede y no se puede realizar, por ende, se determinarán mediante lo que deseamos que suceda en el futuro.

En conclusión, en éstos se reseña el futuro que se desea por lo que no se deben de incluir más restricciones de las que se plantean, ni dar explicación del porque se puede o no se puede realizar una acción.

### **5.1.3.3 Escenarios posibles**

Una vez determinados los escenarios deseables, se comenzará a elaborar los posibles, teniendo como base fundamental, las variables estructuradoras. Estas determinan que tipo de futuros o escenarios se deberá de obtener y con ello se formularán las hipótesis necesarias.

Las variables determinantes, serán las más influyentes y lo menos dependientes de otras. Un número benéfico de variables estructuradoras es de tres. Se le asignarán valores futuros posibles a modo que agoten su posibilidad de ocurrencia.

Se enlistarán y se nombrarán todos los factores posibles y ante ello, se podrán eliminar los escenarios no factibles.

### **5.1.3.4 Escenarios probables**

Dentro de los escenarios posibles cabe la pregunta ¿cuál de éstos son lo más probables de suceder? Con esta pregunta se inician las hipótesis que deberán de influir en la conformación de escenarios probables.

En contexto con lo anterior y mediante la experiencia de los desarrolladores, la información disponible y de la orientación numérica, deberá consensarse las tres combinaciones más probables a responder al problema.

Para dar paso a la discusión de la redacción de los escenarios, se tiene como guión a seguir:

- Breve descripción del proceso metodológico.
- ¿De dónde surgen las variables consideradas?
- Descripción de las variables estructuradoras.

- Descripción histórica de las variables estructuradoras y los actores que son responsables de su dinámica.
- Presentación de los escenarios con nombre y características principales, comportamiento de variables en cada escenario y las implicaciones para el sistema u objetivos.

## **5.2 Prospectiva del sector eléctrico 2008 – 2017 de la SENER**

La Prospectiva del Sector Eléctrico, es un estudio que la Secretaría de Energía (SENER) en conjunto con Luz y Fuerza del Centro (LyFC) y Comisión Federal de Electricidad (CFE), realiza cada año para aportar una visión a futuro del sector eléctrico mexicano. Al llevar a cabo dicha visión, se toma en cuenta los datos relacionados a la demanda y consumo de la electricidad, que se abordarán en un plazo de diez años a partir de la fecha de estudio. Tomando como desarrollo de ésta, al servicio público, LyFC y CFE, a la cogeneración y autoabastecimiento.

Para el caso específico del presente trabajo, se tomará como caso de estudio, la descripción del autoabastecimiento y la cogeneración, ya que son las modalidades que presentan los proyectos de generación con las tecnologías empleadas anteriormente.

### **5.2.1 Metodología**

Para llevar a cabo la citada prospectiva, se realiza un análisis de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), esto implica la planificación del mismo, de tal manera que se ubican en un contexto de mediano y largo plazo, de modo que se puedan obtener los futuros posibles y deseables para construir las proyecciones de demanda y consumo de electricidad a nivel nacional.

Todo ello atendiendo la satisfacción de la calidad, la confiabilidad y la estabilidad en las necesidades de la población en materia de energía eléctrica.

A razón de proyectar una trayectoria del consumo y la demanda energética, los supuestos a considerar para detallar una estimación son:

- Escenario macroeconómico: se considera a raíz de tener un mayor impacto en el consumo y la demanda de energía eléctrica, basándose en tres escenarios de análisis: bajo, alto y de planeación. Tomando como base de demanda agregada, el Producto Interno Bruto (PIB) dependiendo de su estatus en la economía del país.
- Precio de la energía: se encuentra en función con el escenario macroeconómico, el precio del combustible y la inflación. Varían respecto a las políticas tarifarias que se adopten en los años posteriores.
- Precio de los combustibles: siendo éste, variable fundamental del costo de generación, su valor varía respecto a la trayectoria de los combustibles fósiles en un futuro, así como por la inflación y el tipo de cambio.
- Población y vivienda: con respecto al Consejo Nacional de Población (CONAPO), la variación del crecimiento, ubicará la demanda de energía eléctrica.
- Proyección de autoabastecimiento y cogeneración: se llevan a cabo en un grupo de trabajo denominado por la SENER con el mismo nombre, que tiene como función, analizar los proyectos viables para llevarse a cabo, dentro del servicio público o privado.

Dentro de otros supuestos, se encuentran aquellos que se encargan de la implantación de nuevas tecnologías utilizada para el uso más eficiente de la electricidad o para el ahorro de la misma.

Con base en algunos acercamientos con la citada secretaría, se obtuvo información, en la que se dispone como metodología para desarrollar la prospectiva, una serie de encuestas directas a los permisionarios, para tener presente la situación actual de los proyectos realizados o los posibles, de modo que se tiene una visión más real de lo que se puede tener como futuros cercanos.

Con la información dada por los permisionarios, la presentada por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el desarrollo antes mencionado, se llegan a resultados que son tomados en cuenta para el desarrollo de la prospectiva.

Los resultados que se obtuvieron de la prospectiva se observan a continuación, haciendo énfasis en los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración.

## **5.2.2 Resultados obtenidos de la prospectiva 2008-2017**

### **5.2.2.1 Pronóstico de consumo nacional**

Las estimaciones presentan un incremento en la tasa anual de 3.3% del consumo nacional de electricidad para el periodo de 2008-2017. La mayor parte se le asigna al servicio público. El crecimiento se da en contexto con lo generado el año 2008 con 209.7 TWh a lo esperado en el año 2017 de 281.5 TWh, con lo que existe un incremento de 71.9 TWh en un plazo de 10 años.

Para el caso de autoabastecimiento, se ha observado que en años recientes ha habido un incremento en el número de permisos de pequeña capacidad para la generación de electricidad en el sector comercial y servicios. Esto se debe principalmente al aumento en las tarifas recibidas por el servicio público en horas punta para las empresas, con lo que se incurre en un alto costo para estas.

### **5.2.2.2 Expansión del Sistema Eléctrico Nacional**

La planeación de éste, cuenta con las estimaciones realizadas para el consumo y la demanda de energía eléctrica en el país, en un plazo de diez años. Dentro de estos, se presenta una consideración de la capacidad en construcción o en proceso de licitación, así como también, la capacidad adicional, que no es más que, la capacidad que se licitará en función de la fecha de operación.

La expansión de capacidad consta de valorar la planeación de una central generadora desde su licitación, contratación, construcción y hasta la entrada en operación en un plazo promedio de entre cuatro y seis años. Tratándose de transmisión se plantean de tres a cinco años.

Aunado a lo anterior, se promueven otros elementos tales como: la configuración del sistema de generación, dentro del que se encuentran los retiros, los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración entre otros.

#### a. Capacidad adicional

La planeación se lleva a cabo con las estimaciones que presenten los proyectos con menor costo total de largo plazo en los ámbitos de generación y transmisión, haciendo de estos una evaluación técnica y económica.

Dentro del programa de expansión del SEN, se encuentra el servicio público (CFE y LyFC) y una estimación de los proyectos de cogeneración y autoabastecimiento. Los últimos ofrecen una diversificación de las fuentes de suministro de energía eléctrica, así como una reducción en sus costos y un ahorro de energía.

Para el periodo de 2008-2017 se requiere una capacidad adicional de 14,794 MW, de los cuales 3,520 MW están comprometidos o están en construcción. Una capacidad de 10,795 MW están en proceso de licitación y 479 MW se encuentran en proyectos de rehabilitación y modernización. Por lo que el servicio público adicionará 14,315 MW.

Para el caso de autoabastecimiento remoto<sup>4</sup> y cogeneración, se adicionarán 2,490 MW considerados para los dos servicios. En la Tabla V.1 se observan las adiciones de capacidad en los dos servicios.

**Tabla V.1 Adiciones de capacidad en el SEN, 2008-2017**

|                                         | 2008 | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  | 2016  | 2017  | Total  |
|-----------------------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| <b>Total</b>                            | 70   | 1,192 | 1,689 | 2,656 | 2,471 | 1,076 | 1,165 | 1,834 | 2,366 | 2,766 | 17,284 |
| <b>Servicio Público</b>                 | 40   | 745   | 1,689 | 1,075 | 2,471 | 1,076 | 733   | 1,834 | 2,366 | 2,766 | 14,794 |
| <b>Comisión Federal de Electricidad</b> | 40   | 585   | 1,689 | 1,075 | 2,471 | 1,076 | 733   | 1,834 | 2,366 | 2,165 | 14,033 |
| Capacidad comprometida                  | -    | 535   | 1,370 | 228   | 1,227 | -     | -     | -     | -     | -     | 3,360  |
| Capacidad adicional                     | -    | -     | -     | 807   | 1,214 | 1,076 | 733   | 1,834 | 2,366 | 2,165 | 10,194 |
| Rehabilitación y modernización          | 40   | 50    | 319   | 40    | 30    | -     | -     | -     | -     | -     | 479    |
| <b>(RM)</b>                             |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |
| Luz y Fuerza del Centro                 | -    | 160   | -     | -     | -     | -     | -     | -     | -     | 601   | 761    |
| Autoabastecimiento y cogeneración       | 30   | 447   | -     | 1,581 | -     | -     | 432   | -     | -     | -     | 2,490  |

Fuente: SENER, 2008

<sup>4</sup> Es el suministro a cargo de proyectos de autoabastecimiento localizados en un sitio diferente al de la central generadora utilizando la red de transmisión del servicio público.

En la Tabla V.2 se observa el caso específico de los proyectos presentados como autoabastecimiento y cogeneración, y como alguna especificación se tiene la capacidad del proyecto Nuevo Pemex con 258 MW y los proyectos de la temporada abierta de energía eólica.

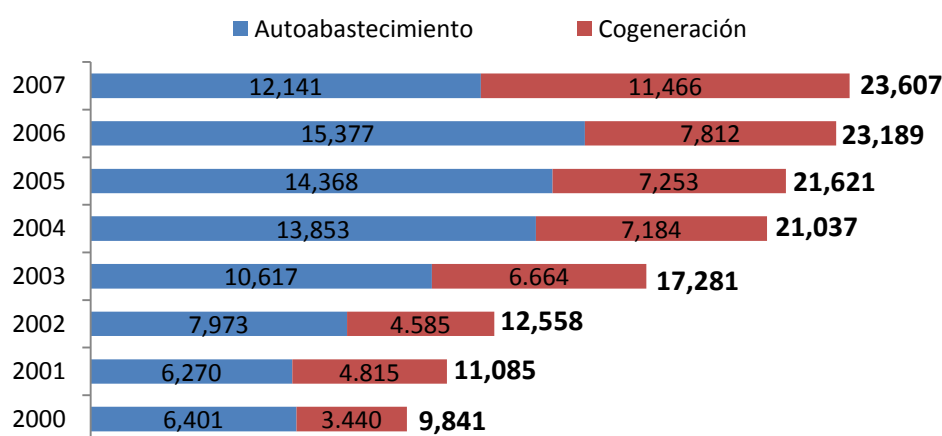
**Tabla V.2 Proyectos de autoabastecimiento y cogeneración\***

| Adiciones                                                           | Año | MW           | Modificaciones  | Año | MW          |
|---------------------------------------------------------------------|-----|--------------|-----------------|-----|-------------|
| <b>2008</b>                                                         |     |              |                 |     |             |
| Parques Ecológicos de México                                        |     | 30           |                 |     |             |
| <b>2009</b>                                                         |     |              |                 |     |             |
| Eurus                                                               |     | 248          |                 |     |             |
| Parques Ecológicos de México                                        |     | 50           |                 |     |             |
| Hidroeléctrica Cajón de Peña                                        |     | 1            |                 |     |             |
| Eoliatec del Istmo                                                  |     | 22           |                 |     |             |
| BII NEE STIPA Energía Eólica                                        |     | 26           |                 |     |             |
| Eléctrica del Valle de México                                       |     | 52           |                 |     |             |
| Fuerza Eólica del Istmo (1ra Etapa)                                 |     | 49           |                 |     |             |
| <b>2011</b>                                                         |     |              | <b>2011</b>     |     |             |
| Pemex Nuevo Pemex                                                   |     | 258          | Pemex**         |     | -156        |
| <b>Temporada Abierta</b>                                            |     |              |                 |     |             |
| Fuerza Eólica del Istmo (2da Etapa)                                 |     | 49           |                 |     |             |
| Preneal México                                                      |     | 393          |                 |     |             |
| Desarrollos Eólicos Mexicanos                                       |     | 226          |                 |     |             |
| Gamesa Energía                                                      |     | 285          |                 |     |             |
| Eoliatec del Pacífico                                               |     | 159          |                 |     |             |
| Eoliatec del Istmo                                                  |     | 141          |                 |     |             |
| Unión Fenosa                                                        |     | 226          |                 |     |             |
| <b>2014</b>                                                         |     |              |                 |     |             |
| GDC Generadora                                                      |     | 432          |                 |     |             |
| <b>Subtotal</b>                                                     |     | <b>2,646</b> | <b>Subtotal</b> |     | <b>-156</b> |
| <b>Total proyectos</b>                                              |     | <b>2,490</b> |                 |     |             |
| * Capacidad de autoabastecimiento remoto                            |     |              |                 |     |             |
| ** Porteo sustituido por el proyecto de cogeneración de Nuevo Pemex |     |              |                 |     |             |

Fuente: SENER, 2008

## b. Capacidad instalada de autoabastecimiento y cogeneración

En el 2007 la capacidad instalada por estos permisionarios se incrementó en 1.8% respecto al 2006. La gran mayoría la sustenta los permisionarios de autoabastecimiento como se muestra en la Figura V.1.



