



FACULTAD DE QUIMICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS

**MODELO PARA LA JERARQUIZACIÓN Y SELECCIÓN ÓPTIMA DE
PROYECTOS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS
ZONAS NO INTERCONECTADAS DE COLOMBIA**

T E S I S
PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRA EN INGENIERIA

P R E S E N T A
PAOLA YAZMIN CANO CASTELLANOS

TUTOR:
DR. CARLOS ESCOBAR TOLEDO



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE GENERAL

INTRODUCCION	3
CAPITULO 1. SUSTENTABILIDAD Y POLÍTICA ENERGÉTICA	6
1.1 ENERGIZACIÓN Y SUSTENTABILIDAD	6
1.2 POLÍTICA ENERGÉTICA Y LA SUSTENTABILIDAD DEL DESARROLLO.....	8
1.2.1 La energía y las dimensiones de la sustentabilidad	8
1.2.2 Los patrones característicos en América Latina y el Caribe	8
1.2.3 Enfoques y herramientas en el proceso de formulación de políticas energéticas	11
a. Diagnóstico y análisis	11
b. Planeación energética	12
c. Formulación por objetivos	13
1.3 POLITICA ENERGÉTICA DE COLOMBIA	13
1.3.1 Diagnóstico y análisis para las Zonas No Interconectadas	13
1.3.2 Planeación y formulación de objetivos	15
1.3.4 Procedimiento para el registro de proyectos	16
1.3.3 Estrategias financieras para el suministro eléctrico.....	20
1.4 CONCLUSIONES	20
CAPITULO 2. DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO EN ZNI	22
2.1 ESTADO DE LOS RECURSOS Y APLICACIONES ENERGÉTICAS.....	22
2.2 DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA	22
2.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	25
2.4 BASES DE DISEÑO ENERGÉTICO	25
2.5 ALTERNATIVAS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	27
2.6 COSTOS DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO	28
2.7 CONCLUSIONES	29
CAPITULO 3. ESTADO DEL ARTE TECNOLÓGICO	31
3.1 BIOMASA	31
3.1.1 Fundamentos	31
3.1.2 Tipos de biomasa.....	32
a. Cultivos energéticos.....	32
b. Subproductos derivados.....	33
3.1.3 Tecnologías de conversión de la biomasa	33
a. Combustión directa	33
b. Gasificación	35
c. Digestión anaerobia	38
3.1.4 Tecnologías de generación de electricidad.....	42
3.1.5 Costos de generación de electricidad	44
3.2 ENERGÍA SOLAR.....	48
3.2.1 Fundamentos	48
3.2.2 Sistemas fotovoltaicos.....	48
3.2.3 Aplicaciones	51
3.2.4 Dimensionamiento básico de un sistema fotovoltaico	52
3.2.5 Estimación de costos	57
3.3 ENERGÍA HIDRÁULICA	58
3.3.1 Fundamentos	58
3.2.2 Estudios para el diseño de una Pequeña Central Hidroeléctrica.....	61
3.2.3 Diseño y selección de equipos en una Pequeña Central Hidroeléctrica	62
3.3.4 Costos de la energía hidráulica.....	63
3.4 COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS	66
3.5 CONCLUSIONES	67

CAPITULO 4. JERARQUIZACIÓN Y SELECCIÓN ÓPTIMA DE PROYECTOS.....	69
4.1 SELECCIÓN DE DIMENSIONES.....	69
4.2 DIMENSIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA	72
4.3 DIMENSIÓN TÉCNICA	74
4.4 DIMENSIÓN AMBIENTAL	75
4.5 ESTRUCTURA JERARQUICA	76
4.6 APLICACIÓN DEL MÉTODO JERARQUICO MULTICRITERIO Y ELECTRA II	79
4.7 CONCLUSIONES.....	89
CAPITULO 6. CONCLUSIONES FINALES	91
BIBLIOGRAFÍA	95
ANEXOS	104
ANEXO 1. LEY COLOMBIANA 697 DE 2001.....	105
ANEXO 2. MAPAS DE POTENCIAL ENERGÉTICO EN COLOMBIA.....	109
Potencial de biomasa.....	109
Potencial de radiación solar	110
Potencial hídrico	111
ANEXO 3. TIPOS DE GASIFICADORES DE BIOMASA	112
ANEXO 4. ESTADO DEL ARTE DE LOS MÉTODOS MULTICRITERIO	117

INTRODUCCION

En Colombia las Zonas No Interconectadas (ZNI), corresponden a aquellas áreas del país que no reciben servicio de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y cuya conexión no es económicamente factible y abarcan cerca del 66% de la superficie del territorio nacional. Las zonas aisladas no interconectadas al sistema energético nacional poseen un desarrollo limitado y deficientes servicios públicos como aseo, salud, alcantarillado, agua potable, y por lo general carecen de adecuadas vías de acceso, educación y telecomunicaciones. Todas estas deficiencias son mitigadas mínimamente con el uso de plantas eléctricas de combustible fósil, caracterizadas por un elevado costo de combustible por la dificultad de acceso, y su mantenimiento y operación realizada con operarios no calificados.

El servicio de energía eléctrica suministrado por el gobierno colombiano en estas zonas, se caracteriza por la baja oferta de energéticos, baja cobertura, reducido número de horas de prestación del servicio y bajos niveles de calidad entre otros. Adicionalmente a estos aspectos, la densidad de población, la disposición de las viviendas en zonas de difícil acceso, y la inexperiencia en el manejo de proyectos energéticos en estas regiones hace difícil la prestación del servicio.

El gobierno colombiano con base en un estudio estimó la proyección de la demanda de energía eléctrica en las ZNI y además determinó que la demanda actual de las ZNI es de 98GWh/año, la cual se encuentra fuertemente afectada por las restricciones de la oferta. La región Amazónica presenta una participación del 49% en la demanda total de las ZNI, aunque solo tiene el 38% de la población total. El cubrimiento del servicio es menor al 74% en los centros poblados, y estos requerimientos podrían ser cubiertos por fuentes alternas de energía más apropiadamente, debido principalmente a la disponibilidad de los recursos energéticos en las localidades.

Adicionalmente el estudio determinó que en el ámbito tecnológico se requiere la divulgación entre agencias territoriales, usuarios y empresas eléctricas, de tecnologías que pueden ser aplicadas para atender adecuadamente los requerimientos energéticos en cada región. Las dificultades para algunos agentes territoriales al emprender proyectos de energización parece radicar en el bajo nivel de información disponible sobre las tecnologías, cuando no en la inexistencia de la información útil que contemplen diferentes criterios para seleccionar e implantar proyectos.

De allí que las tecnologías de producción de energía y sus aplicaciones, requieren niveles semejantes de divulgación, de tal manera que los usuarios puedan decidir sobre la manera como atienden sus requerimientos energéticos, sin necesidad de depender de un solo tipo de fuente para incrementar su bienestar o su actividad económica. Por tanto, las tecnologías a divulgar e implantar no deben comprometer el universo completo de

posibilidades de fuentes alternas de energía, sino las más aplicables y de fácil mantenimiento y adquisición para cada región.

Los recursos energéticos primarios locales disponibles en las Zonas no Interconectadas de Colombia son principalmente de tres tipos:

- Hidráulicos (grandes y pequeñas fuentes de agua)
- Solares
- Dendroenergéticos como biomasa forestal y además existen los energéticos secundarios producidos localmente a partir de biomasa residual proveniente de los residuos agropecuarios.

Teniendo en cuenta las particularidades de las zonas, se presenta la necesidad de realizar una investigación que permita a los tomadores de decisiones del Estado Colombiano impulsar proyectos de electrificación que satisfagan sustentablemente los requerimientos de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas con tecnologías de fuentes alternas de energía disponibles en las regiones. Una investigación que planteé una metodología para la jerarquización y selección óptima de proyectos, fundamentado en un conjunto de estrategias y programas desarrollados por el estado colombiano a fin de atender la demanda energética de forma eficiente y con las restricciones presupuestales actuales.

OBJETIVO

El objetivo de esta investigación es crear una cartera de proyectos para la generación de energía eléctrica que satisfaga los requerimientos básicos a través de fuentes alternas de energía, en regiones aisladas o Zonas No Interconectadas de la República de Colombia.

HIPÓTESIS

- a) Los requerimientos de energía eléctrica en poblaciones donde no existe infraestructura para satisfacer la demanda de energía, pueden generarse a través de fuentes alternas de energía tales como pequeñas caídas de agua, solar y biomasa disponible en la región.
- b) Esta investigación ayudará a que los tomadores de decisiones del estado colombiano, promuevan las inversiones en proyectos sustentables de generación de energía eléctrica para las Zonas No interconectadas gracias a la voluntad política y social existente.
- c) Es factible técnica y económicamente utilizar las fuentes alternas de energía antes citadas para satisfacer las necesidades de energía, principalmente las de energía eléctrica.

METODOLOGÍA

Esta investigación es desarrollada en cuatro capítulos principales. En el capítulo primero, sustentabilidad y política energética, se expone la necesidad de contemplar la energización rural como un proceso de desarrollo sustentable fundamentado en la política energética de Colombia. Además se ejemplifica el diagnóstico energético para la

energización de las Zonas No Interconectadas, considerando sus principales sistemas y actores.

En el capítulo segundo, diagnóstico energético en las Zonas No Interconectada, se desarrolla la clasificación de los consumidores en los centros poblados, con el objeto de identificar las características de la demanda, los requerimientos a futuro, las estrategias de suministro a partir de las fuentes locales para finalmente determinar las bases de diseño energético de las Zonas No Interconectadas.

En el capítulo tercero, estado del arte tecnológico, se describen las tecnologías aplicables a la generación de energía eléctrica de fuentes renovables para las zonas no interconectadas de Colombia identificadas en el capítulo anterior. Las fuentes renovables a considerar en esta investigación son la biomasa, la energía solar especialmente la energía fotovoltaica, y la energía hidráulica a pequeña escala, gracias al censo de los recursos y a los rangos de generación requeridos para satisfacer las características de las demandas establecidas en las bases de diseño energético.

En general existen diferentes metodologías propuestas que han sido consideradas para la jerarquización y selección de proyectos de electrificación rural, en el capítulo cuarto, se describen algunas, utilizadas o propuestas, consideradas como idóneas para definir la estructura jerárquica del presente trabajo. Posteriormente se presentará la estructura elegida y se aplicará la metodología del modelo a los proyectos de electrificación en las ZNI de Colombia.

Para la selección de las tecnologías aplicables se consideraran varios atributos, especialmente identificados para ello. Por lo que respecta a crear una cartera de proyectos de esta naturaleza, es necesario aplicar métodos multicriterio¹ que no solamente consideren en conjunto los aspectos técnicos y económicos, sino cualquier otro criterio acorde con la estrategia general de la política energética del país. Se desarrollará en un anexo el estado del arte de los métodos multicriterio para la toma de decisiones.

¹ La palabra es utilizada indistintamente en la literatura especializada como criterios múltiples, multiatributo, objetivos múltiples.

CAPITULO 1. SUSTENTABILIDAD Y POLÍTICA ENERGÉTICA

En este capítulo se definen los conceptos de energización y sustentabilidad con el objetivo de analizar la política energética de las Zonas No Interconectadas desde una visión sistémica, considerando sus principales actores e interrelaciones. Se presenta la política energética colombiana 2003 – 2020, el procedimiento para el registro de proyectos y las estrategias financieras para el suministro eléctrico de las localidades.

1.1 ENERGIZACIÓN Y SUSTENTABILIDAD

Tomando como punto de referencia los parámetros de desarrollo emitidos para el Sector Energético Colombiano [30], en donde se establece que:

*“La energización se concibe como un **proceso continuo y ordenado** de uso de la energía, cuyo propósito es atender los requerimiento de las actividades domésticas, de servicios y productivas, de manera que posibiliten un mejoramiento de las condiciones de vida, así como la calidad y cantidad de los productos generados, en forma compatible con la necesidad de preservar y aprovechar el medio ambiente.*

*La dotación de servicios energéticos adecuados, es un **requisito indispensable para facilitar un proceso de desarrollo sostenible**², tanto por su impacto directo en los niveles de los pobladores, como por su contribución a la generación de actividades económicas”.*

Es claro que, la energización debe ser entendida como un componente estratégico dentro de un marco amplio de acciones, orientadas a crear las condiciones para un desarrollo sustentable. Sin embargo, es muy difícil definir específicamente las condiciones que debe cumplir el proceso de energización y por tanto de desarrollo, para que se pueda calificar de sustentable. En esencia, esto se debe a las dificultades de la ciencia para tratar la dinámica de sistemas complejos, como lo plantea el desarrollo sustentable. De allí que resulte necesario exponer algunas definiciones y dimensiones de la sustentabilidad.

² Ley 697 de 2001. Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energía y se dictan otras disposiciones: Se entiende por desarrollo sostenible el que conduzca al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de la vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propios necesidades.

Por ejemplo, la Comisión de Desarrollo y Medio Ambiente de América Latina y el Caribe, define y establece entre otros aspectos, las bases de una estrategia para un desarrollo sustentable en la región, como:

“Un desarrollo que distribuya más equitativamente los beneficios del progreso económico, proteja al medio ambiente nacional y mundial en beneficio de las futuras generaciones y mejore genuinamente la calidad de vida”.

En realidad la búsqueda de la sustentabilidad del desarrollo debe suponer un equilibrio armónico en el manejo de los elementos componentes del capital físico y del acervo natural³, respetando ciertos criterios de equidad y la diversidad cultural de la sociedad. Es decir, se resalta la complementariedad entre ambos conjuntos de elementos y se enfatiza en la importancia de la conservación del medio ambiente natural, que es el que impone los límites biofísicos al crecimiento de la actividad económica, atendiendo a la irreversibilidad de ciertos procesos provocados sobre la naturaleza.