\* No incluye la capacidad en operación que atiende a la demanda máxima de importación

Fuente: La autora a partir de SENER, 2008.

**Figura V.1 Capacidad instalada para generación de energía eléctrica por autoabastecimiento y cogeneración\*, 2000-2007 (MW)**

### 5.2.2.3 Generación de energía eléctrica de autoabastecimiento y cogeneración

La capacidad de generación máxima autorizada de energía eléctrica es la que se establece en los permisos para generación de electricidad otorgados por la CRE. Cabe señalar que la generación efectiva producida puede variar y ubicarse por debajo de la autorizada.

En el 2007, cogeneración reportó 11,466 GWh, lo que produjo un aumento de 46.8%, debido a los cambios de modalidad entre autoabastecimiento y cogeneración que otorgo la CRE a PEMEX para varios permisos.

### 5.2.2.4 Estimación de la capacidad instalada de autoabastecimiento y cogeneración, 2007-2017.

Los permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración han tenido un aumento significativo en los últimos años. Estos son parte fundamental en el SEN y atienden una parte del consumo nacional al requerir servicios de transmisión y respaldo.

En la planeación del SEN se toman en cuenta las centrales de autoabastecimiento y cogeneración para valorar el impacto que tienen en el sistema de generación.

La mayor parte de la participación de permisionarios ha sido por parte de grandes sociedades de autoabastecimiento y cogeneración tales como: Iberdrola Energía Monterrey, Tractebel, Termoeléctrica Peñoles, Termoeléctrica del Golfo, Energía Azteca VIII y Enertek, cabe hacer una mención a la participación de Pemex en la generación por autoabastecimiento y cogeneración para satisfacer parte de sus necesidades de energía eléctrica.

Cabe destacar que SENER, presenta sólo dos proyectos de cada una de las tecnologías estudiadas en el presente trabajo, por lo que se hará alusión solamente a estas cuatro centrales de generación.

Los proyectos representativos para las centrales minihidroeléctricas son: Hidroelectricidad del Pacífico e Hidroeléctrica Cajón de Peña. Para los proyectos que utilizan biomasa se tienen a Bioenergía de Nuevo León y a BSM Energía de Veracruz. Todos estos proyectos tienen una capacidad constante dentro del periodo citado (Tabla V.3).

**Tabla V.3 Evolución de la capacidad instalada de autoabastecimiento y cogeneración\* para las tecnologías en estudio (MW).**

|                                | 2007**    | 2008      | 2009      | 2010      | 2011      | 2012      | 2013      | 2014      | 2015      | 2016      | 2017      |
|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Hidroelectricidad del Pacífico | 9         | 9         | 9         | 9         | 9         | 9         | 9         | 9         | 9         | 9         | 9         |
| Bioenergía de Nuevo León       | 8         | 8         | 8         | 8         | 8         | 8         | 8         | 8         | 8         | 8         | 8         |
| BSM Energía de Veracruz        | 13        | 13        | 13        | 13        | 13        | 13        | 13        | 13        | 13        | 13        | 13        |
| Hidroeléctrica Cajón de Peña   |           |           | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         |
| <b>Total</b>                   | <b>30</b> | <b>30</b> | <b>31</b> | <b>31</b> | <b>31</b> | <b>31</b> | <b>31</b> | <b>31</b> | <b>31</b> | <b>31</b> | <b>31</b> |

\* Considera sólo autoabastecimiento remoto.

\*\* Capacidad existente a diciembre de 2007.

Fuente: Elaboración propia a partir de SENER, 2008

Para estos mismos proyectos se tienen las cifras de la generación de electricidad que plantea la SENER en su prospectiva (Tabla V.4).

**Tabla V.4 Evolución de la generación bruta de energía de autoabastecimiento y cogeneración\* para las tecnologías en estudio, 2007-2017 (GWh)**

|                                | 2007      | 2008      | 2009      | 2010      | 2011      | 2012      | 2013      | 2014      | 2015      | 2016      | 2017      |
|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Hidroelectricidad del Pacífico | 38        | 38        | 38        | 38        | 38        | 38        | 38        | 38        | 38        | 38        | 38        |
| Bioenergía de Nuevo León       | 35        | 35        | 35        | 35        | 35        | 35        | 35        | 35        | 35        | 35        | 35        |
| BSM Energía de Veracruz        | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         |
| Hidroeléctrica Cajón de Peña   |           |           | 7         | 8         | 8         | 8         | 8         | 8         | 8         | 8         | 8         |
| <b>Total</b>                   | <b>74</b> | <b>74</b> | <b>81</b> | <b>82</b> | <b>82</b> | <b>82</b> | <b>82</b> | <b>82</b> | <b>82</b> | <b>82</b> | <b>82</b> |

\* No incluye PIE. Considera autoabastecimiento remoto.

Fuente: Elaboración propia a partir de SENER, 2008

## 5.3 Propuesta de escenarios prospectivos en México al 2030

### 5.3.1 Metodología

Para realizar la prospectiva de las tecnologías de generación eléctrica mediante minihidráulica y biomasa al año 2030, se planteó una metodología propia, en la que se toma como base la prospectiva que hace la SENER, a pesar de que en ella éstas tienen una escueta participación. La herramienta de ayuda fue la hoja de cálculo Excel 2007.

En contexto con lo anterior, SENER plantea el uso de estas tecnologías con una participación constante del año 2007 al 2017, por lo que se asume que no habrá crecimiento; con esto se plantea el escenario de planeación, siendo este, el escenario base.

La razón de realizar la prospectiva del desarrollo de proyectos de estas tecnologías al año 2030, es porque se busca conocer el incremento de su participación en la matriz energética nacional, observando el aumento de su capacidad instalada de generación eléctrica.

A raíz de lo anterior, se llevó a cabo la siguiente metodología en la que se ponen en práctica los valores obtenidos del segundo capítulo del presente trabajo, en donde se muestran los datos de la evolución histórica de las capacidades instaladas de cada tecnología para los distintos países analizados. Con ello se obtuvieron las tasas de crecimiento media anual (tcma), una vez obtenidas éstas se utilizaron para plasmar tres escenarios a parte del escenario de planeación.

Para dar inicio a los cálculos realizados, se tomaron en cuenta los datos de la capacidad instalada de estos proyectos que proporciona la CRE, los cuales son valores actuales, más no históricos, del año 2007 al presente. Estos reflejan la capacidad que existe en el país con la modalidad de autoabastecimiento y cogeneración, por lo que no se estudiará el servicio público, pero será mencionado para ser comparado o dimensionado con los valores obtenidos. En el lapso de tiempo, 2007 a 2009, existen algunas variaciones que son mostradas en el presente trabajo.

La SENER plantea una generación constante de energía eléctrica con minihidroeléctrica y biomasa para el año 2017; en nuestro escenario de planeación se plantea la misma constante hasta el año 2030. Se toma este estudio como base porque el desarrollo de estos proyectos son realizados exclusivamente por particulares; a razón de ello se tiene la incertidumbre de quién, cuánto y qué tecnologías utilizarán para generar electricidad, es por eso que la SENER sólo considera a estos proyectos ya que son los más recientes en haber obtenido permisos por parte de la CRE.

A partir de éste, se extrapolan los demás datos utilizando los tcma de manera contante para todos los escenarios planteados. Las extrapolaciones se hicieron de acuerdo a los datos utilizados en el capítulo dos del presente trabajo, son plasmados en la fórmula del tcma, la cual está representada matemáticamente y en porcentaje como:

$$i = \left[ \left( \sqrt[n]{\frac{K}{k}} \right) - 1 \right] \times 100 \dots (1)$$

En donde:

$i$  = la tcma

$n$  = el número de años del periodo (se obtiene de la diferencia ente el año de estudio y el año base)

$K$  = cantidad del año de estudio (o año primitivo aumentado en su crecimiento en el tiempo)

$k$  = cantidad del año base (o año primitivo)

Una vez obtenidas las tcma y tomando como base los datos históricos de la prospectiva de la SENER, desde el primer dato reportado hasta el último, 2007 a 2017, periodo que será utilizado para plantear las medidas pertinentes para alcanzar los valores deseados, se extrapolan en el escenario de planeación, tomando el periodo desde el año 2017 hasta el 2030. Las tcma se mantienen constantes para la realización de los escenarios.

Para continuar con la exposición de los escenarios, se retoma el uso de la generación bruta en un año para poder obtener los factores de planta (f.p.), mediante la siguiente expresión:

$$f.p. = \frac{\text{Generación [GWh]}}{\text{Capacidad [MW]} \times 8.760 \left[ \frac{\text{GWh}}{\text{MW}} \right]} \dots (2)$$

Utilizando la expresión anterior y tomando las variables de las centrales existentes para cada tecnología que muestra la CRE, se obtuvieron los factores de planta. Este factor de planta nos sirve para poder obtener la prospectiva de la generación bruta en los demás escenarios. Obteniendo como valor promedio el factor de planta de 0.67 para la minihidroeléctrica y de 0.26 para las centrales que utilizan biomasa para producir electricidad.

Una vez descrita la metodología de prospección, obteniendo los valores del factor de planta y el cálculo de la tasa de crecimiento media anual, se procedió a plantear los escenarios correspondientes para la participación de la minihidroeléctrica y las centrales que utilizan biomasa para la producción de energía eléctrica en el sector privado con la modalidad de autoabastecimiento y cogeneración.

### **5.3.1.1 Definición de escenarios**

#### **a. Escenario de planeación**

Una vez estipulada la metodología anterior, la planeación de este escenario está dada de manera que se toma como base la prospectiva de la SENER en la que para ésta, no habrá ningún proyecto nuevo a partir del año 2009 hasta el 2017 como se muestra en la Tabla V.3, por lo que en este trabajo se mantiene la misma tendencia para los años

posteriores. Este escenario será tomado como base para el desarrollo de los demás a partir del año 2017.

#### **b. Escenario *Amazónico***

En la propuesta de este escenario se toman las tcma del crecimiento histórico de estas tecnologías en Brasil, por medio de su capacidad instalada. Para las minihidroeléctricas se obtiene un 16% en el periodo de 1998 a 2007 y del 1.6% en el periodo que comprende los años 2001 a 2007 para las centrales que utilizan biomasa. El uso de estos porcentajes refleja la intención de demostrar las experiencias que se han tenido y que pueden ser aplicadas a nuestro país, siempre y cuando se tomen las medidas necesarias para alcanzar lo planteado.

Con la metodología antes vista y los datos citados para los años anteriores al 2017, se plantea el uso de las tcma constantes para el periodo comprendido entre el año 2017 y el 2030. Una vez obtenido los valores se compararán respecto al los datos del servicio público.

#### **c. Escenario *Vasco***

Para la planeación de este escenario se tomó como referencia los datos históricos de la participación de estas fuentes renovables para la generación de energía eléctrica en España, teniendo en cuenta que esto se está tomando como un ejemplo a seguir para nuestro país, ya que así se han hecho las transformaciones estructurales, por ser teorías comprobadas.

Esto es, para las minihidroeléctricas se toma un valor de tcma del 15% en el periodo comprendido entre 1990 a 2007 y para la biomasa de 12% en el periodo de 1998 a 2007. Estos valores son relativamente altos comparándolos con los que se ha hecho en México, ya que España se comprometió a generar electricidad con energías renovables en un 12% de sus generación total, por lo que la ha llevado a tomar medidas emergentes para alcanzar los datos estadísticos propuestos por su gobierno.

#### d. Escenario *Green Go*

En la planeación de este escenario se tomaron los porcentajes de tcma que los Estados Unidos presentan por su experiencia en estos proyectos obteniendo así, los valores de 3.51% para la minihidráulica y 3.23% para la biomasa. Estos serán aplicados al escenario de planeación para los años posteriores al 2017 y anteriores al 2030.

El porcentaje de la minihidráulica se obtuvo del periodo comprendido entre los años 2005 a 2007 y para el porcentaje de la biomasa se utilizaron los datos de los años 1990 al 2007. La razón de obtener porcentajes pequeños en comparación con los demás escenarios, se debe a que el incremento de la capacidad instalada en los Estados Unidos ha sido sustancial y paulatino, pero aún así no se deja de lado que la aportación es bastante significativa y es mayor por ser un país tan demandante energéticamente.

Para tener una visión más clara de los porcentajes de tcma de los escenarios y hacer una comparación entre los mismos, se presenta la Tabla V.5 en la que se muestran los porcentajes de crecimiento neto de cada escenario.

**Tabla V.5 Escenarios vs tcma de las dos tecnologías y los diferentes escenarios**

| Escenario  | tcma [%]            | tcma [%] |
|------------|---------------------|----------|
|            | minihidroeléctricas | biomasa  |
| Planeación | -                   | -        |
| Amazónico  | 16                  | 1.6      |
| Vasco      | 15                  | 12       |
| Green Go   | 3.51                | 3.23     |

Fuente: Elaboración propia

#### 5.3.1.2 Simulación de escenarios

En esta sección se abordarán los escenarios posibles para la inclusión de la minihidroeléctrica y las centrales que utilicen biomasa para generar electricidad en la matriz energética nacional mediante proyectos de autoabastecimiento y cogeneración, ya que es allí, en donde se desarrollan estas tecnologías.

#### **a. Escenario de planeación**

En este escenario se plantea que para el año 2030, se tendrá una capacidad de 39MW para las centrales minihidroeléctricas y de 284MW para las que utilizan biomasa. La generación bruta que alcanzarán estas fuentes son 228 GWh para la minihidráulica y para la biomasa de 643 GWh.

Se proponen estos porcentajes basados en que se mantendrán las mismas medidas tomadas por las autoridades del país para la generación de electricidad con energías alternas, de modo que no existe un incremento.

Esto es que, para el caso de la minihidráulica los proyectos a partir del año 2009 dejan de proliferar al poner más atención a otras fuentes primarias tales como el gas natural. Los proyectos existentes seguirán funcionando hasta esos años. Los ingenios azucareros seguirán usando el bagazo de caña para la cogeneración, pero no la cambiarán como fuente principal de energía. El uso del biogás en los RSU es analizado para la producción de electricidad.

#### **b. Escenario Amazónico**

Para este escenario, se platean 272MW y 350MW para minihidroeléctricas y biomasa respectivamente que se alcanzarán en el año 2030. Para ello obtendrán una generación bruta de 1,602 GWh para las minicentrales hidroeléctricas y de 793 GWh para las centrales que utilizan biomasa en la producción de electricidad a nivel nacional.

En contexto con lo anterior y haciendo alusión a la experiencia tomada de Brasil, México deberá poner atención al aprobar leyes que fomenten el uso de las energías renovables más allá de satisfacer las necesidades a corto plazo; deberá, de algún modo, apoyar con descuentos económicos para acceso a la red de transmisión; garantizar la compra de la energía por veinte años; fomentar el desarrollo tecnológico y el libre mercado para así, poder hacerlas rentables; implementar programas gubernamentales que propicien su utilización de forma interconectada o aislada; generar mecanismos de financiamiento para la inversión; fomentar que la tecnología utilizada sea de manufactura nacional obteniendo de ello un incremento en la oferta laboral del país; así

como alternar el uso de estas fuentes energéticas de manera natural, a fin de poder utilizar su máximo potencial.

Fomentar el uso de financiamiento externo por medio de países desarrollados a favor de la mitigación de GEI, implicará que exista desarrollo de investigación de estas fuentes para encontrar los lugares propicios para cimentarlas, así como sus potenciales.

Para este escenario la capacidad instalada de minihidroeléctricas aumenta a partir del año 2017 con 90 MW para el año 2025 y para los últimos cinco años aumenta 143 MW. Para la biomasa se tiene un aumento al año 2025 a partir del 2017 de 39 MW y para el periodo 2025-2030 en 27 MW. Todo lo anterior se conseguirá, llevando a cabo las medidas antes mencionadas.

### **c. Escenario Vasco**

En este escenario se propone para la minihidráulica 250MW y para la biomasa 1,248MW para el año 2030. En contexto con lo anterior, se obtendrá una generación bruta de 1,473 GWh minihidráulicos y 2,824 GWh de biomasa.

Para que lo anterior llegue a ser una meta alcanzada, México deberá desarrollar leyes para cada tecnología alternativa a los combustibles fósiles, esto dará como resultado una planeación más rigurosa de cada fuente de energía primaria renovable. La participación exhaustiva de la minihidráulica y la biomasa en las leyes, provocará que éstas sean más atractivas para la inversión privada y alcancen el porcentaje planteado.

Estas leyes deberán de contener incentivos económicos fijos en las tarifas eléctricas así como en la inversión. Prioridad de acceso a la red. Apoyar con programas gubernamentales tales como desarrollo tecnológico en comunidades rurales, trámites ambientales menos engorrosos. Apertura del mercado de generación que trae como consecuencia la competencia de los desarrolladores y el aumento de manufactura nacional que hará más rentable el uso de estas tecnologías.

Un plus a estas medidas, será la activación de metas nacionales que comprometan al país a dar un esfuerzo más significativo para incrementar el uso de estas fuentes renovables, metas que también podrían ser sectoriales.

Los valores antes mencionados se incrementarán de la siguiente manera, para el periodo 2017-2025 se tendrán 83 MW incluidos de minihidroeléctricas y 423 MW de biomasa. Para el siguiente periodo de cinco años se tiene que el incremento es de 128 MW y 541 MW respectivamente en la capacidad instalada del país en las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración.

#### **d. Escenario *Green Go***

Para este escenario se plantean los valores alcanzados para las centrales minihidroeléctricas y las que utilizan biomasa para la producción de electricidad al año 2030, los cuales son 61MW y 430MW respectivamente; con lo anterior y los datos tomados del factor de planta para cada tecnología, se obtiene la generación bruta de la minihidroeléctrica de 358 GWh y para el caso de la biomasa se obtuvo 973 GWh.

Para que este escenario se vuelva una realidad para el país, deberá de igual forma, desplegar una serie de leyes especializadas para el uso de las energías renovables. Obligar a la empresa pública del sector eléctrico a comprar la energía generada por éstas, para así con el paso de tiempo, evitar costos excesivos de la inversión. Incentivar a los proyectos eléctricos que protejan de algún modo el medio ambiente. El uso de incentivos fiscales para rentabilizar los proyectos. Subsidiar a los productores de electricidad con estas tecnologías. Promover el desarrollo de tecnología nacional para acoplar ésta con lo que necesita la implementación de los proyectos. Apoyar la implementación de estos proyectos en los sectores rurales, incrementando así, el desarrollo social y económico de la región.

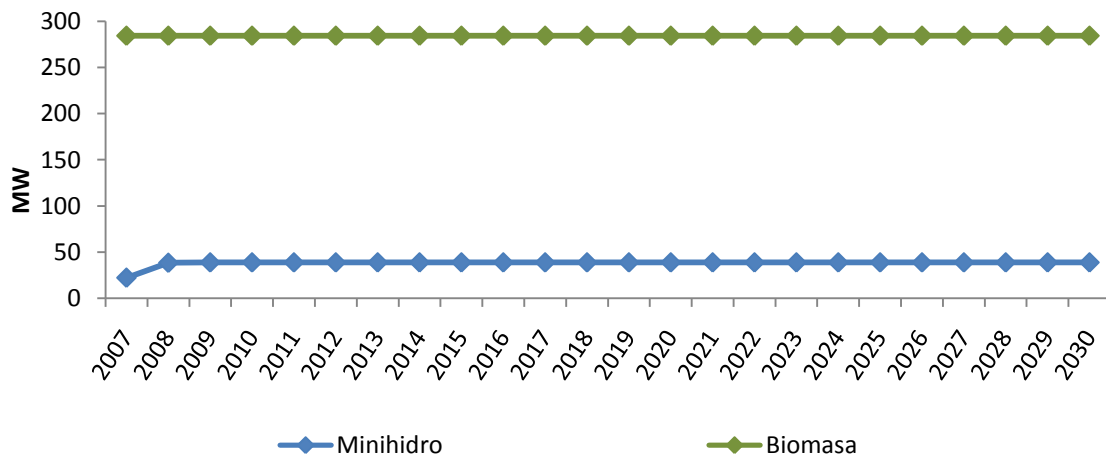
El aumento a partir del año 2017 y hasta el 2025 en las minicentrales hidroeléctricas será de 12MW y para la biomasa de 83MW. En el periodo de 2025 a 2030 los números, de aumento son 10MW y 63MW respectivamente, estos contribuirán de manera significativa en las redes del país con la modalidad de autoabastecimiento y cogeneración.

### 5.3.1.3 Discusión de resultados

Al llevar a cabo la metodología antes descrita para cada escenario, se obtuvieron resultados relacionados con la capacidad instalada y de la generación bruta de cada tecnología tratada en el presente trabajo. A continuación se presentan éstos.

#### a. Escenario de planeación

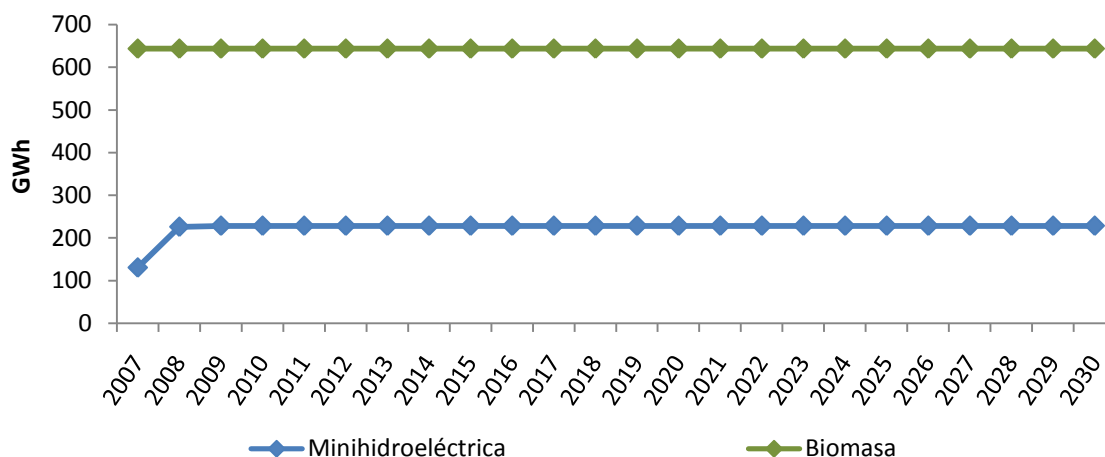
La evolución de la capacidad instalada para las minihidroeléctricas y la biomasa se encuentra en la Figura V.2. Se comparan los dos resultados para observar detalladamente que no existe incremento a partir del año 2009 para las centrales minihidroeléctricas y en el año 2007 para la biomasa, como se había planteado con anterioridad.