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe de las Naciones Unidas (CEPAL), sostiene que *“la sustentabilidad del desarrollo requiere un equilibrio dinámico entre todas las formas de capital o acervos que participan en el esfuerzo del desarrollo económico y social de los países, de tal modo que la tasa de uso resultante de cada forma de capital no exceda su propia tasa de reproducción, considerando las relaciones de sustitución o complementariedad existentes entre ellas”.*

En esencia, el desarrollo sustentable no se refiere a una meta tangible ni cuantificable a ser alcanzada en determinado plazo y momento. Se refiere más bien a la posibilidad de mantener un equilibrio entre factores que expliquen un cierto nivel de desarrollo del ser humano, que es transitorio y está en general en un proceso de evolución.

Como lo plantea el desarrollo sustentable, resulta más factible discernir acerca del progreso hacia una mayor sustentabilidad, subdividiendo el sistema en cada una de las principales dimensiones que el desarrollo presenta.

“Se reconocen como dimensiones relevantes del desarrollo sustentable la libertad política, el bienestar económico, la equidad social y un medio ambiente sano, además de una cierta conservación de los recursos naturales. Estas dimensiones se extienden en el espacio (terrestre y aéreo) y en el tiempo (presente y futuro)” [78].

³ El acervo natural posee un valor intrínseco que el capital producido por el hombre no puede sustituir y que los mercados o las preferencias individuales no pueden valorarlo adecuadamente.

1.2 POLÍTICA ENERGÉTICA Y LA SUSTENTABILIDAD DEL DESARROLLO

1.2.1 La energía y las dimensiones de la sustentabilidad

La energía constituye un elemento esencial para la calidad de vida del ser humano y es un insumo de alta difusión sobre el conjunto de todas las actividades productivas. Así la disponibilidad de la energía ha tenido un papel central en el proceso de desarrollo de la humanidad.

La producción y el consumo de energía tienen fuertes interacciones con el medio ambiente natural. El uso de los recursos fósiles conduce al progresivo agotamiento de las reservas correspondientes, el manejo inadecuado de algunos recursos energéticos renovables (biomasa, hidráulicos) puede implicar su degradación con la consiguiente disminución de su disponibilidad futura. Existen múltiples impactos sobre el suelo, agua y medio ambiente atmosférico que se derivan de la producción / transformación / utilización de la energía.

Sin duda un límite a la sustentabilidad social y ambiental radica en que no se ha logrado superar la distribución desigual de los servicios de energía y se hace necesario disponer condiciones que faciliten el acceso de los pobladores a unos servicios energéticos eficientes y oportunos, así como desarrollar políticas y programas orientadas a la eliminación de barreras que impiden la masificación del empleo de energías limpias en el transporte, en la industria, en las zonas rurales y en los hogares.

Estas breves consideraciones ponen en evidencia los vínculos de la energía con las dimensiones del desarrollo sustentable.

1.2.2 Los patrones característicos en América Latina y el Caribe

Atendiendo a las múltiples interacciones de los sistemas energéticos con las diferentes dimensiones del proceso de desarrollo, se presentan en la Tabla 1.1 un conjunto de indicadores, relacionados con la estructura de la política y las variables de los sistemas energéticos, que corresponden a aspectos vinculados a las mencionadas dimensiones de la sustentabilidad para América Latina y el Caribe (ALC). Además se presenta en esta tabla los objetivos que para ALC se desean satisfacer a través de las políticas energéticas. Una estrategia energética compatible con el desarrollo sustentable supone el incremento equilibrado de todos los indicadores.

Tabla 1.1 Indicadores seleccionados de sustentabilidad energética en América Latina y el Caribe

Dimensión	Indicador	Alta sustentabilidad se relaciona con:	Responde a objetivos:
Economía	Autarquía	Baja participación de las importaciones en la oferta energética	<ul style="list-style-type: none"> - seguridad del abastecimiento externo. - sostenimiento del espacio de maniobra para la política (alto grado de independencia política). - reducción del riesgo de desequilibrio en el balance de pagos.
	Robustez frente a cambios externos	Baja contribución de las exportaciones energéticas al PIB	<ul style="list-style-type: none"> - flujos estables de ingresos de las exportaciones - menor peso de ingresos variables en el presupuesto - reducción del riesgo de desequilibrio en el balance de pagos.
	Productividad energética	Alto PIB por unidad de energía	<ul style="list-style-type: none"> - eficiencia productiva - eficiencia energética - financiamiento suficiente (por reducción de necesidades de inversión en el sector) - reducción del costo del suministro energético - abastecimiento suficiente (por reducción de la demanda) - mejor calidad del aire (con reducción de emisiones con efecto total)
			<ul style="list-style-type: none"> - reducción de emisiones de gases con efecto climático - extensión de alcance de los recursos no renovables.
Equidad	Cobertura eléctrica	Alto porcentaje de hogares electrificados	<ul style="list-style-type: none"> - diversificación de la mezcla energética - abastecimiento suficiente - acceso a energéticos modernos y productivos - abastecimiento de servicios sociales
	Cobertura de necesidades energéticas básicas	Suficiente consumo de energía útil residencial	<ul style="list-style-type: none"> - satisfacción de necesidades básicas - diversificación de la mezcla energética - manejo sostenible de la leña
	Pureza relativa del uso de energía	Bajos niveles de emisiones (de CO ₂)	<ul style="list-style-type: none"> - mejor calidad del aire (con reducción de emisiones con efecto local) - reducción de emisiones de gases con efecto climático
Recursos Naturales	Uso de energías renovables	Alta participación de energías renovables en la oferta energética	<ul style="list-style-type: none"> - mejor calidad del aire (con reducción de emisiones con efecto local) - reducción de emisiones de gases con efecto climático
	Alcance de recursos fósiles y leña	Alto nivel de relación reservas / producción de energéticos fósiles y leña.	<ul style="list-style-type: none"> - extensión del alcance de los recursos a largo plazo - seguridad del suministro al largo plazo - mantenimiento de un mínimo patrimonio natural

Fuente: OLADE, CEPAL y GTZ. Energía y Desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de Políticas Energéticas. Quito, Ecuador. 2000.

A continuación, en la Tabla 1.2, se califica la dimensión de la utilización de los recursos naturales para la tipificación de la situación actual en los países de ALC en términos de sustentabilidad energética.

Los países de la región que muestran mayores logros referentes al estado de sustentabilidad de su desarrollo constituyen una confirmación acerca de la viabilidad de ese proceso. Además puede identificarse que el uso de energías renovables para incrementar su participación en la oferta es uno de los indicadores que requieren mayor impulso dentro de las políticas regionales.

Tabla 1.2 Calificación de la utilización de los Recursos Naturales en la sustentabilidad energética

<i>Situaciones / Países</i>	<i>Recursos Naturales</i>		
	<i>Pureza Ambiental del Uso Energético</i>	<i>Uso Energía Renovable</i>	<i>Alcance Recursos Fósiles</i>
VE, TT	Medio	Bajo	Alto
BB	Medio Bajo	Bajo	Bajo
CO, MX	Medio Alto	Medio Bajo	Alto
BO, EC, PE	Medio Alto	Medio Bajo	Medio Bajo
AR, CL, BR, UY, PY	Alto	Medio Alto	Medio Alto
CR, PA, JM	Medio Alto	Medio Bajo	Muy Bajo
GY, SR, NI, CU	Medio Alto	Medio	Medio Bajo
GT, HN, DO, SV, HT, GD	Medio Alto	Bajo	Muy Bajo

Siglas utilizadas para los países

VE: Venezuela	TT: Trinidad y Tobago	BB: Barbados	CO: Colombia
MX: México	BO: Bolivia	EC: Ecuador	PE: Perú
AR: Argentina	CL: Chile	BR: Brasil	UY: Uruguay
PY: Paraguay	CR: Costa Rica	PA: Panamá	JM: Jamaica
GY: Guyana	SR: Surinam	NI: Nicaragua	CU: Cuba
GT: Guatemala	HN: Honduras	DO: República Dominicana	SV: El Salvador
HT: Haití	GD: Grenada		

Fuente: OLADE / CEPAL / y la Agencia de Cooperación Técnica de la Republica Federal de Alemania (GTZ). Energía y Desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de Políticas Energéticas. Quito, Ecuador. 2000.

En toda la región, se ha evidenciado que el financiamiento de proyectos de energización pone límites para una rápida realización de objetivos tales como: mayor cobertura eléctrica, optimización de los recursos renovables, mejor calidad del suministro entre otros. Sin embargo, atendiendo el impacto múltiple de algunos instrumentos de la política, el problema del financiamiento adquiere trascendencia. Algunos ejemplos de este tipo de instrumentos son: la integración energética que contempla varios objetivos del desarrollo sustentable; **la energización rural con apropiada participación de energías renovables**; y el uso adecuado de impuestos, para aumentar la eficiencia

energética, reducir emisiones y recaudar ingresos para el Estado sin tener necesariamente un efecto social negativo.

De esta manera, se concluye que la elaboración de las políticas desde una perspectiva de sustentabilidad debe nutrirse de las realidades locales o regionales. El enfoque adoptado para la formulación de políticas debe plantearse en términos de la mejora del espacio vital de las personas. Este espacio está determinado por los estilos de consumo, producción y distribuciones locales.

1.2.3 Enfoques y herramientas en el proceso de formulación de políticas energéticas

La política energética constituye una especificación sectorial de la política socio-económica que establece las líneas estratégicas⁴, marco para su formulación. Teniendo presente este proyecto de política global, la formulación de la política energética debe apoyarse en un diagnóstico de la situación del sistema energético como punto de partida. El enfoque que proporciona el proyecto global de la política socioeconómica resulta necesario para orientar el análisis de diagnóstico.

a. Diagnóstico y análisis

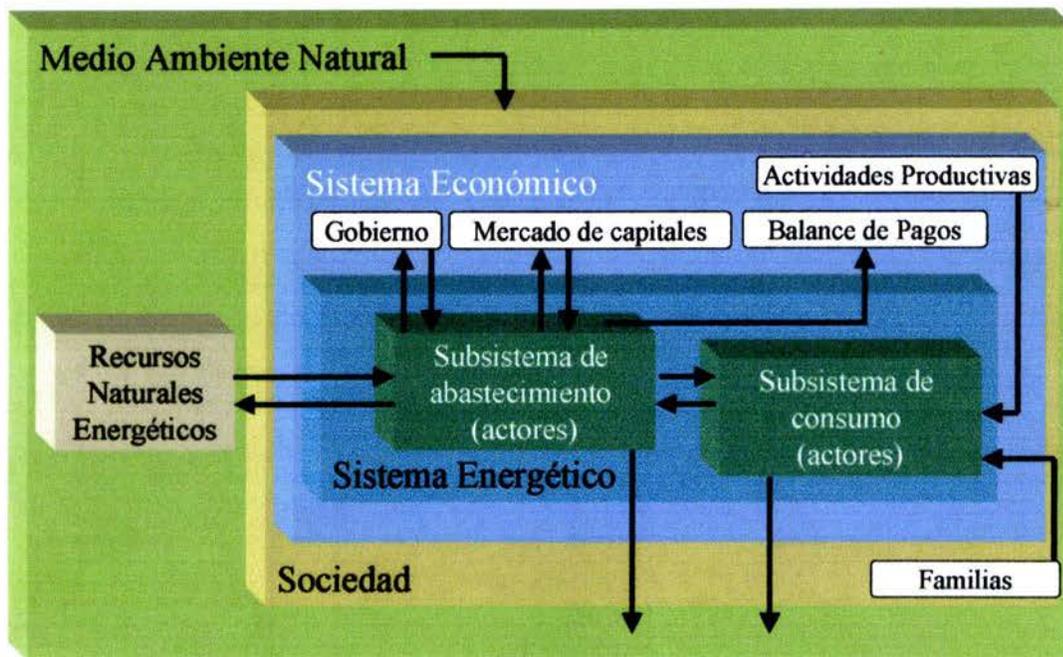
Se debe fundamentar la realización del diagnóstico en un enfoque sistémico. Es decir, que debe prestar especial atención a las interacciones del sistema energético con la economía, la sociedad y el medio ambiente.

El análisis de la situación debe apuntar esencialmente a la identificación de los problemas, como por ejemplo:

- El sistema de abastecimiento energético
- La estructura y funcionamiento de los mercados
- El ámbito del consumo

Por otra parte, el diagnóstico debe tener simultáneamente un carácter sincrónico y diacrónico; es decir, un análisis transversal de la estructura y el funcionamiento del sistema energético y un estudio de la evolución de dicho sistema, para poner en evidencia las características de su dinámica, las tendencias pasadas y los indicios de cambios. Es claro que en esos dos tipos de análisis debe incluirse la consideración de todas las interacciones relevantes entre el sistema energético y los sistemas económico, social y ambiental, tal como se expresa en la Gráfica 1.1

⁴ Proceso que supone recorrer un conjunto de etapas, es avanzar progresivamente en las direcciones señaladas por los objetivos que se han definido como prioritarios.



Grafica 1.1 Diagnóstico Energético: conjunto de interacciones relevantes

Fuente: Energía y Desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de Políticas Energéticas.

b. Planeación energética

Las prácticas de planificación respondieron en el pasado a un enfoque predominantemente normativo, no existía un seguimiento y control del cumplimiento de las acciones contenidas en el plan o un análisis de las razones de los distanciamientos que pudieron verificarse. En la mayor parte de los casos se trata de una planificación subsectorial. El sector eléctrico es el que tiene una mayor tradición de planificación; esta planificación se concreta mediante el uso de modelos de optimización, que utilizaban una función objetivo escalar de mínimo costo. En muy pocos casos se ha observado el uso del enfoque multiobjetivo.