Fuente: Elaboración propia a partir de CRE, 2008 y SENER, 2008

**Figura V.2 Evolución de la capacidad instalada en el escenario de planeación de las dos tecnologías, 2007-2030 [MW]**

La evolución de la generación bruta de las dos tecnologías se muestra en la Figura V.3. Se observa el mismo comportamiento planteado para la capacidad instalada de las mismas en el periodo 2007-2030.

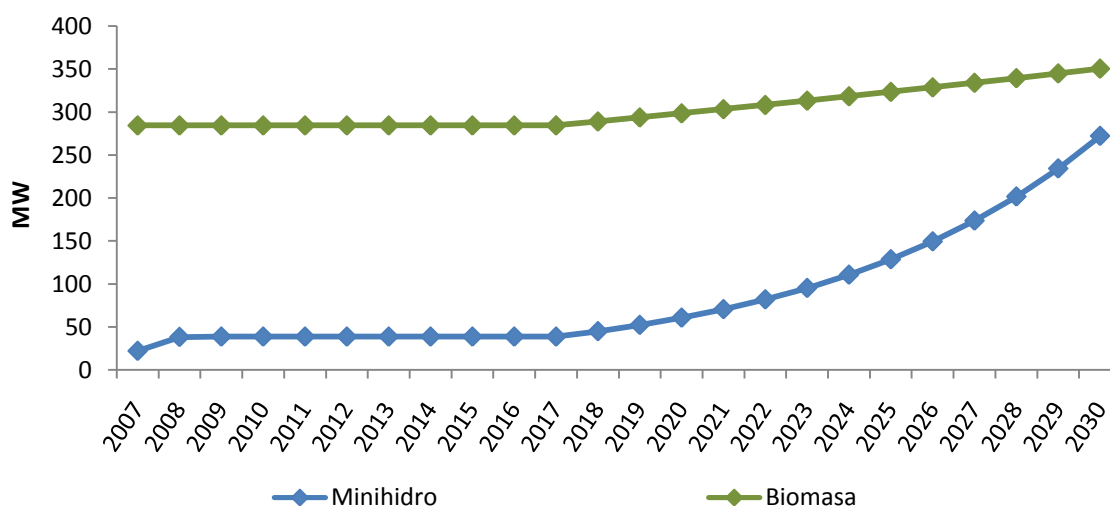


Fuente: Elaboración propia a partir de CRE, 2008 y SENER, 2008

**Figura V.3 Evolución de la generación bruta en el escenario de planeación de las dos tecnologías, 2007-2030 [GWh]**

#### b. Escenario Amazónico

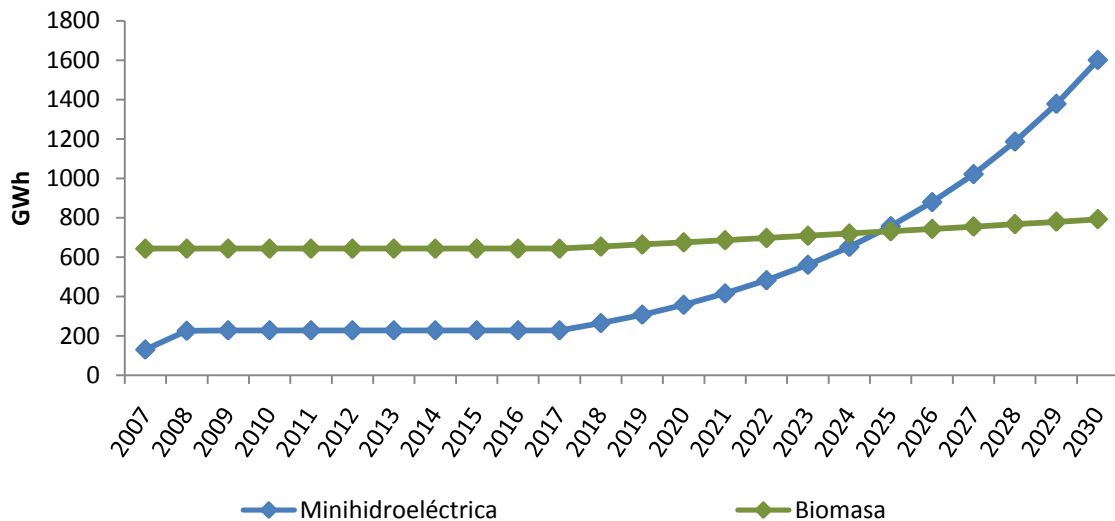
La comparación de la evolución de la capacidad instalada del presente escenario para los dos tipos de tecnologías utilizados en el presente trabajo se encuentra en la Figura V.4. En ambas se nota el crecimiento sustancial dado por los porcentajes descritos en la sección 5.3.1.2 en el inciso del *b* presente capítulo.



Fuente: Elaboración propia a partir de CRE, 2008 y SENER, 2008

**Figura V.4 Evolución de la capacidad instalada en el escenario Amazónico de las dos tecnologías, 2007-2030 [MW]**

Para la ilustración de la evolución de la generación bruta de las dos tecnologías en estudio se observa la Figura V.5.



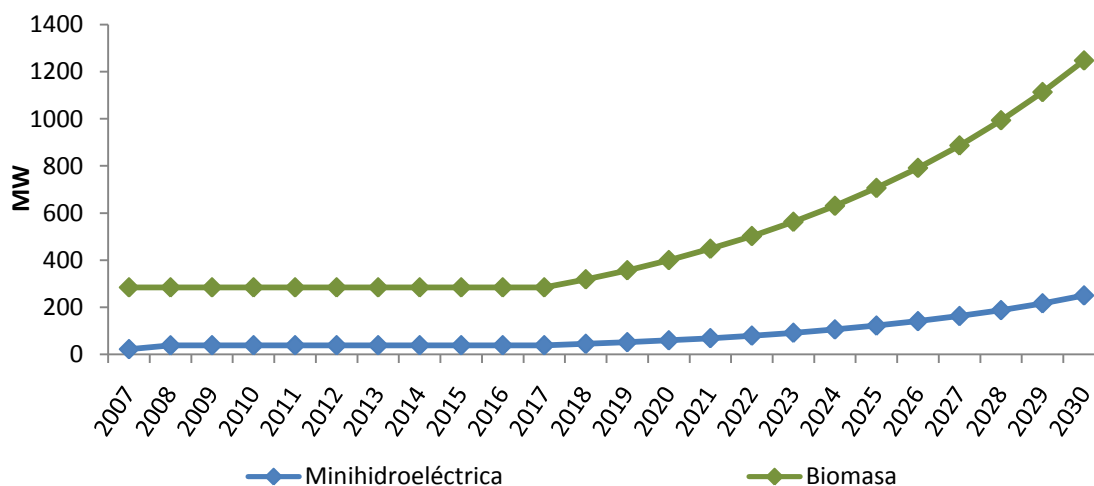
Fuente: Elaboración propia a partir de CRE, 2008 y SENER, 2008

**Figura V.5 Evolución de la generación bruta en el escenario *Amazónico* de las dos tecnologías, 2007-2030 [GWh]**

En el contraste de generación bruta entre las dos tecnologías se observa que el crecimiento de las centrales minihidroeléctricas se debe a utilizar netamente su recurso.

### c. Escenario *Vasco*

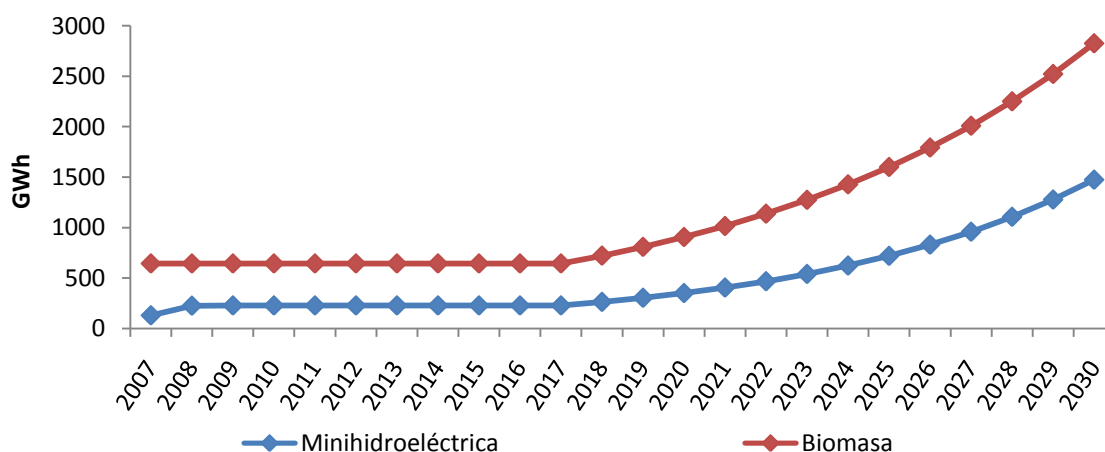
La evolución de la capacidad instalada de las dos tecnologías se encuentra plasmada en la Figura V.6. En ella se observa un incremento mayor para las centrales eléctricas con biomasa que con las centrales minihidroeléctricas, pero aún así, sí existe un incremento por parte de las dos tecnologías.



Fuente: Elaboración propia a partir de CRE, 2008 y SENER, 2008

**Figura V.6 Evolución de la capacidad instalada en el escenario Vasco de las dos tecnologías, 2007-2030 [MW]**

La evolución de la generación bruta está plasmada en la Figura V.7 en la que se observa un incremento sustancial semejante, siendo que la utilización de su recurso es casi igualitaria.

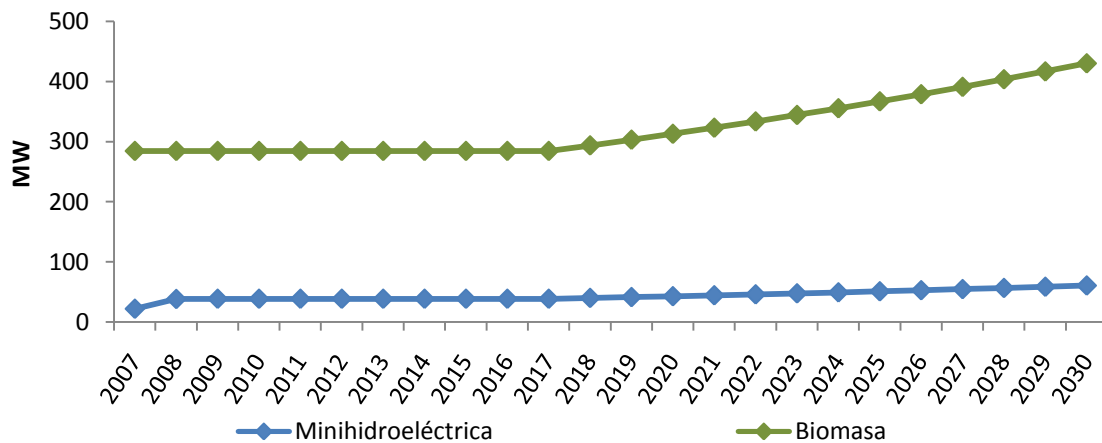


Fuente: Elaboración propia a partir de CRE, 2008 y SENER, 2008

**Figura V.7 Evolución de la generación bruta en el escenario Vasco de las dos tecnologías, 2007-2030 [GWh]**

#### d. Escenario *Green Go*

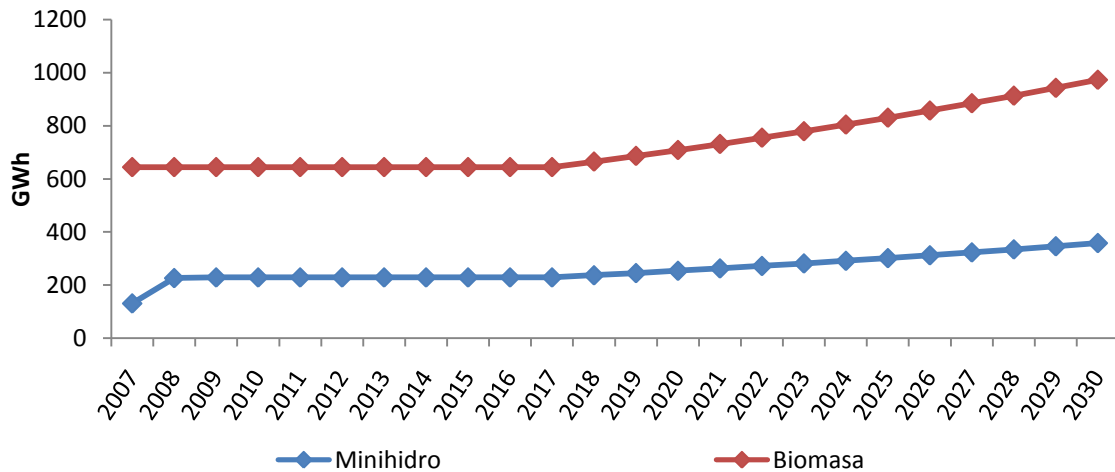
La evolución de la capacidad instalada de las dos tecnologías estudiadas se encuentra en la Figura V.8. Se observa que el uso de las centrales hidráulicas de pequeña escala es escaso pero tiene un incremento significativo con respecto a la utilización de la biomasa, como se vio con anterioridad en la descripción de este escenario.