Resulta más apropiado concebir a la planeación energética como un proceso permanente, de carácter sistémico y sobre la base de un enfoque multiobjetivo. Por otra parte, teniendo en cuenta que casi siempre el planificador se enfrenta a situaciones de poder compartido, ese proceso debe incluir la construcción de viabilidad⁵. Aún cuando, la descentralización del proceso de decisiones de inversión es de manera casi completa en muchos países, y

⁵ Grado de coherencia que guardan los instrumentos con los objetivos de la política energética. Desde el punto de vista conceptual, esto implica la identificación de funciones de impacto, para los actores más relevantes con relación a los instrumentos propuestos.

los instrumentos⁶ de la política energética que le restan al Estado son de carácter inductivo o de promoción⁷. Debido a que, en la medida en que la racionalidad de los actores esté guiada por finalidades de garantía, esos instrumentos del Estado deben lograr que los proyectos contenidos en ese tipo de planes resulten atractivos desde esa perspectiva.

Aunque la planificación tenga un carácter referencial o indicativo, ella concebida como un proceso que responde a una visión sistémica del sector energético, puede ser una herramienta útil para elaborar las estrategias de política.

c. Formulación por objetivos

La idea central de la formulación por objetivos es la identificación, primero, de los objetivos específicos que contribuyan a la realización de un objetivo superior y, segundo, de las acciones política energética más adecuada para el logro de ellos. La transformación de los problemas en objetivos específicos exige el análisis de las condiciones externas y su posible evolución. Una vez analizado el entorno, se le asigna a cada objetivo específico un conjunto de resultados tangibles a perseguirse en un periodo dado. Dichos resultados se expresan mediante indicadores típicos, siempre y cuando sea posible y pertinente hacerlo.

1.3 POLÍTICA ENERGÉTICA DE COLOMBIA

Bajo estos lineamientos se expone a continuación el diagnóstico, análisis, planeación y la formulación de los objetivos planteados en la Política Energética Colombiana para la ejecución de proyecto con energías renovables en las Zonas No interconectadas (ZNI) de Colombia. Adicionalmente, se presenta el procedimiento para el registro y seguimiento que se les da a los proyectos a ejecutar y las estrategias financieras para su realización.

1.3.1 Diagnóstico y análisis para las Zonas No Interconectadas

La Constitución Política Nacional consagra que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional y que al municipio como entidad fundamental de la división política – administrativa del Estado le corresponde prestar los servicios públicos que preste la ley. En tal sentido el Estado Colombiano debe actuar como garante del cumplimiento de esta función.

⁶ Acciones para alcanzar los objetivos planteados en la política energética, los cuales le permiten concretar la intervención pública en el sistema (impuestos o subsidios en los precios de la energía, disponibilidad de información y campañas de difusión o concientización).

⁷ En el caso de los países donde el Estado se ha relegado de sus funciones empresariales y se ha dado preeminencia a los mecanismos del mercado, se debe incluir la mayor parte de los instrumentos de política energética dentro de esta categoría.

En este sentido, en 1995 se publicó el primer Plan de Energización para las Zonas No Interconectadas (PEZNI) y aunque no existen informes respecto a la ejecución de este plan, el resultado concreto de este se refiere a los términos de referencia para adelantar un estudio de planeación de las ZNI. En él se plantea la necesidad de planeación y la identificación del potencial energético de las fuentes hídricas y las fuentes alternas de energía. Los puntos de estudio eran los siguientes:

- Diagnóstico energético de las localidades que comprenden el estudio
- Análisis institucional del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL)
- Identificación de recursos energéticos convencionales y alternativos.
- Diseño de sistemas de información de las zonas de estudio
- Proyecciones de demanda de la zona de influencia
- Capacitación planeación con fuentes alternas de energía
- Plan de expansión y proyectos a ejecutar, plan de inversiones y el esquema de tarifas para la zona de estudio.

En el decreto 1140 de 1999, se transformo al Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) con actividades comerciales desde 1992, en el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), instituto promotor de proyectos que aporta recursos bajo el esquema de concesión.

En noviembre de 1999, se inicia el estudio “*Establecimiento de un plan estructural institucional y financiero que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas, con participación de las comunidades y el sector privado*”, elaborado por AENE Consultoría S.A. de Colombia y el consorcio Hagler Bailly Servicios. En este se estima un costo del programa en US\$170 millones, y busca adicionar 80MW de potencia a los 100MW instalados. En la siguiente Tabla 1.3 se enuncian las fuentes de financiamiento propuestas para la recaudación de recursos para desarrollar el programa.

Tabla 1.3 Procedencia de los Recursos para las ZNI

Concepto	Millones de US\$
Recursos propios del IPSE:	34.6
Recuperación de Cartera	22.6
Enajenación de activos	12.0
Recursos de Regalías ZNI	49.9
Aportes	85.5
Nación	74.0
Entidades Regionales	4.0
Sector Privado – Comunidades	7.5
Total	170.0

Fuente: B. J. Ruiz-Mendoza. Las energías alternativas en la política energética colombiana, análisis y perspectivas. Universidad Nacional de Colombia. 2002.

Para el 2000 el Gobierno Nacional Colombiano apoya la reforma del uso de los recursos principalmente en actividades que permita que:

- Se ejecuten proyectos completos y no porcentajes de ellos como sucede continuamente.
- Se reduzca el potencial de corrupción en la compra de los materiales, repuestos y de contratos de construcción, ya que bajo ese esquema de concesión, lo que se compran son los kW producidos y no las unidades construidas.
- Se multipliquen los recursos disponibles, ya que los proyectos se construyen en su totalidad en los primeros años, y el ICEL aporta los recursos en un plazo de 15 a 20 años, y en la proporción en que no es viable la prestación del servicio.
- **Y permite que el ICEL busque nuevos esquemas y alternativas sostenibles de suministro de energía en las Zonas no Interconectadas.**

El 5 de Octubre de 2001 se expide la Ley 697 de 2001: *Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energía y se dictan otras disposiciones* presentada en el Anexo 1.

En razón de la debilidad administrativa y de gestión de los municipios pertenecientes a las ZNI, el Estado Colombiano creó una estructura que dependerá directamente del Ministerio de Minas y Energía, División Energía (Unidad ejecutora de la política nacional para las ZNI), integrada por:

- a) La Unidad de Apoyo a la Gestión Energética de las ZNI, UDAGER: Ente eminentemente técnico que se encarga de promover las **soluciones energéticas sustentables**.
- b) La Oficina de Apoyo Financiero para las ZNI: ente que administra los recursos financieros.

Siendo estas entidades las encargadas de realizar los estudios para la selección de los proyectos ha ejecutar dentro de los recursos presupuestales disponibles.

1.3.2 Planeación y formulación de objetivos

La Política energética Colombiana 2003 – 2020 definió dentro de sus objetivos generales favorecer el desarrollo regional y/o local mediante la vinculación de las comunidades en sus orientaciones generales con la:

- Utilización de fuentes puntuales.
- Extensión de redes energéticas hacia zonas no conectadas
- Abastecimiento de energía a zonas aisladas

De lo anterior, se determinó que el abastecimiento de energía a zonas aisladas se satisfacía mediante las siguientes acciones:

- Redefinir las condiciones de acceso al servicio de energía bajo una óptica de desarrollo regional, incorporando **factores infraestructurales, ambientales, económicos, sociales e institucionales**.

- Las soluciones energéticas deben identificarse en el marco de los planes de desarrollo regional o local y deben ser analizadas y priorizadas con participación de la comunidad.
- Además de la sustentabilidad técnica y financiera de las soluciones planteadas, es necesario considerar su sustentabilidad económica e institucional. En este sentido, se requieren que la política pública considere:
 - Seleccionar inversiones en el marco de los planes de ordenamiento territorial.
 - Estimular la generación de valor agregado y el empleo en la región o localidad.
 - Diseñar esquemas de financiamiento especializados para el desarrollo rural integral.
 - Diseñar esquemas institucionales que aprovechen la complementariedad de la prestación de los servicios públicos.
- **Las soluciones deben considerar primordialmente la participación de las fuentes locales y las demandas potenciales derivadas de proyectos de desarrollo.**
- Para cubrir los costos de inversión inicial, se deben diseñar mecanismos financieros especializados.
- Diseñar adecuadamente las instituciones que van a manejar la prestación del servicio de energía, como las empresas de servicios públicos integrados, y prestarles asesoría técnica.

1.3.4 Procedimiento para el registro de proyectos

Teniendo en cuenta que el desarrollo de proyectos de generación está permitido a diversos actores tanto públicos como privados, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)⁸ ha establecido un registro informativo de los proyectos del plan de expansión a ser ejecutados por los diferentes agentes promotores. El registro de proyectos [102] es de carácter informativo y consta de tres fases de acuerdo con el estado de avance del proyecto. Las fases están definidas así:

Fase 1: Un proyecto se considera en la primera fase cuando está inscrito ante el Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional correspondiente y la entidad promotora cuenta con estudios preliminares.

Fase 2: Un proyecto se considera en la segunda fase cuando la entidad promotora haya finalizado los estudios de factibilidad.

Fase 3: Un proyecto se considera en la tercera fase cuando la entidad promotora esté lista para iniciar la construcción del proyecto.

⁸ El UPME es una Unidad Administrativa Especial de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia, dotada de Personería Jurídica, patrimonio propio y autonomía presupuestal, creada por el Decreto 2119 de 1992, posteriormente regulada por las leyes 142 y 143 del 11 de julio de 1994 y reglamentada por el Decreto No. 28 del 10 de enero de 1995.

El agente promotor deberá suministrar la información solicitada en un formulario entregado por la UPME, el cual consta de un resumen de características y anexos de información técnica que dependen del tipo de proyecto. Cada fase tiene un conjunto de requisitos para proyectos hidroeléctricos que se describen a continuación:

Fase I:

- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio.
- Constancia de finalización de estudios de prefactibilidad.
- Copia de la inscripción del proyecto ante el Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva.
- Datos técnicos del proyecto.

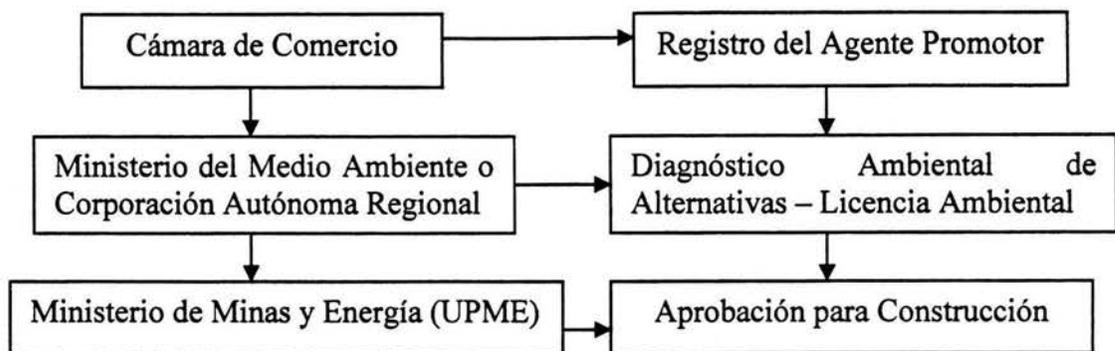
Fase II:

- Constancia de finalización de estudios de factibilidad.
- Certificado de la aprobación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (D.A.A.) por parte del Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva
- Información respecto a posible esquema financiero.
- Información respecto a posible esquema empresarial.
- Información respecto a opciones de compra de terrenos.
- Solicitud de conexión a la red hecha al transportador respectivo (diligenciada y radicada).

Fase III:

- Licencia Ambiental expedida.
- Cronograma de ejecución del proyecto.
- Esquema financiero definitivo.
- Esquema empresarial definitivo.
- Contratos de venta de energía firmados (a menos que se pretenda vender la energía en la bolsa).
- Aprobación de conexión a la red.
- Diseño terminado.

A continuación se muestra un esquema de las instancias involucradas en la aprobación de los proyectos en las diferentes fases de avance, así como los documentos que expide cada entidad.



Se presenta en la Tabla 1.4 la información correspondiente a la cartera actual de proyectos de generación registrados y publicados por la UPME para pequeñas y medianas centrales hidroeléctrica, con una capacidad total de generación 569.8MW.

Tabla 1.4 Portafolio de Proyectos Hidroeléctricos Registrados a 2002

<i>Proyecto</i>	<i>Capacidad (MW)</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Localización</i>	<i>Posible fecha de entrega</i>	<i>Promotor</i>	<i>Fase</i>
Montañitas	24.5	Turbina Pelton	Antioquía	Sin confirmar	GENERADORA UNION S.A.	2
Cañaveral	68	Turbina Pelton	Antioquía	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Antioquía	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Central del Río Palo	35	Turbina Francis	Cauca	Sin confirmar	CIA. DE ELECTRIC. DE TULUA	1
Alenjandría	16.3	Sin información	Antioquía	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Aures	24.9	Turbina Pelton	Antioquía	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Caracoli	14.6	Turbina Pelton	Antioquía	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Cocorná	29.7	Sin información	Antioquía	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Río Frío	8.5	Turbina Pelton	Antioquía	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Santa Rita (Rehabilitación)	1	Turbina Pelton	Antioquía	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Cucuana	88	Turbina Francis	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA	1
Río Amoya	78	Turbina Pelton	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNION S.A.	1
Coello 1,2,3	3.75	Turbina Kaplan	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
La Herradura	19.9	Turbina Pelton	Antioquía	Abil 2004	EEPPM	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Antioquía	Sin confirmar	GENERADORA UNION S.A.	1
La Planta	3	Turbina Axial Cat.	Antioquía	Sin confirmar	EMPRESA Unipersonal Carlos Fernanadez	1
Río Ambeima	45	Turbina Pelton	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNION S.A.	1
La Vuelta	11.7	Turbina Pelton	Antioquía	Dic. 2003	EEPPM	1

Fuente: Plan de Expansión Preliminar de Generación y Transmisión 2002-2011. UPME.