Fuente: Elaboración propia a partir de CRE, 2008 y SENER, 2008

**Figura V.8 Evolución de la capacidad instalada en el escenario *Green Go* de las dos tecnologías, 2007-2030 [MW]**

En el caso específico de la representación de la generación bruta para los dos tipos de tecnologías se muestra la Figura V.9 en el que se observa un comportamiento igualitario, por ende la utilización del recurso es equivalente.



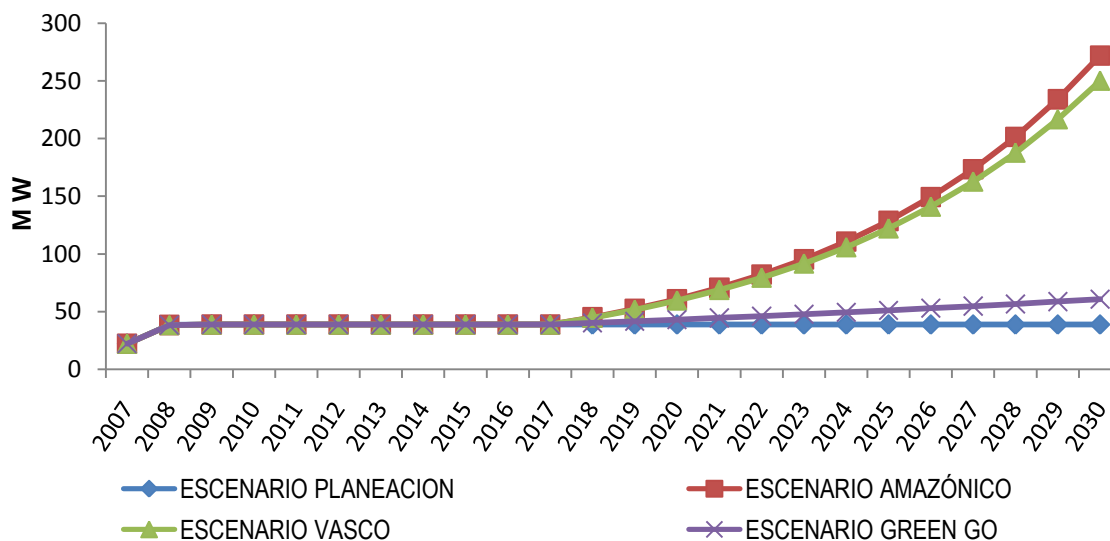
Fuente: Elaboración propia a partir de CRE, 2008 y SENER, 2008

**Figura V.9 Evolución de la generación eléctrica en el escenario *Green Go* de las dos tecnologías, 2007-2030 [GWh]**

#### e. Comparación entre escenarios del presente trabajo

En esta sección se mostrará la comparación de los cuatro escenarios planteados y se apuntará cual es el que llevaría a una mayor contribución de la energía eléctrica con estas fuentes en nuestro país.

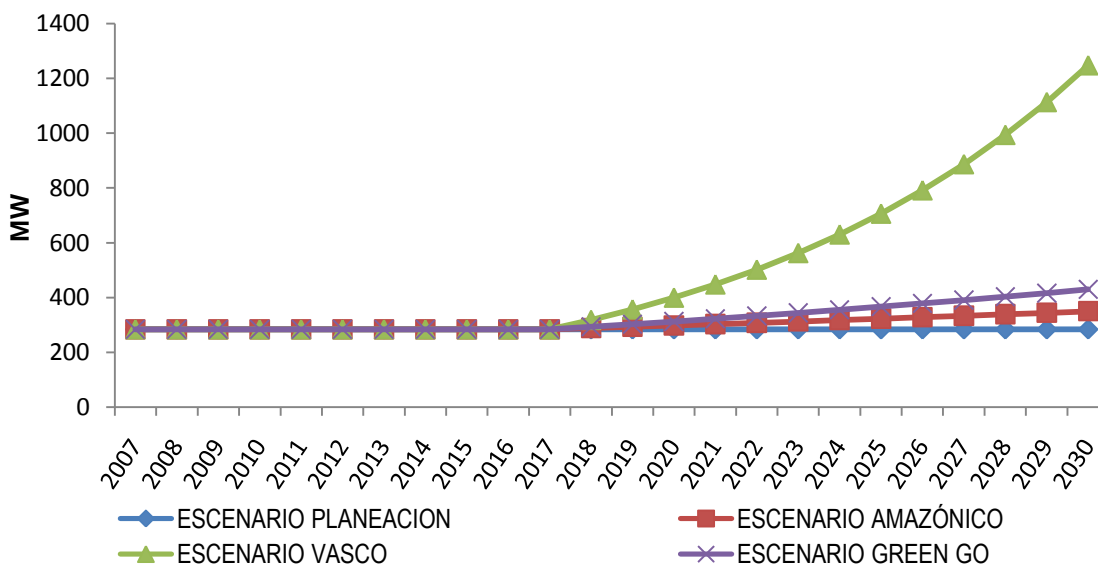
Para la evolución de la capacidad instalada en las centrales minihidroeléctricas se muestra la Figura V.10 y para las que utilizan biomasa en la Figura V.11.



Fuente: Elaboración propia a partir de CRE, 2008 y SENER, 2008

**Figura V.10 Evolución de la capacidad instalada de todos los escenarios para la minihidroeléctrica, 2007-2030 [MW]**

Para este caso se demuestra que el escenario *Amazónico* llevaría a México a una mayor contribución de la minihidráulica para la diversificación de las fuentes primarias de energía en el país, así como para la mitigación de GEI y beneficios socio-ambientales.

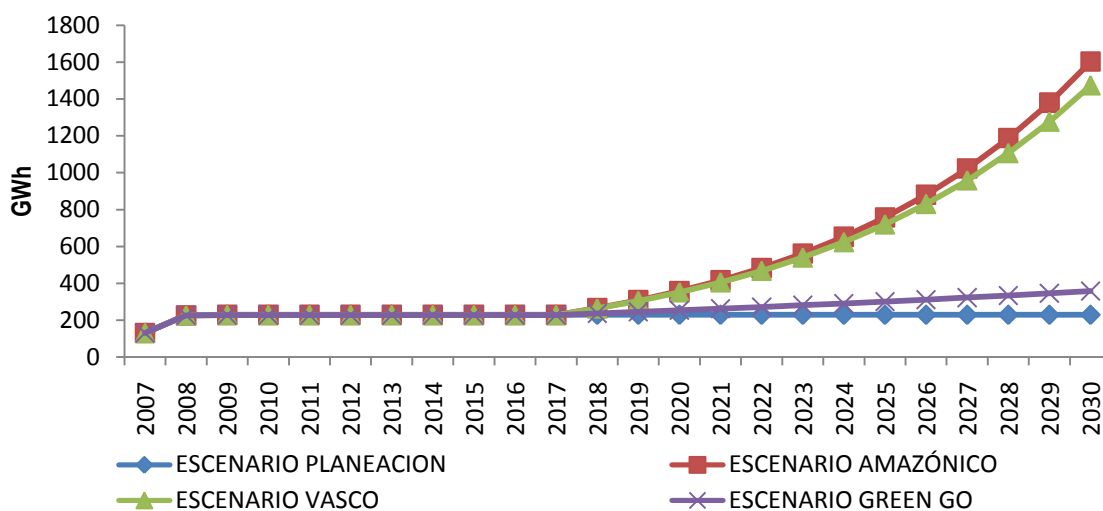


Fuente: Elaboración propia a partir de CRE, 2008 y SENER, 2008

**Figura V.11 Evolución de la capacidad instalada de todos los escenarios para la biomasa, 2007-2030 [MW]**

Se verifica que el escenario *Vasco* es el más viable para poder darle seguimiento al desarrollo de proyectos privados con biomasa y avanzar en el incremento de la capacidad instalada en lugares remotos.

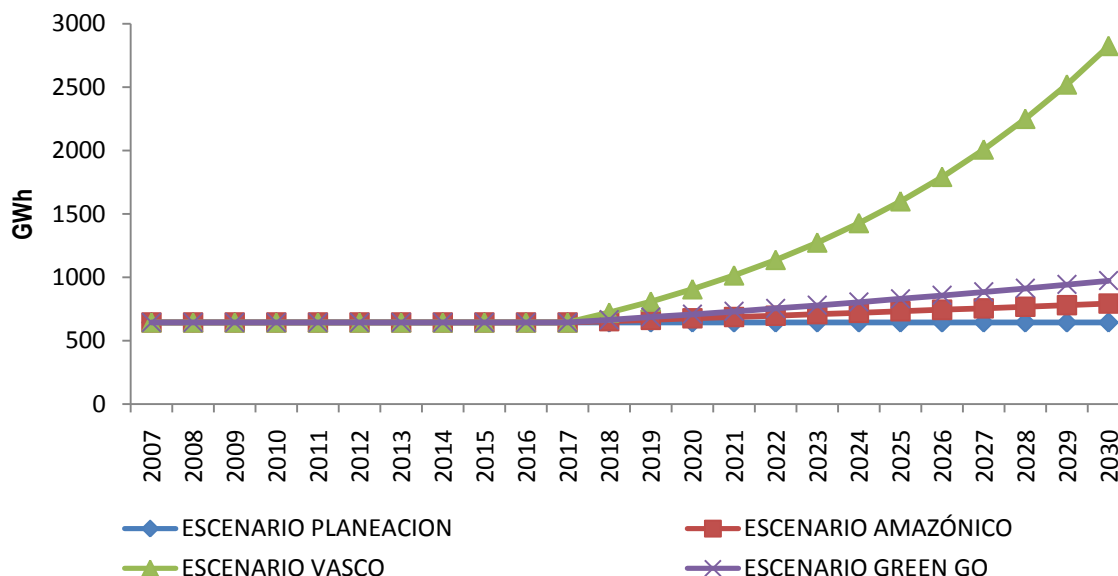
Asimismo, la generación bruta que se obtiene de estos proyectos, se muestra en la Figura V.12 para las centrales minihidroeléctricas y para las que utilizan biomasa en la Figura V.13.



Fuente: Elaboración propia a partir de CRE, 2008 y SENER, 2008

**Figura V.12 Evolución de la generación bruta de todos los escenarios para la minihidroeléctrica, 2007-2030 [GWh]**

Al pertenecer a proyectos particulares en la modalidad de autoabastecimiento y siguiendo lo descrito por el escenario *Amazónico* en la sección 5.1.3.2 inciso b del presente capítulo, la generación podría aumentar al hacer un uso más exhaustivo de esta fuente en la generación de electricidad en zonas rurales o aisladas o para la generación distribuida en el país.



Fuente: Elaboración propia a partir de CRE, 2008 y SENER, 2008

**Figura V.13 Evolución de la generación bruta de todos los escenarios para la biomasa, 2007-2030 [GWh]**

De igual forma, pertenecer a la modalidad de cogeneración, conlleva un esfuerzo más detallado en la medida que se avance en la promulgación de leyes para poder incentivar a los inversionistas particulares que participen en la generación de electricidad con esta fuente primaria de energía, para así, incrementar la generación bruta de la tecnología en estudio.