En las Tablas 1.5 y 1.6 se presenta el portafolio de proyectos de inversión en infraestructura eléctrica para las Zonas No Interconectadas con generación hidroeléctrica y con pequeñas centrales fotovoltaicas, como propuesta de la estrategia política establecida por el Gobierno Colombiano con el objeto de cumplir con las disposiciones del Plan Energético Nacional.

Tabla 1.5 Portafolio de proyectos hidroeléctricos en las ZNI a marzo de 2001

<i>Tipo de Proyecto</i>	<i>Nombre de Proyecto</i>	<i>Ubicación</i>	<i>KUS\$ de 2001</i>	<i>Descripción</i>
Generación Hidroeléctrica 8MW	PCH La Vuelta	Chocó	394.0	Repontencia y puesta en operación de la PCH
Generación Hidroeléctrica 16MW	PCH Guapi	Cauca	26650.0	Beneficia a 4 municipios, aprox, 95000 habitantes
Generación Hidroeléctrica 8.8MW	PCH Timbiquí 1	Cauca	20151.5	Plan Costa Pacífica
Generación Termoeléctrica 1.4MW	Generación residuos industriales	Nariño	9956.4	El costo inicial MUS\$ 8.8 a precio de 1996
Generación Hidroeléctrica 2.1MW	Pto. Inírida	Guanía	11342.6	Suministra el servicio al municipio de Puerto Inírida
Generación Hidroeléctrica	Pto. Leguízamo 450kW	Putumayo	3843.8	Suministra el servicio al municipio de Puerto Leguízamo
Generación Hidroeléctrica	PCH de Colón 50kW	Putumayo	102.3	Rehabilitación de la PCH de Colón
Generación Hidroeléctrica	PCH San Francisco 150kW	Putumayo	463.1	Rehabilitación de la PCH de San Francisco

Fuente: Documento CONPES 3108 de 2001

Tabla 1.6 Portafolio de proyectos de Pequeñas Centrales Fotovoltaicas en las ZNI a marzo de 2001

<i>PROYECTOS</i>	<i>Puerto Colombia</i>	<i>Puerto Palermo</i>
Departamento	Guainía	Guaviare
Localidad	Pto Colombia	Pto Palermo
Población (hab)	120	140
Número de usuarios	16	20
Capacidad (W)	pd	pd
Temperatura ambiente prom (°C)	25,8	28,5
Altitud (msnm)	---	
Radiación diario promedio anual (kWh/m ²)	4,5	4,5
Brillo solar (HR/año)	3.000	
Estado actual del proyecto	Ej 1996	Ej 1996
Costo probable construcción (US\$)	23.529,41	29.411,76
Costo unitario (US\$/kW)	pd	pd
Período de construcción meses	pd	pd

Fuente: Ministerio de Minas y Energía (MME)

Convenciones: pd(por definir).

De la Tabla 1.4 se evidencia que los proyectos que se han realizado y promovido en las Zonas no Interconectadas son principalmente hidroeléctricos, debido a la disponibilidad del recurso energético y a la confiabilidad de la tecnología. En las Tablas 1.5 y 1.6 se presentan proyectos para regiones aisladas, que no se han realizado o que están fuera de operación por diversas razones, entre ellas las dificultades en el acceso, la falta de recursos económicos y humanos para su ejecución.

1.3.3 Estrategias financieras para el suministro eléctrico

Después de identificada la problemática en los estudios realizados por el gobierno colombiano se establecen estrategias financieras, institucionales y de regulación y control para mejorar la eficiencia de generación en las Zonas No Interconectadas.

En el artículo 81 de la Ley 633 del 2000, se estableció la contribución de un peso colombiano moneda corriente por cada kW hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista⁹, con destino al *Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las ZNI*¹⁰. Dicha contribución será pagada por los agentes generadores de energía con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2007, y se indexará anualmente con el Índice de Precios al Consumidor. Los recursos que provengan de este recaudo se destinarán a la financiación de planes, programas y proyectos de inversión para la construcción e instalación de la infraestructura eléctrica que permita la ampliación de la cobertura y la satisfacción de la demanda de energía en las ZNI.

Se estima que el total de este recaudo será del orden de US\$173 millones¹¹ (\$414.784 millones de pesos colombianos) durante la vigencia del cobro. Los recursos constituirán el Fondo de Apoyo Financiero para ejecutar el portafolio de proyectos de inversión de un costo estimado de US\$ 120 millones.

1.4 CONCLUSIONES

El uso de los recursos energéticos locales en las Zonas No Interconectadas no han sido el eje de las estrategias políticas aplicadas en las regiones, en parte por el desconocimiento de tecnologías requeridas para su aplicación, y en parte, porque se ha dependido de los subsidios a los combustibles para generación eléctrica. Sin embargo en la actualidad, la Política Energética Colombiana contempla tanto el uso de recursos locales, como la generación de proyectos dentro de esquemas de desarrollo sustentable y con mecanismos de financiamiento que permitan su terminación.

⁹ Correspondiente a los entes generadores Mayoristas del Sistema Interconectado Nacional en las diferentes regiones.

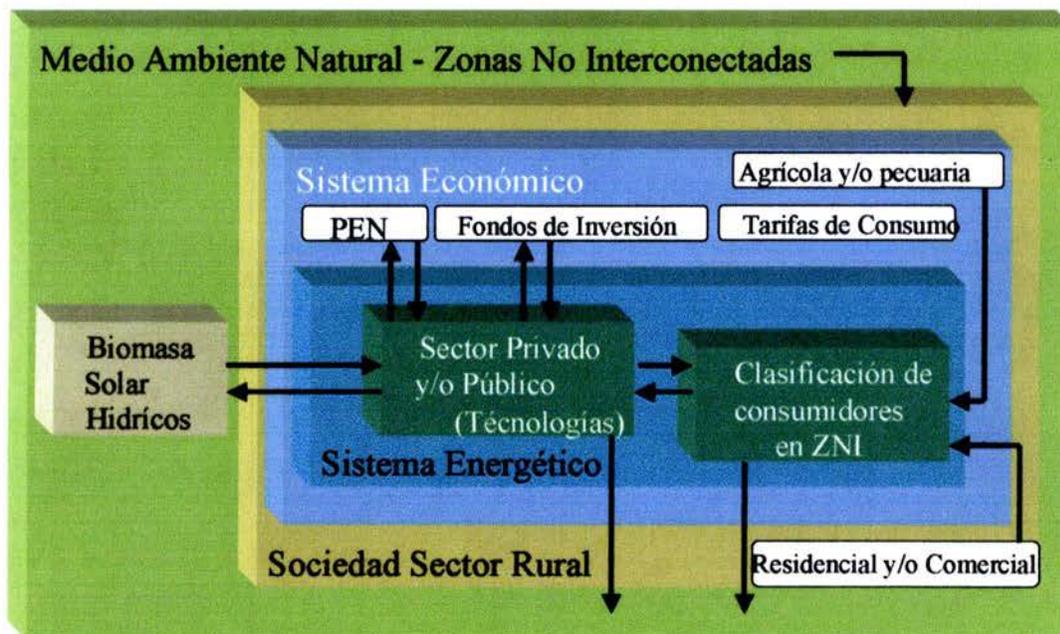
¹⁰ Creado por la Ley 697 de 2001 del Ministerio de Minas y Energía, Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías renovables y se dictan otras disposiciones.

¹¹ CONPES 3108 de 2001. Tasa de cambio de \$2450 pesos colombianos / US\$.

A partir del plan de inversiones en infraestructura eléctrica en las zonas no interconectadas, se ratifica la voluntad política para realizar los proyectos de generación eléctrica por parte del Estado Colombiano, dentro del marco del cumplimiento de los derechos individuales y del desarrollo sustentable de las regiones.

En la Gráfica 1.2 se ejemplifica el diagnóstico energético desarrollado para la energización de las ZNI, considerando sus principales sistemas y actores.

La identificación de los sistemas y actores para el suministro de energía eléctrica en las zonas no interconectadas contribuye a la selección los atributos y objetivos a cumplir por los proyectos a jerarquizar y seleccionar óptimamente a partir del modelo que se desarrollará en la presente tesis. El modelo contribuirá a que las interacciones de los sistemas económico, social, y ambiental se encuentren en equilibrio y en concordancia con las políticas establecidas para el desarrollo sustentable de las Zonas No Interconectadas.



Gráfica 1.2 Diagnóstico Energético de las Zonas no Interconectadas

Fuente: Desarrollo propio

Convenciones: PEN (Plan Energético Nacional)

CAPITULO 2. DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO EN ZNI

Teniendo en cuenta el marco de la XVIII Conferencia Latinoamericana de Electrificación Rural y el Plan de Expansión Preliminar de Generación y Transmisión 2002-2011 para Colombia, publicado por la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia, UPME, se presenta a continuación la situación actual de los recursos renovables de energía y aplicaciones en Colombia. Igualmente se presenta la descripción y la proyección de la demanda, las bases de diseño energético, las alternativas para el suministro para la prestación del servicio de energía eléctrica de las zonas no interconectadas, ZNI.

2.1 ESTADO DE LOS RECURSOS Y APLICACIONES ENERGÉTICAS

Colombia es un lugar privilegiado por encontrarse en la zona tórrida, en la confluencia de las placas tectónicas y en la región andina donde se trifurca la cordillera de los Andes. Estas condiciones la hacen rica en ecosistemas, especies biológicas, recurso hídrico con caídas aprovechables, recurso solar, eólico y geotérmico.

De acuerdo al diagnóstico reportado por la UPME, en la Tabla 2.1 se resume el conocimiento de los diferentes recursos de interés para el presente estudio así como algunas de las aplicaciones registradas a la actualidad, y se presentan en el Anexo 2, los mapas del potencial energético para todo el país donde se evidencia la disponibilidad del recurso. Para mayor conocimiento de los diseños e ingenierías desarrolladas en Colombia con energías renovables se consultó la base de datos de COLCIENCIAS y la Universidad Nacional de Colombia¹².

2.2 DESCRIPCIÓN DE LA DEMANDA

Forman parte de las ZNI áreas de 22 Departamentos, de los 32 pertenecientes al territorio colombiano. Allí se localizan 5 capitales del departamento (Leticia, San José del Guaviare, Mitú, Puerto Carreño y Puerto Inírida), 115 municipios, 46 cabeceras municipales, y más de 913 centros rurales de diferentes categorías (Sitios, caseríos, inspecciones de policía, corregimientos y poblados indígenas) como se observa en la Gráfica 2.1.

¹² <http://sky.net.co/energia/frame.htm>. Elaborada por Humberto Rodríguez y Fabio Gonzales.

Tabla 2.1 Diagnóstico del Estado de las Fuentes Renovables de Energía y sus Aplicaciones

Fuente	Conocimiento del Recurso		Aplicaciones
Sol	Se destaca por los niveles de radiación promedio anual diaria: la zona del Magdalena, Guajira y San Andrés y Providencia, con niveles de radiación entre 4 y 5 kWh/m ² día y la zona costera del Pacífico con las menores radiaciones inferiores a 3 kWh/m ² día.		Sistemas Fotovoltaicos. Colectores solares.
<ul style="list-style-type: none"> ● Biomasa Bagazo de Caña 	Mapas del recurso anual Estimativo Preliminar	Se estima una producción anual nacional cercana a los 7.5 millones de toneladas de bagazo, gran parte de la cual se emplea en actividades de producción de calor.	Calderas-cogeneración. Actualmente, la capacidad instalada que aprovecha el bagazo de caña se estima en 25MW.
<ul style="list-style-type: none"> ● Cascarilla de arroz 	Estimativo Preliminar	Con base en la producción total de arroz en el país existe un potencial teórico de producción de más de 457000ton/año. Es de destacar que en el país tres zonas son las de mayor dedicación al procesamiento de arroz: Los Santanderes, los Llanos Orientales y la Costa Atlántica.	Calderas para generación de calor.
<ul style="list-style-type: none"> ● Rellenos sanitarios 	Estudios Preliminares	El aprovechamiento de un relleno sanitario como el de Bogotá podría tener un potencial teórico de alrededor de 11GW-h/año	Ninguna
<ul style="list-style-type: none"> ● Biodigestores 	Estimativos	Estimativos del antiguo INEA, daban cuenta del aprovechamiento de residuos pecuarios, mediante sistemas de biodigestores para producción de biogás, puede aportar un equivalente energético de 57411 TJ/h-año.	Cocción, generación eléctrica, descontaminación de aguas.
<ul style="list-style-type: none"> ● Biomasa forestal 	Estudio de Prefactibilidad	La UPME también realizó a nivel de prefactibilidad un estudio que buscaba explotar las posibilidades de la biomasa forestal aprovechada en condiciones de sostenibilidad en la región de Calamar Guaviare, con resultados interesantes si se compara con los esquemas de suministro energético a Diesel.	Ninguna
Hidráulica	Mapa de caídas de caudales Estudios de reconocimiento	Se estima que el potencial total del país asciende a 50GW en proyectos de capacidades de 100MW y a 70GW si se consideran los proyectos de mediana y pequeña capacidad. Los costos instalados en Colombia oscilan entre 2000 y 20000 US\$/kW, desde los proyectos de elevado salto y capacidades mayores de 100 MW a proyectos de saltos reducidos (2 m) y pequeñas capacidades instaladas, de algunas decenas de kW's.	Generación eléctrica

Fuente: Plan de Expansión Preliminar de Generación y Transmisión 2002-2011. UPME.