#### f. Comparación con otro trabajo

La razón de este apartado en el presente capítulo, surge con la intención de dimensionar los resultados obtenidos del presente trabajo de la capacidad instalada y la generación bruta de estas tecnologías.

El uso de este comparativo es porque en el Capítulo 5 de la tesis “Generación de electricidad a partir de energía eólica en México: Aspectos técnicos, económicos, regulatorios y prospectiva al año 2030” por la Ing. Brenda Salazar Aguilar, se realiza una simulación de la expansión del SEN, en el cual representa la capacidad instalada y generación bruta de todas las tecnologías presentes en la matriz energética del servicio

público del país, por lo que en esta sección se tomarán los datos del escenario de planeación, siendo éste, la base de su prospectiva. Los valores para el servicio público respecto a su capacidad instalada es de 116,414.06 MW y los de la generación bruta de 705,446.99 GWh (Salazar, 2009).

Con la información anterior, se hace la comparación en porcentajes de cada uno de los escenarios propuestos en este trabajo.

Para el escenario de planeación se consiguen los siguientes porcentajes de participación: para la capacidad instalada en la minihidráulica será de 0.03% y para las centrales que utilizan la biomasa será de 0.24% del total de la capacidad instalada del servicio público para el año 2030. Para lo que representarían en la generación bruta las centrales minihidroeléctricas sería de 0.03% y para la biomasa de 0.09%, con respecto a los 705,446 GWh generados en el servicio público para el mismo año.

En el escenario amazónico los porcentajes se distribuyen de tal manera que, la capacidad instalada para las minihidroeléctricas será de 0.77% respecto al servicio público y para las centrales con biomasa se tendrá un 0.34% respecto a los 116,414 MW instalados en el año de estudio. Para la generación bruta se tiene 0.23% minihidráulicos y 0.11% de biomasa respecto a la variante anterior.

Los porcentajes representativos para la capacidad instalada en el escenario Vasco representan un 0.68% para las centrales minihidroeléctricas y un 2.66% para las que utilizan biomasa, contraponiéndose con 116,414 MW del servicio público. En la generación bruta representan el 0.21% y el 0.40% respectivamente con respecto de lo que generarían todas las tecnologías existentes en el país para el servicio público al año 2030.

Por último, para el escenario *green go* se obtuvo un 0.07% de la capacidad instalada respecto al servicio público para las centrales minihidroeléctricas y el 0.48% para las

centrales con biomasa en el año 2030. Y para la generación bruta en el año de estudio se tendría un 0.05% para la minihidráulica respecto a los 705,446 GWh que se generarían con el servicio público y para el caso de la biomasa se obtuvo 0.14% respecto a la variable anterior.

## **Conclusiones**

Para dar inicio a algunas conclusiones respecto al estudio del futuro se tiene que:

- el futuro es incierto por lo que sólo se plantea algún modo del cómo poder realizarlo o tomar en cuenta la manera más sencilla o las acciones necesarias para poder alcanzar lo que se plantea,
- el uso del estudio del futuro no es más que tener un panorama del cómo diseñar alcances probables y deseables de cualquier envergadura,
- el uso de la prospectiva es sólo una visualización por lo que pueden representar un valor irreal e inalcanzable, por ello es que sólo se estudia y se plantea para, en algún momento, poder trabajar en ello y llegar a alcanzarlo en periodos cortos, medianos o largos.

Una vez dado a conocer lo anterior, el uso de escenarios es una de las formas más factibles de planear el futuro. Con esto y el desarrollo del capítulo se ha llegado a la conclusión de utilizar datos apegados a alguna realidad deseable, por lo que en algún momento el uso de estas tecnologías se puede llegar a desarrollar e incrementar velozmente, al ser proyectos particulares y/o privados.

En contexto con lo anterior, los valores de minihidroeléctrica con 39 MW y biomasa con 284 MW para el año 2017, son reservados por el hecho de pertenecer a una estructura gubernamental que no considera en desarrollar estas tecnologías en el servicio público. Por ello se plantea que para el escenario amazónico se anexasen 233 MW en minihidroeléctricas y 66 MW en centrales que utilicen biomasa, para el escenario vasco, 211 MW y 964 MW y para el escenario green go, 22 MW y 146 MW respectivamente. Esto hace parecer que en algún momento podrán alcanzarse estos valores deseados por ser parte de un desarrollo particular e independiente.

Por otra parte, cabe destacar que el uso de la minihidroeléctrica es más factible por desarrollarse en un ambiente de inversión privada, por lo que es reflejada una utilización neta del recurso, por ende su factor de planta es de alrededor del 67%. En cambio, la biomasa carece de ser utilizada al 100% de su recurso en una central generadora; por ello la mayor parte de su uso es en conjunto con alguna otra fuente primaria de energía, por lo que su factor de planta se ve reducido al 25%, aún así, esta

contribución desarrolla un impacto ambiental y social mayor que otras tecnologías, al ser utilizada con mayor frecuencia en zonas aisladas.

De manera más sustancial, las lecciones estudiadas por las experiencias internacionales se ven reflejadas en los altos porcentajes de participación en la capacidad instalada de estas tecnologías, en contraste con lo que plantea la SENER. Estas experiencias se pueden llegar a convertir en un escenario real, de modo que, si México sigue las tendencias antes descritas, llegará a ser una prioridad el uso de las energías alternativas para la generación de electricidad, ya que nuestro país cuenta con un extenso recurso natural de estas fuentes que todavía no han sido aprovechadas al máximo. Aún con tener un recurso extenso, no puede ser posible una gran proliferación de estos proyectos si no existe un marco regulatorio o incentivos que hagan llamativo el uso de estas tecnologías, así como políticas públicas o metas nacionales y sectoriales que promuevan su utilización.

Con lo que se ha expresado anteriormente se reflexiona en la importancia de actuar ahora en la promoción de estas fuentes alternas de energía para así, poder repuntar valores nacionales que serían reflejados en el campo ambiental y social. Así, al incrementar el uso de estas tecnologías en la matriz energética, se dejaría de depender de los combustibles fósiles por lo que habría un favorable escenario económico, al dejar de importar gas natural; aunado a esto, se mitigaría la producción de GEI en la zona. En combinación con lo anterior, si se tomaran las medidas pertinentes de promoción, se podría incrementar la generación de empleos mediante la manufactura nacional y por ende, estas tecnologías se harían más rentables y su proliferación sí podría ser algo alcanzable.

# *Conclusiones Generales*

**Esta página se dejó en blanco intencionalmente**

## Conclusiones generales

En el presente trabajo se logró cumplir con los objetivos planteados de manera que se presentó una descripción técnica del uso de las dos fuentes primarias renovables de generación eléctrica, se dio un panorama general de los impactos ambientales que resultan de su utilización, se revisaron las experiencias internacionales en los ámbitos regulatorios y de incentivos para la implementación de estos proyectos, se presentó un panorama general de la situación actual en el país y se mostraron las variables económicas y técnicas para poder desarrollar estos proyectos. Luego de este acercamiento al tema del análisis técnico-económico de proyectos de generación eléctrica con energías renovables, se han encontrado los elementos necesarios para responder a las preguntas planteadas al inicio de esta investigación:

- ¿Cuál es la factibilidad técnica-económica para desarrollar proyectos de generación eléctrica en México a partir de la biomasa y de las centrales minihidroeléctricas?
- ¿Cuáles son las expectativas de estos proyectos al año 2030 en el país?

A continuación se da respuesta a las dos preguntas antes citadas.

La respuesta a la primera pregunta nos dice que, los dos tipos de proyectos podrán ser factibles, desde el punto de vista técnico, si los elementos electromecánicos de las dos tecnologías en cuestión son fabricados de manera nacional, para así evitar altos costos de inversión, o que se pueda obtener un financiamiento para la implementación de los mismos. De la misma manera, deberá existir un apoyo gubernamental o privado, en el ámbito técnico y económico para aquellos inversionistas que deseen desarrollar este tipo de tecnologías en el país; igualmente para no rezagar la investigación de este tipo de proyectos.

Para el caso específico de las minihidroeléctricas, una ventaja para su factibilidad, sería que sus obras civiles fueran mínimas; para esto se recomienda hacer uso de instalaciones que sirven para diferentes actividades como las presas para abastecimiento de agua potable a los municipios o para riego, ya que esto reduciría el costo de la obra civil.

Para el caso de la biomasa, el uso de la biodigestión deberá ser desarrollado en zonas aisladas a la red eléctrica nacional o en su defecto que los grandes proyectos sean desarrollados por particulares en conjunto con los municipios correspondientes, así también puede aplicarse este mismo concepto para las demás tecnologías que utilizan la biomasa.

Desde el punto de vista económico las dos tecnologías antes estudiadas, serán factibles en la medida que se desarrollen en un ambiente de financiamiento con la implementación de Mecanismos de Desarrollo Limpio y todo lo que implica ese mercado, ya que cuentan con una gran afinidad por este tipo de proyectos debido a que presentan un impacto ambiental menor.

Para dar respuesta a la segunda pregunta, se vislumbra que para el año 2030 puedan existir diferentes resultados de tres escenarios posibles: en el escenario *amazónico* se anexan 233 MW en minihidroeléctricas y 66 MW en centrales que utilicen biomasa, en el escenario *vasco*, 211 MW y 964 MW y en el escenario *green go*, 22 MW y 146 MW respectivamente. Estos valores llegarían a convertirse en alcanzables y reales, si su implementación se desarrolla en un ámbito privado e independiente del sector público del país.

Adicionalmente a las respuestas de las preguntas de la tesis, se concluye que: la utilización de las centrales minihidroeléctricas deben desarrollarse en proyectos locales, ya que la instalación de sus elementos no requiere más que de un pequeño caudal o en su defecto, un pequeño embalse; todo ello con el fin de utilizar los recursos disponibles que se encuentren cerca del lugar de consumo, para evitar costos mayores.

Para el uso de la biomasa seca como combustible en la generación de electricidad, la utilización de los elementos electromecánicos es similar, debido a que se involucra el mismo comportamiento por ser procesos térmicos, teniendo como resultado la producción de elementos gaseosos. Su aplicación puede ser extensa y desarrollada a nivel nacional por contar con un amplio recurso.

Para el caso de los procesos biológicos, la aplicación es aún más local, ya que el recurso es más bien un residuo que debe de aprovecharse en el mismo sitio para evitar una contaminación de cualquier tipo, así como gastos de otra índole, tales como transportar el residuo a los espacios confinados para su degradación natural. Sus elementos electromecánicos son compartidos con los procesos térmicos, ya que también el resultado de su descomposición es la producción de gas.

El uso de estas tecnologías en la generación de energía eléctrica, impactan al ambiente de forma benéfica, ya que éstas contienen un grado menor de emisiones de GEI a la atmósfera y ayudan a la contribución del equilibrio territorial, ya que pueden instalarse en zonas rurales y aisladas, lo que las hace sustentables y no dependen de los suministros externos, porque son autóctonas.

Las experiencias internacionales que se pueden considerar para poder desarrollar con más amplitud el uso de energías alternas en el país son las siguientes:

- Creación de un marco regulatorio para el uso de fuentes renovables,
- la oportunidad de obtener incentivos fiscales por el uso de las mismas,
- la existencia de la libre competencia en el mercado de electricidad para garantizar la compra de la energía generada,
- dar prioridad de acceso a la red eléctrica en la transmisión, o en su defecto, proporcionar descuentos económicos por el uso de la red,
- dotar de apoyos económicos al desarrollo de la investigación de las fuentes renovables de energía,
- crear políticas públicas o metas nacionales y sectoriales que promuevan su utilización y
- la posibilidad de alternar el uso de estas dos fuentes primarias de energía a lo largo del año.