Gráfica 2.1 Departamentos y Municipios de las Zonas No Interconectados

En las ZNI se encuentran alrededor de 1'524.304 habitantes¹³, 4% del territorio nacional, de las cuales el 12% residen en las ciudades capitales de departamento y cabeceras municipales, y un 88% en áreas rurales. La densidad promedio en esta zona es de 2hab/km², y se estima un consumo para subsistencia de 200 kWh/mes por usuario.

La demanda ha sido atendida con sistemas de generación diesel, existiendo una capacidad instalada de 72MW, y con pérdidas de generación y distribución en la mayoría de los sistemas de alrededor del 38%. El factor que ha tenido mayor incidencia en el costo de generación en las ZNI es el combustible. En algunos centros poblados el litro de diesel llega a costar hasta \$1US/litro. En promedio se paga a \$0.35US/litro.

Los altos costos del diesel, la gasolina y el gas fase líquido (GLP por sus siglas en inglés), se deben al transporte y restricciones de seguridad que existen para su mercadeo. De otro lado, la demanda de combustibles para uso en actividades ilícitas, el robo y las restricciones gubernamentales, en su conjunto, han generado un mercado negro y contrabando de combustibles. Incluso algunas veces los combustibles presentan características diferentes a las requeridas, lo cual aumenta el costo final de generación eléctrica y va en detrimento de la vida útil de los equipos.

¹³ Cálculo realizado con base en el Censo DANE 1997, Documentos de distribución de subsidios 1999 del ICEL, Identificación de las ZNI de la Costa Atlántica (AENE – Hagler Bailly)

2.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

A partir de la información recopilada y su extrapolación en las ZNI [2], la demanda actual de las ZNI se estimó en 98GWh/año, la cual se encuentra afectada principalmente por las restricciones de la oferta. La región Amazónica presenta una participación del 49% en la demanda total de las ZNI, aunque solo tiene el 38% de la población total. Se presenta en las Tablas 2.2 y 2.3 el estado actual para las diferentes regiones y centros poblados, y en la Tabla 2.4 la proyección para las regiones.

Tabla 2.2 La demanda actual usuario / región

REGIÓN	DEMANDA (kWh/año)
Amazonía	1302
Orinoquía	1203
Pacífica	632
Atlántica	508

Tabla 2.3 La demanda actual por usuario / tamaño centro poblado

CENTRO POBLADO	DEMANDA (kWh/año)
>500 hab.	1232
200<x<500 hab.	389
<200 hab.	363

Tabla 2.4 Crecimiento de los requerimientos de electricidad

REGIÓN	CRECIMIENTO MEDIO ANUAL (%) 2011
Amazonía	2.71
Orinoquía	9.78
Pacífica	4.06
Atlántica	6.51

2.4 BASES DE DISEÑO ENERGÉTICO

La energía eléctrica en las ZNI se usa en un 86% para consumo doméstico, 5% para uso institucional, 6% para uso comercial y tan solo un 3% para fines productivos. El consumo residencial, se da en iluminación, comunicaciones y recreación (principalmente radio y televisión). Aún así las cuantiosas inversiones y gastos realizados por el gobierno sólo sirven para suplir parte de la demanda, la cual es muy baja respecto a las de las zonas interconectadas, ZI.

El abastecimiento del servicio es del 74% en los centros poblados (390.512 habitantes) la cual podría ser cubierta por fuentes no convencionales, más apropiadas a las necesidades de los centros poblados más pequeños.

Se clasificaron los centros poblados por tipos¹⁴, de acuerdo con sus características energéticas, sociales y económicas, para establecer las condiciones mínimas de prestación del servicio y optimizar recursos y operatividad del potencial del servicio público, así:

- **Tipo I** o de electrificación plena (>500 habitantes): A este tipo se relacionaron 208 centros poblados (5 capitales y 43 cabeceras municipales). Cuenta con promedio con 9.7 horas de servicio por día y la demanda de energía es para el sector residencial, comercial e industrial. Requieren la prestación del servicio de energía eléctrica en condiciones de calidad similares a las del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Pertenecen a este tipo las poblaciones que tienen parte de su territorio cubierto por el SIN y pueden ampliar su cobertura en el corto o mediano plazo, como los departamentos del Chocó, Cauca, Nariño, Putumayo, Caquetá, Arauca y Casanare.
- **Tipo II** o de energización mínima (200 a 500 habitantes): Se relacionaron 455 centros poblados. Cuenta en promedio con 4.2 horas de servicio por día y demanda energía para uso residencial, principalmente. Por sus características geográficas son de difícil interconexión, aún en el largo plazo, integran este tipo algunas poblaciones del Guaviare, Guanía, Vichada, Vaupés y Amazonas.
- **Tipo III** o de preenergización (<200 habitantes): Se identificaron 311 centros poblados. Cuenta en promedio con 3.25 horas de servicio y demanda energía para uso residencial. Requieren del aprovisionamiento de energía para cubrir necesidades comunales, comunicación e iluminación, bajo sistemas de bajo costo de operación y mantenimiento, preferiblemente energías alternativas o fuentes no convencionales. Principalmente poblaciones del departamento del Vichada.

Finalmente se organiza a la población de las ZNI en 12 grupos dependiendo de las características de las bioregiones y la población, como se presenta en la Tabla 2.5.

¹⁴ Centros poblados de las ZNI, caracterización energética, tipos y agrupaciones. Documento ANC 375-24. UPME

Tabla 2.5 Grupos de Localidades en las Zonas No Interconectadas

<i>Grupo</i>	<i>Nombre</i>	<i>No. de localidades</i>	<i>Habitantes</i>		<i>Tipos</i>
			<i>Centros Poblados</i>	<i>Rural</i>	
1	Choco-Atrato	41	36344	45611	I y II
2	Litoral Pacífico – Choco	148	57673	132331	I y II
3	Litoral Pacífico – Nariño/Cauca	354	156180	107561	I y II
4	Ríos Meta y Casanare	36	21911	72104	I, II y III
5	Río Guaviare	43	38159	93557	II
6	Ríos Caqueta y Cagúan	38	17354	58705	I
7	Río Putumayo	16	12326	45525	I
8	Departamento del Amazonas	40	35580	14769	II y III
9	Departamento del Vaúpes	26	8647	16024	II y III
10	Departamento del Guainía	18	9945	13677	II y III
11	Departamento del Vichada	14	13181	22191	II y III
12	Localidades y municipios aislados	190	119781	375168	III
Total		964	527081	997223	

Fuente: Las energías alternativas en la política energética colombiana, análisis y perspectivas. Belizza Janet Ruiz Mendoza. Universidad Nacional de Colombia. 2002.

2.5 ALTERNATIVAS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Como resultado del análisis sobre posibilidades del suministro de energía eléctrica a los centros poblados de las ZNI por medio de la tecnologías convencionales y alternativas, se encontró que bajo las condiciones actuales en los centros poblados Tipo I y Tipo II la alternativa de mayor potencialidad para el suministro de energía eléctrica, es la relacionada con la generación que use como fuente de energía el diesel. Para los centros poblados de Tipo III y usuarios rurales, de uso individual o comunitario es factible la implementación de sistemas de energías alternativas.

Sin embargo, la energía para el suministro de cada centro poblado debe ser el resultado de un estudio cuidadoso de sus características particulares, de los recursos naturales, energéticos y del apoyo a que tenga acceso la localidad y/o el prestador del servicio (Mecanismo de Desarrollo Limpio - MDL¹⁵, Cofinanciación, Créditos Blandos, Donaciones, etc.)

¹⁵ MDL. Mecanismos de Desarrollo Limpio, cobros de tasa de fijación de CO₂ o reducción de emisiones por sustitución de combustibles, Ver FENERCA y el Protocolo de Kioto Capítulo 4 del presente documento.

2.6 COSTOS DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO

La Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG)¹⁶ en la resolución 82 de 1997 fijó los Costos máximos de Prestación del Servicio (CPS) bajo los cuales deben regirse los prestadores del servicio de energía eléctrica. Los costos se fijaron de esta manera porque los prestadores del servicio no enviaron la información solicitada por la CREG, para reglamentar la resolución 114.

Los costos máximos de prestación del servicio establecidos por la CREG, regirán para cualquier persona que preste el servicio de electricidad a usuarios finales en el área que corresponde a cada uno de los departamentos indicados. El trabajo realizado por la CREG, tomó como único criterio que el servicio de energía eléctrica se prestaba por generación térmica, es decir, utilizando plantas diesel, la cuál es un parámetro muy general para evaluar y seleccionar proyectos de electrificación rural en las ZNI. Además debe observarse que no se presenta una diferenciación de tarifas de acuerdo al uso (residencial, industrial, comercial y para servicios públicos), a pesar de que debería tenerse por cuestiones de equidad y técnicas. Los costos se muestran en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6 Costos de prestación de servicios para los usuarios en ZNI, Diciembre de 1996

DEPARTAMENTO	CPSo (US\$/kWh)
AMAZONAS	0.09
ANTIOQUIA	0.09
ARAUCA	0.09
CAQUETÁ	0.09
CASANARE	0.09
CAUCA	0.09
CHOCO	0.11
GUAINÍA	0.06
GUAVIARE	0.09
META	0.09
NARIÑO	0.09
PUTUMAYO	0.07
VAUPÈS	0.15
VICHADA	0.09

Fuente: Resolución CREG 082 de abril 29 de 1997.

Convenciones: CPSo es el Costo Máximo de Prestación del Servicio, calculado en pesos colombianos por kWh del mes de diciembre de 1996, el cual resulta de la suma del Costo de generación (CGo) y el costo de distribución y comercialización (CDCo), y es transformado a dolares con el Tipo de Cambio 2600 pesos colombianos por dólar.

¹⁶ La Comisión de Regulación de Energía y Gas es una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía de Colombia creada por las Leyes 142 y 143 de 1994. La Comisión de Regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, y promover la competencia entre quienes presten servicios públicos.

2.7 CONCLUSIONES

Al realizar el análisis de las proyecciones de consumo para los diferentes grupos se identificó como los más críticos para el suministro de energía eléctrica a los siguientes:

- Grupo 2: Litoral Pacífico – Choco,
- Grupo 3: Litoral Pacífico – Nariño/Cauca y al
- Grupo 12: Localidades y municipios aislados

Esta clasificación se realizó con base en el número de habitantes y al crecimiento de sus requerimientos para el 2011, como se ilustra en la Tabla 2.7 y 2.8, en donde se identifica que 692 localidades correspondientes al 61% del total, se presentan en estos grupos. Además el 64% de los habitantes en los centros poblados y el 43% de los habitantes en zonas rurales, se encuentran distribuidos en los grupos identificados como críticos. Considerando el crecimiento medio anual de los requerimientos energéticos, estos grupos se verían fuertemente afectado su desarrollo si no son atendidas.

Tabla 2.7. Porcentajes de los grupos 2, 3 y 12

Grupo	Nombre	% localidades	% Habitantes		Tipos
			Centros Poblados	Rural	
2	Litoral Pacífico – Choco	12%	11%	13%	I y II
3	Litoral Pacífico – Nariño/Cauca	17%	30%	17%	I y II
12	Localidades y municipios aislados	32%	23%	13%	III
Total		692 localidades	333634 hab.	615060 hab.	

Fuente: Cálculos propios

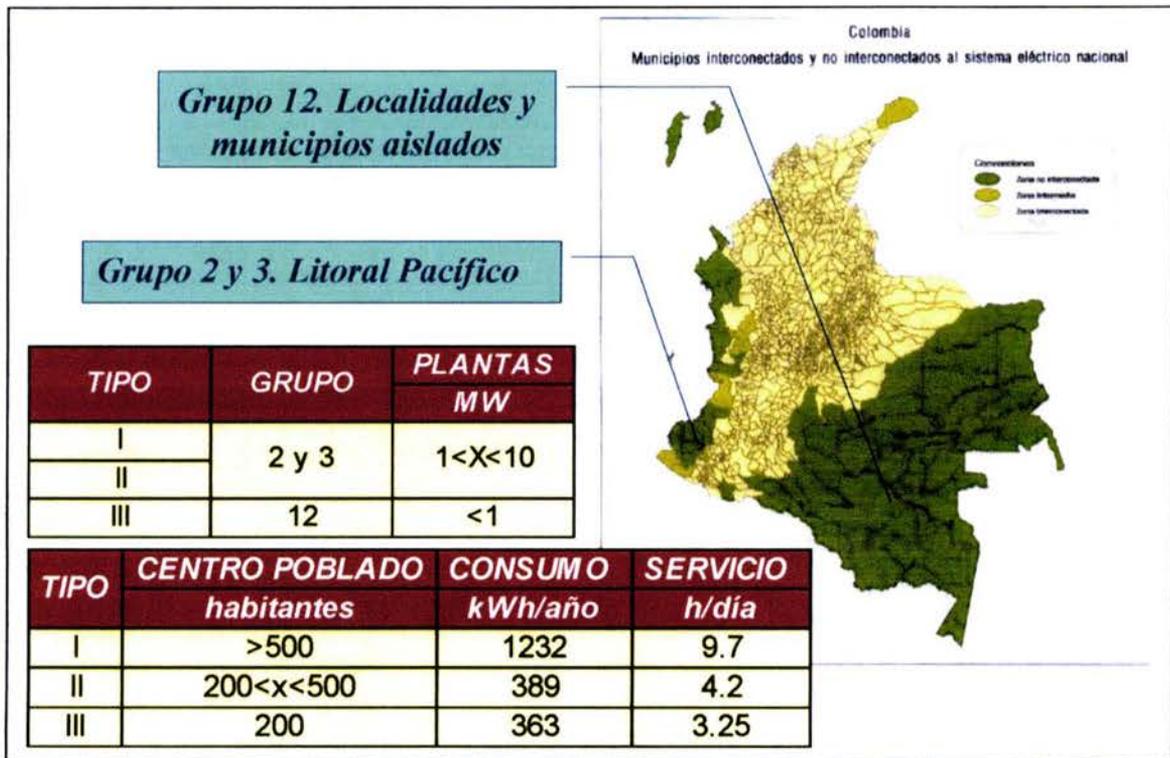
Tabla 2.8. Crecimiento de los requerimientos al 2011 de los grupos 2, 3 y 12

Grupo	Nombre	Tipos	Crecimiento medio anual de los requerimientos de energía a 2011 (%)
2	Litoral Pacífico – Choco	I y II	4.06
3	Litoral Pacífico – Nariño/Cauca	I y II	4.06
12	Localidades y municipios aislados	III	5.7 Promedio

Fuente: Cálculos propios

Al localizar en los mapas energéticos los grupos 12, 3 y 2, se identifica que los requerimientos de energía eléctrica pueden ser suministrados por fuentes alternas de energía como la solar, hídrica o biomasa. Sin embargo, la tecnología para el suministro de energía eléctrica debe ser el resultado de un estudio de la potencialidad de los recursos energéticos de la localidad y de la caracterización de la demanda. Se deben considerar

esquemas de energización proyectados mínimo al 2011 con características como las que se identifican en el Gráfica 2.2.



Gráfica 2.2. Características de energización para los grupos críticos

Teniendo en cuenta lo anterior, se deben seleccionar tecnologías factibles para el aprovechamiento de las fuentes locales con rangos de electrificación de acuerdo a las características de consumo de las poblaciones definidas por el número de habitantes y hábitos de consumo, considerando capacidades entre 1MW y 10MW para los grupos definidos como críticos.

CAPITULO 3. ESTADO DEL ARTE TECNOLÓGICO

En este capítulo se describen las tecnologías aplicables a la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables para las zonas no interconectadas de Colombia identificadas en el capítulo anterior. Las fuentes renovables que se consideran en el estudio son la biomasa, la energía solar especialmente la energía fotovoltaica, y la energía hidráulica a pequeña escala, dado al censo de los recursos en las zonas para la electrificación y a los rangos de generación requeridos para satisfacer las características de las demandas establecidas en las bases de diseño energético.

3.1 BIOMASA

La biomasa sigue siendo la fuente de energía renovable más importante por su amplia disponibilidad, sus diversos usos y sus posibilidades aún no aprovechadas. Los avances tecnológicos de los últimos decenios han dado origen a nuevas formas eficientes de utilización de biomasa. La biomasa ya no es tan solo un combustible tradicional; por el contrario, puede considerarse una fuente alterna de interés tanto para los países en desarrollo como para los industrializados, no solo por las nuevas tecnologías de aprovechamiento para mayor número de aplicaciones, sino también porque es una de las opciones factibles para mitigar el impacto de las emisiones de los gases de invernadero producidos por los combustibles fósiles.

3.1.1 Fundamentos

La biomasa, en un sentido amplio, es cualquier tipo materia orgánica cuyo origen inmediato es una fuente vegetal o una fuente animal, como consecuencia de un proceso biológico. La biomasa vegetal comprende toda la materia vegetal originada por el proceso de fotosíntesis y procesos metabólicos de los diferentes organismos.

La biomasa por su condición de materia orgánica contiene carbono, por lo que puede utilizarse directamente como combustible, o ser transformada en otros energéticos mediante procesos biológicos (aeróbicos y anaeróbicos) y termoquímicos. Los métodos para la extracción de la energía de la biomasa pueden clasificarse según su complejidad en:

- Térmicos como la combustión directa de la materia orgánica, o combustión después de un proceso básico de selección, clasificación, compresión y/o secado con aire.
- Termoquímicos como la gasificación, licuefacción y pirolisis.
- Biológicos como la biometanación y fermentación alcohólica.

En la actualidad, la estructura de los sistemas factibles desarrollados para la obtención de diversas formas de bioenergía entre ellas la bioelectricidad puede sintetizarse como se

ilustra en la Tabla 3.1, en donde de acuerdo al tipo de biomasa se presentan las respectivas tecnologías técnicamente maduras y sus principales inconvenientes [37].

Tabla 3.1 Estructura actual de los sistemas para generación de bioenergía

Vector de Energía	Tipo de Biomasa	Tecnologías de conversión	Principales Inconvenientes
Bioelectricidad	Madera Combustible	Combustión	Logística para la carga
	Residuos de Madera	Combustión	Costos de la Carga
	Residuos Agrícolas	Gasificación	Adaptabilidad para nuevos tipos de biomasa
	Residuos Municipales y otros	Digestión Anaerobia Uso de gas de rellenos	Perfeccionamiento de la tecnología

Fuente: The Future For Renewable Energy 2. Prospects and Directions. UK. 2002.

Teniendo en cuenta el objetivo del presente estudio, se analizarán a continuación las tecnologías aplicables a la generación eléctrica en las poblaciones no interconectadas colombianas, con sus respectivos tipos de biomasa.

3.1.2 Tipos de biomasa

Los combustibles biomásicos aptos para la generación de electricidad en las zonas no interconectadas de Colombia son muchos y muy diversos. Cada uno de ellos posee propiedades fisicoquímicas específicas que los caracterizan y requieren soluciones tecnológicas particulares para su uso eficiente y confiable. En Colombia se cuentan con estimaciones del potencial del recurso biomásico particular relacionado siempre con la utilización de una tecnología que lo aprovecha. Los recursos biomásicos pueden clasificarse como cultivos energéticos y como subproductos derivados.

a. Cultivos energéticos

Denominamos en esta categoría a aquellos combustibles que son derivados de plantaciones y/o cultivos cuyo principal objetivo es la producción de biomasa con fines energéticos. Es el caso de la leñomasa, donde se han intensificado la investigación, desarrollo e implantación de sistemas para la obtención de energía eléctrica, a través de cultivos forestales planificados de ciclos cortos (cinco o siete años) y el aprovechamiento sostenible de bosques nativos que se cosechan de manera tal que se permite su regeneración¹⁷.

Sobre la base de los parámetros energéticos de la madera colombiana de la zona del Guaviaré, se calcula que se requerirían cerca de 24 toneladas de madera/día para generar

¹⁷ Es el caso particular del Brasil presentado en el trabajo: Políticas públicas para la difusión de las Nuevas Energías Renovables en Brasil. Juan José Verdesio. 2003.

1MW. Por ejemplo, una central de 25MW consumiría alrededor de 220.000 toneladas de madera/año. El área requerida para abastecer continua y permanentemente de biomasa a una planta térmica oscila entre 2.3 y 2.5 km² por MW instalado. En el caso de la planta de 25 MW, se requieren 6.300 hás (63km²) [100].

b. Subproductos derivados

Los subproductos derivados son residuos que se pueden clasificar de la siguiente manera:

1. Forestales:

- a. Derivados de la industrialización de la madera principalmente aserrín y otros.
- b. Leña propiamente dicha.
- c. Derivados de las operaciones silviculturales, en donde, en una misma área física se permite múltiples rentas productivas que se complementan y mejoran la productividad y el ingreso de los cultivos forestales.

2. Agroindustriales:

Combustibles sólidos derivados de las operaciones de transformación y procesamiento de materias primas agrícolas, tales como bagazo, cascarilla de arroz, entre otros.

3. Agrícolas:

Derivados de cultivos agrícolas en general, tales como paja, rastrojos, entre otros.

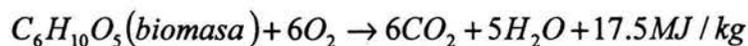
3.1.3 Tecnologías de conversión de la biomasa

Para generar energía utilizando biomasa se necesita que dos sistemas de diferentes características trabajen conjuntamente. Estos son: un sistema de suministro que produce, recolecta y selecciona el combustible (biomasa) y un sistema que transforma la biomasa para obtener energía motriz, eléctrica o calor. A continuación se describe las tecnologías que transforman el recurso.

a. Combustión directa

Generalidades: Específicamente, la leña, como tipo de biomasa, es el energético más empleado en las zonas rurales, principalmente para labores de suministro de calor en cocción y en algunas actividades productivas de baja eficiencia. En este caso, es importante anotar que el aprovechamiento indiscriminado, sin planificación y sin tecnificar de la biomasa, puede generar problemas ambientales como la deforestación, la contaminación por agroquímicos y el agotamiento del suelo.

La combustión es la quema de biomasa para producir calor, el cuál, puede ser usado tanto para el calentamiento o secado directamente, o indirectamente para producir vapor y mover una turbina. Esto puede ser representado por la reacción:



Estado tecnológico: La magnitud de la biomasa usada en los sistemas de generación, es considerablemente mayor que la usada para la cocción. Los procesos de combustión directa son altamente comerciales, y su constante desarrollo esta orientado a mejorar su eficiencia y la reducción de sus emisiones contaminantes. La eficiencia de los hornos en los países en desarrollo es normalmente baja, debido principalmente a la combustión incompleta, excesos de aire e ineficiencia en la transferencia de calor. Pocos datos se han reportado, pero eficiencias del 30 al 50% no son raros, comparados con un 80 a 85% en los países desarrollados.

Los sistemas de combustión directa varían considerablemente en su diseño y su eficiencia, dependiendo estos en gran medida del combustible seleccionado. La tecnología es muy similar a la usada para el carbón, con la ventaja de que no se presentan emisiones con contenidos de azufre y mercurio debido al proceso de formación de la biomasa. Dos tipos de hornos son utilizados comúnmente: con hogar fijo o en movimiento y de lecho fluidizado¹⁸. Su tipo de forma es muy común, variando desde hornos domésticos hasta hornos industriales de gran escala para 50MW.

A pequeña escala son equipos sencillos de operar y de fácil mantenimiento. Pueden ser construidos con materiales de las localidades, tales como arcilla, pedazos de metal y otros, aunque esto limite su eficiencia. Su principal ventaja es la habilidad para usar mezcla de diferentes tipos de biomasa y/o de combinar la biomasa con otros tipos de combustibles. En la Figura 3.1 se presenta el diagrama de proceso de la combustión directa acoplada a una turbina de vapor [54].

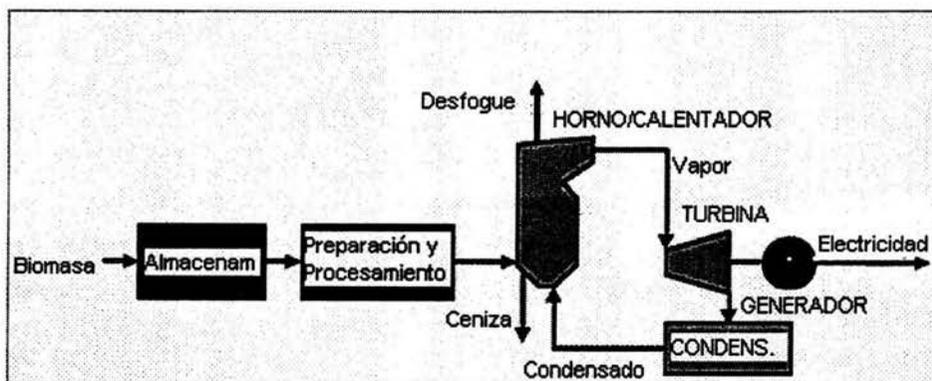


Figura 3.1 Diagrama de proceso de combustión directa

Estado económico: Pocas evaluaciones se han reportado respecto a la factibilidad económica para mejorar la eficiencia de la combustión de la biomasa en los países

¹⁸ Los sistemas de lecho fluidizado comienzan a ser atractivos en plantas de tamaño mayores a los 10 MW.

en desarrollo. Normalmente los costos del combustible biomásico es bajo, y su rentabilidad es dudosa si el equipo ha utilizar es importado [54].

b. Gasificación

Generalidades: La gasificación de la biomasa es el proceso de conversión a través de descomposición térmica de biomasa sólida a combustible gaseoso. La gasificación se realiza en presencia de calor y suministro limitado de aire (menor que el estequiométrico), dando como resultado la combustión incompleta de la carga alimentada. El resultado es gas combustible de bajo poder calorífico (3.8 a 5.6 MJ/m^3) comparado con el gas natural de alrededor de $34 - 38 \text{ MJ/m}^3$. La gasificación de la madera y de otros residuos ya ha sido desarrollada, en tanto la gasificación de biomasa herbácea esta en proceso. En el Figura 3.2 se muestra el diagrama de proceso de la gasificación [96].

El equipo de los sistemas de gasificación de la biomasa consiste de cuatro componentes principales:

- Preparación del combustible, manipulación y alimentación al sistema.
- Reactor de gasificación.
- Limpieza del gas, sistema de mezcla y enfriamiento.
- Sistema de conversión de energía.

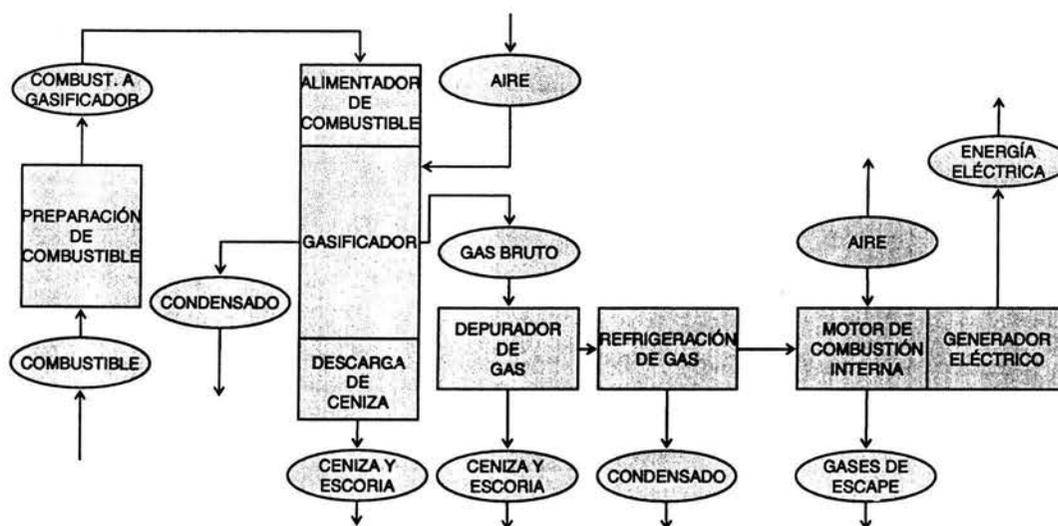


Figura 3.2. Diagrama de Proceso de la Gasificación de la Biomasa

Estado tecnológico [96]: Los recipientes o reactores usados para la conversión de combustibles biomásicos a combustibles gaseosos son llamados gasificadores.