La situación actual en la que se encuentra México se ha visto afectada por las acciones implementadas por otras naciones, y esto se ha visto reflejado en el surgimiento del nuevo marco regulatorio nacional al aprobar la nueva Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, así como las

acciones recientes que se han tenido como la creación de un fondo nacional que utilice recursos no recuperables para el otorgamiento de garantías de crédito u otro apoyo financiero, la creación del Fondo Verde a nivel internacional que servirá como apoyo a los países en desarrollo para poder financiar sus proyectos en favor de la reducción de GEI, la implementación de proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio y el Mercado de Bonos de Carbono. Con lo anterior se observó que el uso de estas tecnologías en el país es utilizado por entes particulares.

Por otra parte, la proliferación de este tipo de proyectos en el país queda expuesta a que se dé el desarrollo en zonas aisladas a la red y donde se encuentra el recurso, para así evitar gastos de transmisión. Cabe destacar que el uso de las minihidroeléctricas es más factible por desarrollarse en un ambiente de inversión privada, por lo que es reflejada una utilización neta del recurso, por ende su factor de planta es de alrededor del 67%. En cambio, la biomasa carece de ser utilizada al 100% de su recurso en una central generadora, por ello la mayoría de su uso es en conjunto con alguna otra fuente primaria de energía, por ende su factor de planta se ve reducido al 25%, pero aún así, esta contribución desarrolla un impacto ambiental y social mayor que otras tecnologías, al ser utilizada con mayor frecuencia en zonas aisladas.

El Estado mexicano, a través de la secretaría de energía, considera respecto a la proliferación de estas tecnologías en la matriz energética nacional, que serán poco fructíferas en el ámbito público ya que no les otorga un valor significativo, a pesar de pertenecer a las modalidades de autoabastecimiento y/o cogeneración.

Al tocar estas modalidades, consideramos que debería existir un margen mayor de prospección respecto a las capacidades instaladas de estas tecnologías, es por eso que en el presente trabajo se presentaron cuatro escenarios posibles para el incremento de estas tecnologías en el país. Estos escenarios se resumen en la respuesta a la segunda pregunta planteada al inicio de la presente sección.

Por otro lado, si México sigue las tendencias de las lecciones internacionales, estos proyectos lograrán desarrollarse de manera más eficaz y en un corto plazo en el país en un ámbito privado, también llegará a ser una prioridad el uso de las energías

alternativas para la generación de electricidad, ya que nuestro país cuenta con un extenso recurso natural de estas fuentes, que aún no han sido aprovechado.

Una vez respondidos los cuestionamientos del presente trabajo, nos damos a la tarea de recomendar, la extensión del mismo, de modo que para continuar desarrollando este tipo de proyectos de generación eléctrica en el país, hace falta realizar casos de estudio específicos para cada tecnología o proyectos híbridos en los que se utilicen en conjunto las dos tecnologías para producir electricidad y reducir las emisiones de carbono a la atmósfera, así como también dar un mejor desarrollo a las zonas aisladas o remotas que existen en nuestro país.

# *Referencias*

**Esta página se dejó en blanco intencionalmente**

## Referencias bibliográficas

- ⊕ AER, 2007. “Annual Energy Review”, DOE/EIA-0384, EUA, 2007.
- ⊕ Aneel\_H, 2005. “Atlas de energía eléctrica do Brasil / Energía hidráulica”, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2º ed., Brasília: ANEEL, 2005.
- ⊕ Aneel\_B, 2005. “Atlas de energia elétrica do Brasil / Biomassa”, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2º ed., Brasília: ANEEL, 2005.
- ⊕ Aneel\_H, 2008. “Atlas de energia elétrica do Brasil / Energía hidráulica”, Agência Nacional de Energia Elétrica, 3ª ed., Brasília: ANEEL, 2008.
- ⊕ Aneel\_B, 2008. “Atlas de energia elétrica do Brasil / Biomassa”, Agência Nacional de Energia Elétrica, 3ª ed., Brasília: ANEEL, 2008.
- ⊕ Arvizu, 1997. “Energía a partir de la Basura”, Boletín IIE, Vol. 21, Núm. 6, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, 1997.
- ⊕ Arvizu, 2005. “Estimación del Recurso y Prospectiva Energética de la Basura en México”, Secretaría de Energía, *Una Visión al 2030 de la Utilización de Energías Renovables en México*, Anexo 1, México, 2005.
- ⊕ ASINEL, 1982. “La biomasa y sus aplicaciones energéticas”, Programa de Investigación de UNESA, Madrid, 1982.
- ⊕ Bas, 1999. "Prospectiva. Herramienta para la gestión estratégica del cambio", Editorial Ariel, España, 1999.
- ⊕ BNE, 2000-2007. “Balance Nacional de Energía”, del año 2000 al 2007, SENER, México.
- ⊕ BUN-CA\_B, 2002. “Manual sobre Energía Renovable: Biomasa”, Biomass Users Network (BUN-CA), Costa Rica, 2002.
- ⊕ BUN-CA\_H, 2002. “Manual sobre Energía Renovable: Hidráulica a Pequeña Escala”, Biomass Users Network (BUN-CA), Costa Rica, 2002.
- ⊕ Bungay, 1983. “Energy, the Biomass Options”, Rensselaer Polytechnic Institute, USA, 1983.
- ⊕ Burgos y García, 2002. “Minihidráulica, El Recorrido de la Energía”, Comunidad de Madrid, Dirección General de Industria, Energía y Minas – Consejería de Economía e Innovación Tecnológica, Madrid, 2002.
- ⊕ Carless, 1995. “Energía Renovable: Guía de alternativas Ecológicas”, Plain English Press, Estados Unidos, traducido al español, EDAMEX, 1995.

- ⊕ Castañeda, 2008. “Generación de Energía Eléctrica en México a partir de Energías Renovables: Participación de las Empresas Privadas”. UNAM, Facultad de Ingeniería, México, 2008.
- ⊕ CEFP, 2001. “Evolución y Perspectiva del Sector Energético en México, 1970-2000”, Cámara de Diputados, Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, México, 2001.
- ⊕ CFE, 2009. <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/queescfe/Estadísticas/>
- ⊕ Cheremisinoff and Morresi, 1976. “Energy From Solid Wastes”, USA, 1976.
- ⊕ CONAE, 1995. “Estudio de la Situación de la Minihidráulica Nacional y Potencial en una Región de los Estados de Veracruz y Puebla”, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México, 1995.
- ⊕ CONAE, 2002. “Programas Estatales de Minihidráulica”, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México, 2002.
- ⊕ CONAE (1), 2002. “Curso Tecnológico, 1ª Feria Internacional sobre Energía Minihidráulica”, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México, 2002.
- ⊕ CONAE, 2006. “Guía de Gestiones para Implementar en México Plantas de Generación Eléctrica que utilicen Energías Renovables”, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México, 2006.
- ⊕ COPAR, 2008. “Costos y Parámetro de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico”, Comisión Federal de Electricidad, México, 2008.
- ⊕ CRE, 2008. <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=171>, México, 2008.
- ⊕ Creus, 2004. “Energías Renovables”, CEYSA, España, 2004.
- ⊕ Elias, 2005. “Tratamiento y valorización energética de residuos”, Ed. Diaz de Santos, Fundación Universitaria Iberoamericana, España, 2005.
- ⊕ Elizalde y García, 1997. “Impacto del Marco Regulatorio Legal y Ambiental en el Desarrollo del Autoabastecimiento y la Cogeneración en México”, Décima Reunión de Verano de Potencia y Exposición Industrial, México, 1997.
- ⊕ EVE, 1995. “Minihidráulica en el país Vasco”, Ente Vasco de la Energía, División de Investigación y Recursos, Bilbao, 1995.
- ⊕ Fernández, 2005. “Energías Renovables, Biomasa”, Colección de la revista Energías Renovables, Madrid, 2005.
- ⊕ Garduño, 2004. “Prospectiva para todos. Construcción de escenarios”, Facultad de Ciencias Políticas y Sociales, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F., 2004.

- ⊕ Greenpeace, 2004. “Energía positiva para Brasil” Greenpeace, Brasil, 2004.
- ⊕ GTZ, 2006. “Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México”, SENER, GTZ, México, 2006.
- ⊕ IDAE (1), 2006. “Minicentrales Hidroeléctricas”, Manuales de Energías Renovables, Ministerio de Industria y Comercio, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid, 2006.
- ⊕ IDAE (1), 2007. “Energía de la Biomasa”, Manuales de Energías Renovables, Ministerio de Industria y Comercio, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid, 2007.
- ⊕ IDAE (2), 2007. “Biomasa: producción eléctrica y cogeneración”, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía y BESEL, SA (Departamento de Energía), Madrid, 2007.
- ⊕ IDAE (3), 2007. “Biomasa: digestores anaeróbicos”, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía y BESEL, SA (Departamento de Energía), Madrid, 2007.
- ⊕ IEA, 2004. “Renewable Energy – Market and Policy in IEA Countries”, OECD/IEA, EUA, 2004.
- ⊕ Inclán, 2005 “Mercado de Bonos de Carbono y sus Beneficios Potenciales para Proyectos en México”, México, 2005.
- ⊕ Jarobo et. al. 2000. “Energías Renovables”, S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, S.L., España, 2000.
- ⊕ LAERYFTE, 2008. “Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento de la Transición Energética”, México, 2008.
- ⊕ LCRE, 1998. “Ley de la Comisión Reguladora de Energía”, México, 1998.
- ⊕ LFD, 2007. “Ley Federal de Derechos”, México, 2007.
- ⊕ LSPEE, 1993. “Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”, México, 1993.
- ⊕ LSPEE, 2005. “Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el diario oficial el 22 de Diciembre del 1993”.
- ⊕ Martínez, 2008. “Utilización de biodigestores para la reducción de Gases de Efecto Invernadero”, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, 2008.
- ⊕ Masera, et. al., 2005. “Estimación del Recurso y Prospectiva Tecnológica de la Biomasa como Energético Renovable en México”. Secretaría de Energía, *Una Visión al 2030 de la Utilización de Energías Renovables en México*, Anexo 2, México, 2005.

- ⊕ Mataix, 1998. “Turbomáquinas Térmicas”, Edit. Dossat S.A., España, 1998.
- ⊕ ME, 2006. “Energías Renovables para Todos, Biomasa”, Energías Renovables, 2006.
- ⊕ Miklos, 2006. “Planeación prospectiva: Una estrategia para el diseño del futuro”, LIMUSA: Centros de estudios prospectivos Fundación Javier Barros Sierra, México, 2006.
- ⊕ Molina, 2004. “Mini Hidráulica”, Universidad Mayor de San Andrés, Bolivia, 2004.
- ⊕ Mujica, 1991. "La Prospectiva: Técnicas para visualizar el futuro", Legis Editores S.A., Colombia, 1991.
- ⊕ PER, 2005. “Plan de Energías Renovables”, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio/IDEA, Madrid, 2005.
- ⊕ Ramírez y Torres, 2006. “Generación Limpia de Energía Eléctrica”, Revista Vol. 25 “La Investigación en la Resolución de Problemas” del Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional, México, 2006.
- ⊕ REA, 2000. “Renewable Energy Annual”, DOE/EIA, con diferentes años.
- ⊕ REE, 2007. “El Sistema Eléctrico Español”, Red Eléctrica de España, 2007.
- ⊕ REN21, 2006. “Renewable Energy Policy Network for the 21st Century”, REN21, 2006.
- ⊕ REN21, 2007. “Renewable Energy Policy Network for the 21st Century”, REN21, 2007.
- ⊕ RLSPEE, 1993. “Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”, México, 1993.
- ⊕ Rojas, 1997. “Centrales Hidroeléctricas: Teorías y problemas”, Universidad Extremadura, España, 1997.
- ⊕ Salazar, 2009. “Generación de electricidad a partir de energía eólica en México: Aspectos técnicos, económicos, regulatorios y prospectiva al año 2030”, México, 2009.
- ⊕ SENER, 2006. “Fuentes Renovables de Energía”, 2006, Secretaría de Energía, México, 2006.
- ⊕ SENER, 2007. “Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016”, Secretaría de Energía, México, 2007.
- ⊕ SENER, 2008. “Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017” Secretaría de Energía, México, 2008.