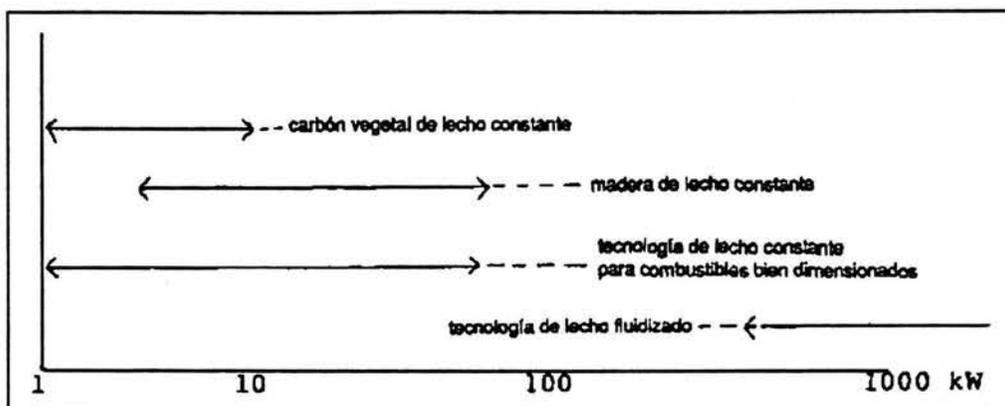
Estos gasificadores son usualmente caracterizados por el diseño de un lecho combustible y el método por el cual la biomasa es puesta en contacto con aire y calor para el proceso de gasificación. Se identifican principalmente tres tipos de lechos combustibles: lecho fijo, lecho fluidizado, y lecho retenido. El lecho fluidizado, como el lecho retenido, son más robustos y versátiles; poseen complejos diseños, construcciones y filosofías de operación, son más costosos y actualmente no se consideran apropiados para generación a pequeña escala en los países en desarrollo. Razón por la cual estos no son considerados en el presente estudio.

Los gasificadores de lecho fijo tienen diseños más sencillos, bajos costos de fabricación y fáciles de operar. Estos pueden ser clasificados de acuerdo a la dirección del combustible biomásico y el aire como agente gasificador. Los tipos más importantes son:

- Gasificador de corriente ascendente o tiro directo.
- Gasificador de corriente descendente o tiro invertido.
- Gasificador de tiro transversal.

Existen diferentes variaciones dentro de los cuatro tipos de gasificadores, la selección adecuada es más una función del tipo de combustible a gasificar y el uso final del gas producido. Por ejemplo, para la generación de energía a partir de biomasa sin acondicionar se selecciona el gasificador de tiro invertido o de corriente descendente debido a la habilidad de este para producir gas bajo en alquitrán. Para gasificación a altas temperatura se prefiere el transversal. En el Anexo 3 se pueden encontrar las características de los diferentes tipos de gasificadores de biomasa.

Biomasa tal como madera, residuos de madera, cascarilla de arroz y de coco son aptas para la gasificación y pueden ser alimentados sin mayor acondicionamiento como secado, molienda y clasificación. En la Tabla 3.2 se presenta las principales características de estos tipos de biomasa. Con el fin de asegurar una operación confiable y eficiente, la biomasa debe cumplir algunas especificaciones las cuales se presentan en la Tabla 3.3 con respecto a los tipos de gasificadores. Gran parte de los problemas operativos se han asociado a un inadecuado acondicionamiento de la carga a los gasificadores.



Gráfica 3.1. Gasificación de acuerdo a materia prima y capacidad

Fuente: El gas de madera como combustible para motores. Subdirección de Productos no Madereros y Energía. FAO, 1993. <http://www.fao.org/docrep/T0512s/t0512s00.htm>.

Tabla 3.2 Características típicas de la biomasa para gasificación

Biomasa	Contenido de Humedad (% húmedo)	Contenido de Ceniza (% seco)	Material Volátil (% seco)	Densidad del <i>Bulk</i> (kg/m ³)	HHV Promedio (MJ/kg seco)
Carbón	2-10	2-5	5-30	200-300	30
Madera	20-40	0.1-1.0	70-80	600-800	20
Cascarilla de Arroz	3-5	15-25	60	100	15
Cáscara de Coco	25	0.8	79	-	20

Fuente: R. V. Siemons. Biomass gasification. Past experiences and future prospects in developing countries. Advanced Technology Assessment System. New York. 1991.

Tabla 3.3 Requerimientos de combustible para diferentes tipos de gasificadores

Combustible	Tiro Directo (Madera)	Tiro Invertido (Madera)	Tiro Invertido (Cascarilla de Arroz)	Tiro Transversal (Carbón)
Tamaño (mm)	20-100			
Humedad (% seco)	<25	<60	<12	<7
Ceniza (% seco)	<6	<25	Aprox. 20	<6

Fuente: R. V. Siemons. Biomass gasification. Past experiences and future prospects in developing countries. Advanced Technology Assessment System. New York. 1991.

Las cenizas no constituyen un riesgo ambiental y pueden eliminarse de forma normal. El producto final es dióxido de carbono, monóxido de carbono y otros que potencialmente pueden contribuir al efecto invernadero.

Estado económico [96]: Se han generado diferentes estudios para la evaluación económica a pequeña escala, uno de los principales inconvenientes para la comercialización de esta tecnología es el costo de su contraparte, los derivados del

petróleo. Sin embargo, en regiones rurales donde los costos del transporte de estos derivados incrementan su costo total, esta tecnología se hace competitiva. (Ver costos numeral 3.1.5 Costos de Generación de Electricidad).

c. Digestión anaerobia

Generalidades: La digestión anaerobia es el término que se refiere rigurosamente a fermentaciones bacterianas anaerobias. En ellas, biopolímeros orgánicos complejos y otros productos orgánicos de desecho se descomponen produciendo, una mezcla de metano y bióxido de carbono en proporciones similares, o biogás [24].

Este proceso se compone de tres fases principales:

1. Hidrólisis: Las bacterias hidrolizan los polímeros y las convierten a través de la fermentación en ácidos orgánicos solubles.
2. Acidificación: Las bacterias causan una metabolización de los complejos ácidos orgánicos en acetatos (CH_3COOH), dihidrógenos (H_2) y carbodióxidos (CO_2).
3. Metanización a partir de las proteínas, hidratos de carbono y grasa, los aminoácidos, alcoholes y ácidos grasos que se formaron en las fases anteriores, en la última fase se forma el metano (CH_4), bióxido de carbono (CO_2) y amoníaco.

Durante el desarrollo del proceso, el material de fermentación se vuelve más líquido y se genera continuamente el gas. Para que el proceso tenga altos rendimientos y eficiencias adecuadas deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- Ausencia de aire en el tanque (digestor).
- Temperaturas medias mayores a 21°C (con menores temperaturas los tiempos de residencia tienen que ser mayores de 100 días).
- 30 días cuando la temperatura es alta ($26\text{-}28^\circ\text{C}$) para estiércol de animales.
- 45 días para residuos vegetales.

Los principales componentes del biogás son el metano y el bióxido de carbono. Aunque la composición del biogás varía de acuerdo a la biomasa utilizada, su composición aproximada se presenta a continuación:

Tabla 3.4 Composición Promedio del Biogás

Metano, CH_4	50 – 70% volumen
Dióxido de carbono, CO_2	20 – 40
Sulfuro de hidrógeno, H_2S	0.1 – 5
Nitrógeno, N_2	0.5 – 2
Hidrógeno, H_2	1 – 3
Trazas de monóxido de carbono, amoníaco, y oxígeno.	

Fuente: Diccionario de Biotecnología. Combs.

El metano principal componente del biogás, es el gas que le confiere las características combustibles del mismo. El valor energético del biogás por lo tanto estará determinado por la concentración de metano, alrededor de 20 – 25 MJ/m³.

La Tabla 3.5 proporciona los rendimientos de producción de gas para algunos materiales. En la práctica, el rendimiento de gas no puede exceder al 70% de los valores indicados.

Tabla 3.5 Rendimientos Teóricos de Gas para algunos materiales orgánicos.

Material	m ³ /kg de sólido seco
Estiércol	
Vacas	0.34
Cerdos	0.40
Aves	0.48
Humanos	0.40
Materia Vegetal	
Paja seca	0.17
Hierba	0.43
Residuos	0.3
Aguas Hervidas	0.40

Fuente: Boussaha, Mendis. Achieving the Energy Potential of Biomass in Developing Countries. Advanced Technology Assessment System. New York. 1991.

Estado tecnológico: Los digestores de biogas pueden ser clasificados en tres grupos principales, de acuerdo con su modo de operación:

- **Batch:** en el cual el material orgánico y el inóculo son cargados a la vez para un ciclo de fermentación de 4 a 6 semanas. Este tipo es adecuado para residuos agrícolas. Sin embargo, la producción constante de gas necesita separar el gas almacenado.
- **Semicontinuo:** en el cual la carga y el inóculo son alimentados regularmente. Estos poseen un volumen mayor de servicio y puede servir como reactor o como tanque de almacenamiento. Este tipo es adecuado para estiércol y puede considerarse como una tecnología desarrollada.
- **Continuo:** donde la producción de gas es constante, y la carga al digestor se mantiene constante por bombeo o por vertederos.

Una planta de diseño sencillo consiste de los siguientes elementos:

1. El biodigestor o reactor donde se lleva a cabo el proceso de fermentación anaeróbica del material. El biodigestor puede ser construido con diversos materiales como ladrillo y cemento, metal o plástico. El biodigestor, de forma cilíndrica o esférica, posee un ducto de entrada a través del cual se suministra la materia orgánica en forma conjunta con agua, y un ducto de salida en el cual el material ya degradado por acción bacteriana abandona el biodigestor [112].

2. El almacenamiento del biogás que recibe el gas generado y proporciona al sistema la condición de aislamiento del aire.
3. Los tanques de carga y de descarga por donde respectivamente se alimenta la materia prima y se extrae el material ya procesado.
4. Las instalaciones para conducción del gas al lugar de uso.

En cuanto a las plantas de biogas sencillas, se distinguen tres tipos: de Campana, de Campana Fija y de balón. Este último es un tanque de material sintético deformable generalmente tubular. Las plantas de biogas comúnmente empleadas en Colombia son de tipo continuo y con cúpula fija o campana flotante, y biodigestores plásticos de flujo continuo.

La capacidad de un biodigestor esta determinada por los requerimientos de gas y por la disponibilidad de la materia prima. La Tabla 3.6 muestra los consumos típicos de biogas para diferentes usos. Para comparar, el contenido de 1m³ de biogas corresponde a 0.6m³ de gas natural. Las cantidades promedio de los desechos orgánicos producidos por algunos animales son presentados en la Tabla 3.7.

Tabla 3.6 Requerimientos de biogas requerido para sus principales usos

Uso	m ³ /h
Cocción	0.3 – 0.6
Gas directo a Iluminación	0.07 – 0.17
Refrigeración por m ³ de capacidad	0.028
Incubación por m ³ de capacidad	0.013 – 0.017
Motor por hp	0.45 – 0.54

Fuente: Boussaha, Mendis. Achieving the Energy Potential of Biomass in Developing Countries. Advanced Technology Assessment System. New York. 1991.

Tabla 3.7 Promedio diario de estiércol para la producción de gas

Animal	Estiércol (kg/día)	Biogas (m ³ /día)
Vacas	10-15	0.3 – 0.6
Cerdos	2.5-3.5	0.13 – 0.18
Gallinas	0.09	0.01

Fuente: Boussaha, Mendis. Achieving the Energy Potential of Biomass in Developing Countries. Advanced Technology Assessment System. New York. 1991.

Algunos valores típicos de producción de estiércol anual en países en desarrollo son proporcionados en la Tabla 3.8. La Tabla 3.9 presenta la producción de gas estimada para cumplir con los requerimientos de una familia rural con un biodigestor que produce 0.2 a 0.7 m³/día de gas por m³ de volumen y un costo aproximado de inversión inicial.

Tabla 3.8 Producción anual de estiércol de algunos animales

Animal	t/año/cabeza
Ganado	1.000
Caballos	0.750
Cerdos	0.3
Ovejas	0.15
Gallinero	0.005

Fuente: Boussaha. Mendis. Achieving the Energy Potential of Biomass in Developing Countries. Advanced Technology Assessment System. New York. 1991.

Tabla 3.9 Tamaño de la familia, Volumen biodigestor, producción de biogas y costo

Cantidad de Personas	Volumen del Biodigestor (m ³)	Producción de Gas (m ³ /día)
1 persona	3.0	0.6 – 2.1
3 personas	5.5	1.05 – 3.6
6 personas	7.5	1.5 – 5.25

Fuente: Boussaha. Mendis. Achieving the Energy Potential of Biomass in Developing Countries. Advanced Technology Assessment System. New York. 1991.