- ⊕ Soria, 2005. “Energías Renovables, Hidráulica”, Colección de la revista Energías Renovables, España, 2005.
- ⊕ Valdez, 2005. “Estimación del recurso para pequeña, mini y micro hidroenergía aplicaciones en México”, Secretaría de Energía, *Una Visión al 2030 de la Utilización de Energías Renovables en México*, Anexo 8, Valdez Ingenieros S.A. de C.V., México, 2005.
- ⊕ VIMAZA, 2000. “Aprovechamiento Energético de la Basura mediante el Proceso de Gasificación de VIMAZA”, VIMAZA ENERGIA S.A. de C.V. México, 2000.
- ⊕ WEC, 2007. “Survey of Energy Resources”, World Energy Council, 2007.
- ⊕ WEO, 2006. “World Energy Outlook”, International Energy Agency, 2006.

### ***Referencias de internet***

#### **➤ Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasil:**

<http://www.aneel.gov.br>,

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/index.html>

#### **➤ Asociación de productores de energías renovables, España:**

<http://appa.es>

[www.appa.es/descargas/APPA\\_LIBRO\\_BLANCO\\_2002\\_03\\_05.pdf](http://www.appa.es/descargas/APPA_LIBRO_BLANCO_2002_03_05.pdf)

#### **➤ Biomass Research and Development Act 2000, Estados Unidos:**

[http://thomas.loc.gov/cgi-bin/cpquery/?&sid=cp106hW6M4&refer=&r\\_n=hr639.106&db\\_id=106&item=&sel=TOC\\_477873&](http://thomas.loc.gov/cgi-bin/cpquery/?&sid=cp106hW6M4&refer=&r_n=hr639.106&db_id=106&item=&sel=TOC_477873&)

#### **➤ Boletín oficial del Estado, España:**

<http://www.boe.es/g/es>

#### **➤ Biomass Users Network-Centroamérica, Centroamérica:**

<http://www.bun-ca.org>

#### **➤ Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil:**

<http://www.ccee.org.br>

#### **➤ Confederación de Consumidores y Usuarios, España:**

<http://www.ceu.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/dossier/4%20minihidraulica.htm>

- **Centro Guatemalteco de Investigación y Capacitación de la Caña de Azúcar, Guatemala:**

[www.cengicana.org/Portal/SubOtrasAreas/Cogeneracion/Presentaciones/PirolisisBiomasa.pdf](http://www.cengicana.org/Portal/SubOtrasAreas/Cogeneracion/Presentaciones/PirolisisBiomasa.pdf)

- **Centrales Hidroeléctricas, España:**

[http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/turbinas\\_hidraulicas.htm](http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/turbinas_hidraulicas.htm)

- ***Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas, Brasil:***

<http://www.cerpch.unifei.edu.br>

- **Coordinación General de Extensión, Universidad de Guadalajara, México:**

<http://www.cge.udg.mx/revistaudg/rug26/art2dossier26.html>

- **Centro de Investigación y de Estudios Avanzados, México:**

<http://www.cinvestav.mx>

<http://www.cinvestav.mx/Portals/0/Publicaciones%20y%20Noticias/Revistas/Cinvestav/octdic%202006/generacion%20limpia.pdf>

- **Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México:**

<http://www.conae.gob.mx>

<http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/2962/1/images/2>

<http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/4082/1/luishector.pdf>

- **Comisión Reguladora de Energía, México:**

<http://www.cre.gob.mx>

<http://www.cre.gob.mx/diez/presentaciones/FBC-05.pdf>

- **Democracia y territorio:**

<http://democraciayterritorio.wordpress.com/2008/08/19/el-protocolo-de-kioto-y-el-mercado-de-bonos-de-carbono/>

- ***Energy Efficiency and Renewable Energy, Estados Unidos:***

<http://www.eere.energy.gov>

- ***Electric Consumers Protection Act of 1986, Estados Unidos:***

<http://www.usbr.gov/power/legislation/ecpa.pdf>

- ***Energy Policy Act 1992, Estados Unidos:***

[www.eia.doe.gov/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngmajorleg/energypolicy.html](http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngmajorleg/energypolicy.html)

➤ ***Energy Policy Act 2005, Estados Unidos:***

<http://www.doi.gov/iepa/EnergyPolicyActof2005.pdf>

➤ ***Energy Information Administration, Estados Unidos:***

<http://www.eia.doe.gov>

➤ ***Eletrobrás, Brasil:***

<http://www.eletrobras.gov.br>

➤ ***Energías Renovables, España:***

<http://www.energias-renovables.com>

➤ ***Encyclopedia of earth:***

<http://www.eoearth.org>

➤ ***European Small Hydropower Association, Europea:***

<http://www.esha.be>

➤ ***Europa, Unión Europea:***

<http://europa.eu/scadplus/leg/es/lvb/l27023.htm>

➤ ***Fundación Axencia Enerxética Provincial da Coruña, España:***

<http://www.faepac.org/pdf.php?id=es-minihidraulica>

➤ ***Fundación de le Energía de la Comunidad de Madrid, España:***

<http://www.fenercom.com>

<http://www.fenercom.com/Aula/Minihidraulica.pdf.mx>

➤ ***Federal Energy Regulatory Commission, Estados Unidos:***

<http://www.ferc.gov>

<http://www.ferc.gov/students/energyweregulate/fedacts.htm#consumers>

➤ ***Facultad de Ingeniería, Universidad de Buenos Aires, Argentina:***

<http://www.fi.uba.ar>

<http://www.fi.uba.ar/materias/6720/unidad5c.PDF>

➤ ***Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México:***

[http://www.ingenieria.unam.mx/avisos/pdf/confeSEFI2008/agua,\\_energia\\_y\\_medioambiente\\_arreguin.pdf](http://www.ingenieria.unam.mx/avisos/pdf/confeSEFI2008/agua,_energia_y_medioambiente_arreguin.pdf)

➤ **Greenpeace:**

<http://archivo.greenpeace.org/Clima/kioto-mecanismos.htm>

[http://www.greenpeace.org.br/energia/pdf/dossie\\_energia\\_2004.pdf](http://www.greenpeace.org.br/energia/pdf/dossie_energia_2004.pdf)

➤ **Heliostar:**

<http://www.heliostar.com>

➤ ***International Association for Small Hydro:***

<http://www.iash.org>

➤ **Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, España:**

<http://www.idae.es>

➤ ***International Energy Agency:***

<http://www.iea.org/index.asp>

➤ **Instituto de Investigaciones Eléctricas, México:**

<http://www.iie.org.mx>

➤ **Ley 54/1997, España:**

[http://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Admin/l54-1997.html](http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/l54-1997.html)

➤ **Ministerio de Industria y Comercio, España:**

<http://www.mityc.es/Energia>

➤ **Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, España:**

[http://www.mma.es/secciones/cambio\\_climatico/areas\\_tematicas/flexibilidad/mec\\_bas\\_proy/mous/pdf/mous\\_esp\\_mex\\_07.pdf](http://www.mma.es/secciones/cambio_climatico/areas_tematicas/flexibilidad/mec_bas_proy/mous/pdf/mous_esp_mex_07.pdf)

➤ ***Ministério de Minas e Energia, Brasil:***

<http://www.mme.gov.br>

➤ **Mundoenergía:**

<http://www.mundoenergia.com>

➤ ***Public Utility Regulatory Policies Act, Estados Unidos:***

[www.law.cornell.edu/uscode/16/usc\\_sec\\_16\\_00000824---a003-.html](http://www.law.cornell.edu/uscode/16/usc_sec_16_00000824---a003-.html)

➤ **Real Decreto 1217/1981, España:**

[www.boe.es/t/es/bases\\_datos/doc.php?coleccion=iberlex&id=1982/19987&codmap](http://www.boe.es/t/es/bases_datos/doc.php?coleccion=iberlex&id=1982/19987&codmap)

➤ **Real Decreto 2818/1998, España:**

[http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/RD\\_2818.htm](http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/RD_2818.htm)

➤ **Real Decreto 436/2004, España:**

[http://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Admin/rd436-2004.html#a9](http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd436-2004.html#a9)

➤ ***Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century:***

<http://www.ren21.net>

➤ **Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, México:**

[http://www.semarnat.gob.mx/queessearnat/politica\\_ambiental/cambioclimatico/Pages/mdl.aspx](http://www.semarnat.gob.mx/queessearnat/politica_ambiental/cambioclimatico/Pages/mdl.aspx)

[www.semarnat.gob.mx/queessearnat/politica\\_ambiental/cambioclimatico/Documents/MDL/hidroelectricos.html](http://www.semarnat.gob.mx/queessearnat/politica_ambiental/cambioclimatico/Documents/MDL/hidroelectricos.html)

[www.semarnat.gob.mx/queessearnat/politica\\_ambiental/cambioclimatico/Pages/mdl.aspx](http://www.semarnat.gob.mx/queessearnat/politica_ambiental/cambioclimatico/Pages/mdl.aspx)

<http://www.semarnat.gob.mx/saladeprensa/boletindeprensa/Pages/bol08-099.aspx>

➤ **Secretaría de Energía, México:**

<http://www.sener.gob.mx>

[http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=1682\\_sener.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=1682_sener.pdf)

<http://www.energia.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=13>

➤ ***Tax Relief Extension Act, Estados Unidos:***

<http://finance.senate.gov/mime4301.pdf>

➤ **Turbinas Hidráulicas:**

<http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/Turbinas/Hidraulicas/PDFs/Turb.Hidraulicas5.pdf>

➤ ***Water Encyclopedia, Science and Issues:***

<http://www.waterencyclopedia.com>

➤ ***World Energy Council:***

<http://www.worldenergy.org>

***Referencias de imágenes***

**Figura I.1**

<http://html.rincondelvago.com/000732168.jpg>

**Figura I.2**

<http://www.construible.es/images/news/Minidriulica2.jpg>

**Figura I.3**

<http://www.cecua.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/guia/minidraulica.htm>

**Figura I.4**

[www.ercyl.com/minihidraulica.asp](http://www.ercyl.com/minihidraulica.asp)

**Figura I.5**

<http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo3.html>

**Figura I.6**

<http://img140.imageshack.us/img140/2650/minihidraulica1vi0.jpg>

**Figura I.7**

<http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas>

**Figura I.8**

[www.exatecno.net/ampliacion/energia/TurbinaKaplan03-Funcionamie.jpg](http://www.exatecno.net/ampliacion/energia/TurbinaKaplan03-Funcionamie.jpg)

**Figura I.9**

[www.exatecno.net/ampliacion/energia/TurbinaPelton.htm](http://www.exatecno.net/ampliacion/energia/TurbinaPelton.htm)

**Figura I.10**

[www.appa.es/03renovables03/03renovables1-3-1.htm](http://www.appa.es/03renovables03/03renovables1-3-1.htm)

**Figura I.11**

[www.textoscientificos.com/energia/biomasa](http://www.textoscientificos.com/energia/biomasa)

**Figura I.13**

<http://biodigestores.org/wp-content/uploads/2007/11/biodigestor.jpg>

**Figura I.14**

[www.iie.org.mx/boletin042003/apli.pdf](http://www.iie.org.mx/boletin042003/apli.pdf)

**Figura I.16**

<http://html.rincondelvago.com/files/2/4/0/000402401.png>

**Figura I.17**

[www.cie.unam.mx/.../Termodinamica/node36.html](http://www.cie.unam.mx/.../Termodinamica/node36.html)

**Figura II.1**

<http://www.eia.doe.gov/iea/elec.html>

**Figura II.2**

[http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/renew\\_info/geninfo.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/renew_info/geninfo.html)

**Figura II.3**

<http://www.eia.doe.gov/iea/elec.html>

**Figura II.7**

<http://www.eia.doe.gov/iea/elec.html>

**Figura II.8**

[www.greenpeace.org.br/energia/pdf/dossie\\_energia\\_2004.pdf](http://www.greenpeace.org.br/energia/pdf/dossie_energia_2004.pdf) , [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) y  
[www.iasb.info/rest.htm#sam](http://www.iasb.info/rest.htm#sam)

**Figura IV.6**

[www.cengicana.org/Portal/SubOtrasAreas/Cogeneracion/Presentaciones/PirolisisBiomasa.pdf](http://www.cengicana.org/Portal/SubOtrasAreas/Cogeneracion/Presentaciones/PirolisisBiomasa.pdf)