Estado económico: La tecnología del biogas tanto a nivel internacional como nacional, está lo suficientemente probada, solo que su aplicación a gran potencia esta restringida al aprovechamiento de los residuos municipales en centros urbanos, bien sea en rellenos sanitarios o en plantas con facilidades para recibir, separar y procesar estos residuos.

A pequeña y mediana escala, el biogás ha sido utilizado en la mayor parte de los casos para cocinar en combustión directa en estufas simples. Sin embargo, también puede ser utilizado para la iluminación, para calefacción y como reemplazo de la gasolina o diesel en motores de combustión interna. Debe tenerse en cuenta que el desarrollo de esta tecnología se enfoca a otros objetivos como la reducción de la contaminación causada por la biomasa y la sustitución de abonos químicos mediante el uso de efluentes tratados y de buena calidad fertilizante, y como objetivo complementario se encuentra la sustitución de recursos energéticos convencionales mediante el uso del biogas.

De allí que no se hayan realizado estudios que prueben su competitividad a pequeña escala para procesos de generación eléctrica a partir de subproductos agroindustriales o energéticos. A pesar de ello, en Colombia se ha propuesto como una alternativa tecnología para la reducción de gases efecto invernadero, y se ha estimado un costo de inversión de una planta de biogas para sustitución de keroseno en cocinas rurales en 2680US\$, con la base de producción de biogas de 3 m³/día para una familia de tres personas¹⁹.

¹⁹ Datos calculado en la propuesta: Opciones par la reducción de emisiones de GEI en Colombia 1998 – 2010. Academia Colombiana de Ciencias Exactas Física y Naturales. 1998. Pág. 126.

Adicionalmente a lo anterior, en Colombia las plantas de Biogas, que tuvieron en la década de los ochenta desarrollos importantes, no han logrado penetrar en el mercado rural. Las razones para ellos son variadas [51]:

- **Técnicas:** El diseño debe adaptarse a las condiciones del sitio y depende de un gran número de variables que no permite la estandarización del diseño.
- **Económicas:** La inversión inicial, el costo del manejo apropiado de los desechos y ciertas barreras culturales que objetan el uso del gas proveniente de desechos animales.
- **Ambientales:** A pesar de que se trata de un sistema que es principalmente valioso por el bioabono producido y por reducir el impacto ambiental de materia orgánica que de otra manera sería descargado al medio ambiente, esta no está reconocida como tecnología de protección contra el cambio climático.

3.1.4 Tecnologías de generación de electricidad

La biomasa puede ser convertida en electricidad (o calor) por diferentes procesos. Actualmente, la mayor parte de la electricidad proveniente de la biomasa es generada usando ciclos de vapor, en donde, el material biomásico es convertido en vapor en una caldera, el cual mueve una turbina conectada a un generador eléctrico.

La biomasa sólida también puede ser convertida en un combustible gaseoso. El combustible gaseoso puede ser usado en motores de pistón o turbogeneradores de gas de alta eficiencia o celdas de combustible.

La energía eléctrica generada por la biomasa algunas veces es competitiva, si bien con frecuencia es más costosa que la generada por combustibles fósiles, se han hecho progresos en cuanto al diseño y mejoramiento de los hornos y calderas que se utilizan para la combustión de diversos tipos de biomasa. También se ha intentado mejorar las turbinas de vapor y gas y sus combinaciones para lograr mayor eficiencia, además de considerar a los gasificadores de biomasa con la tecnología de los ciclos combinados.

a. Calderas con biogás

Una caldera consiste en un sistema termomecánico para calentar agua o generar calor en forma de vapor, pudiéndose utilizar en procesos de generación eléctrica, control sanitario, cocción de alimentos, procesos bioquímicos y concentración de productos. Básicamente, una caldera para gas consiste en un sistema de combustión que dispone de un quemador de tiro forzado. El calor generado al quemarse el gas es parcialmente transferido a una superficie integral o tubular la cual conduce agua, que genera una cantidad de vapor, con una entalpía en función de la temperatura y presión a la cual se produce el vapor.

El quemador de una caldera de gas tiene un juego de electrodos de ignición, un ventilador y una válvula para el control de la combustión. Otros dispositivos de control de este tipo de sistemas se orientan a mantener unas condiciones de carga y presión, tanto del agua, como el vapor generado.

Las calderas que se acondicionan para aprovechar el biogás son de tipo vertical, con volúmenes en la cámara de combustión que varían entre 4 a 20 pies cúbicos y con potencias que oscilan convencionalmente entre 5 a 50Hp.

Aunque técnicamente, el biogás se puede utilizar como combustible en una caldera corriente de gas, éste debe ser exigentemente purificado, y en cuanto al contenido de gas sulfhídrico y vapor de agua, además de eliminar la mayor cantidad de dióxido de carbono.

La selección del tamaño de la caldera esta en función de la disponibilidad y las características del biogás producido, de la calidad y la disponibilidad del agua, y de las necesidades térmicas del agua caliente o vapor para cualquiera de sus usos. Además se recomienda el uso de un compresor para mantener unas condiciones reguladas de suministro del gas hacia la cámara de combustión. En caso de requerirse el biogás como complemento energético de hidrocarburos líquidos, debe establecerse la compatibilidad térmica de los combustibles, reforzar los sistemas de control de la contaminación del aire e instalar una alimentación independiente para el gas. Por las características y propiedades térmicas del biogás altamente purificado comparadas con otros hidrocarburos ligeros, como el propano y el gas natural no existen incompatibilidades para el biogás.

b. Turbinas de gas

La turbina de gas constituye un medio rentable para generar electricidad a partir de biomasa aunque se empleen combustibles más costosos: restos de troncos o plantas cultivadas en los campos. En las turbinas de gas se quema el combustible gaseoso y los productos de la combustión a alta temperatura se llevan a una turbina que genera electricidad. Además, los gases calientes que se liberan de la turbina sirven para producir vapor, apto a su vez para aplicaciones industriales o generación adicional de energía.

El método que ofrece mejores perspectivas en el uso de la biomasa en turbinas de gas es el de gasificarla con aire y vapor a alta presión, y posteriormente limpiar el gas de las impurezas que podrían dañar los alabes de la turbina antes de quemarlo. La gasificación y la generación de energía se habrían de realizar en la misma instalación, lo que facilitaría el máximo rendimiento. La técnica integrada gasificador turbina de gas que se ha desarrollado para el carbón podría adaptarse sin problemas a la biomasa. Esta técnica presenta las siguientes ventajas:

- La combinación de generación térmica y eléctrica a partir de la tecnología de gasificación de la biomasa conectada a una turbina de gas puede alcanzar

eficiencias eléctricas significativamente mayores entre 22% y 37% comparada con las tecnologías de la combustión con generación de vapor para una turbina de vapor (15 a 18%).

- Debido al aumento de la eficiencia eléctrica de la conversión de la energía vía gasificación, el potencial de emisiones de CO₂, NO_x se reduce.

c. Turbinas de vapor

En la Tabla 3.10 se presentan los datos reportados para capacidades de generación de 3 y 10MW usando turbinas de vapor a partir de diferentes desechos agroindustriales. Estos han sido calculados bajo las siguientes condiciones de operación y eficiencia de una caldera y su generador:

Presión de vapor: 46 bar

Temperatura: 400°C

Temperatura agua de alimentación: 105°C

Turbina de condensación con descarga a 100mmHg

η Turbogenerador: 0.7

η Caldera: 0.75

Tabla 3.10 Consumo Anual de Desechos Vegetales para Generación de 3 y 10MW

Tipo de Desecho	Consumo Específico (kg/kWh)	Consumo Anual del Desecho (Ton)	
		3,000 kW	10,000 Kw
Cascarilla de Arroz	1.66	32.718	109.062
Cascarilla de Café	1.24	23.858	81.468
Palma Africana	1.21	23.270	79.497
Bagazo	2.62	51.640	172.134
Bagacillo	1.72	33.901	113.004

Fuente: J. E. Gonzales-Liberos y A. Moreno-Caratón. Posibilidad de implementación de residuos agroindustriales como combustible en pequeñas centrales térmicas. Universidad Nacional de Colombia. 1982.

3.1.5 Costos de generación de electricidad

A continuación se hace énfasis en los costos de la gasificación, debido a: los alcances del presente trabajo referentes a satisfacer los requerimientos de energía eléctrica de las comunidades apartadas con una cartera de proyectos sustentables, la cantidad de información de costos de generación e instalación reportada para esta tecnología, y a que en la mayor parte de proyectos financiados por organismos internacionales para electrificación rural en países en desarrollo como Brasil, han contemplado exclusivamente esta tecnología por su sustentabilidad ambiental, técnica y económica. Adicionalmente, se realiza una comparación con los sistemas de generación que actualmente se utilizan en las zonas aisladas como el diesel.

En la Figura 3.3 se presenta la distribución del costo de generación para sistemas con diesel y dos prototipos de gasificadores para generaciones menores a 18kW. El segundo, con variaciones tecnológicas referentes a los materiales de construcción, lo cual mejora la distribución uniforme de la temperatura en los gasificadores a pequeña escala, aumentando su factibilidad económicamente.

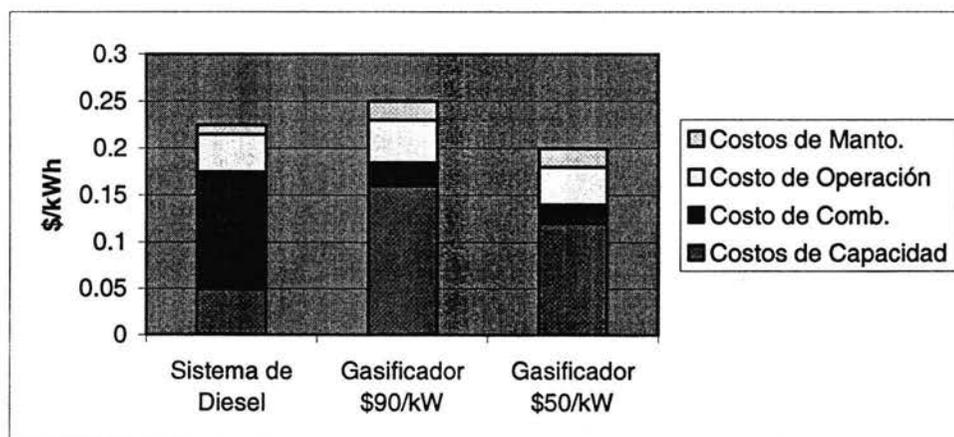


Figura 3.3. Componentes del costo de electricidad del diesel y la gasificación.

Fuente: R. V. Siemons. Biomass gasification. Past experiences and future prospects in developing countries. Advanced Technology Assessment System. New York. 1991.

Los costos de operación y mantenimiento corresponden en promedio a un 4% del costo del capital y el costo de capital varía con la tecnología usada para la generación de energía.

En la Figura 3.4 se presentan algunos datos encontrados para la gasificación de la madera alimentada manual y automáticamente, comparada con la gasificación del carbón y la generación a partir del diesel. Se observa que el costo de generación de la gasificación está fuertemente influenciado por la magnitud de la generación. Bajo los parámetros económicos del costo del diesel a US\$0.20/l, carbón a US\$80/ton y madera a US\$20/ton, ninguno de los gasificadores evaluados es rentable. Sin embargo, si el precio del diesel se incrementa a US\$0.40/l, como es el caso de las zonas rurales de los países en desarrollo, entonces tanto la gasificación de carbón y madera desde 30kW son competitivas.

En la Figura 3.5 se presenta los costos de inversión detallados para los sistemas de gasificación a pequeña escala. Los cuales son complementados por las Tablas 3.11 y 3.12. Estos costos fueron determinados en proyectos de electrificación rural ejecutados en países en desarrollo como Brasil.

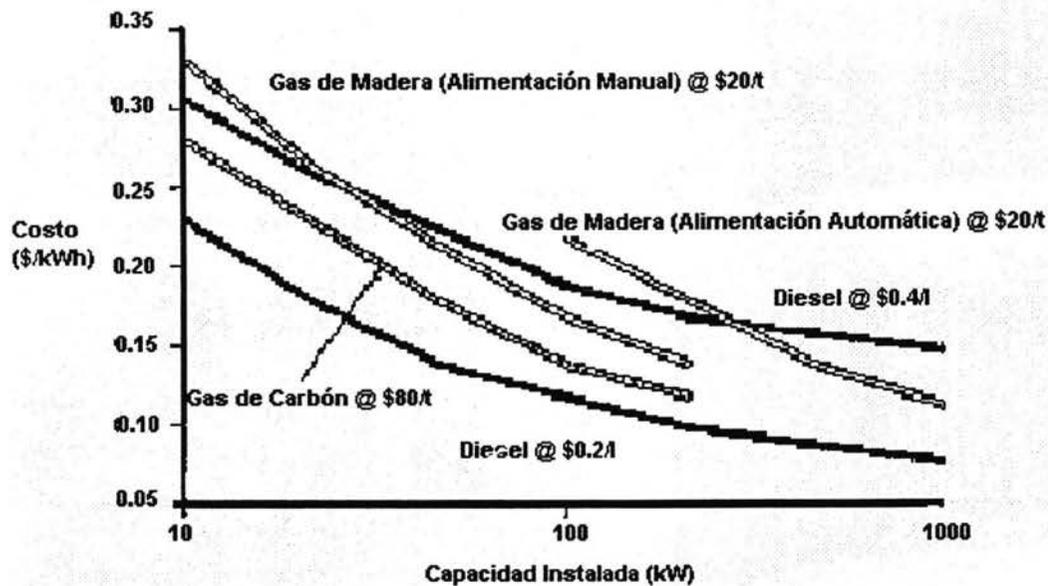


Figura 3.4 Costos de Electricidad Gasificador v.s. Diesel

Fuente: R. V. Siemons. Biomass gasification. Past experiences and future prospects in developing countries. Advanced Technology Assessment System. New York. 1991.

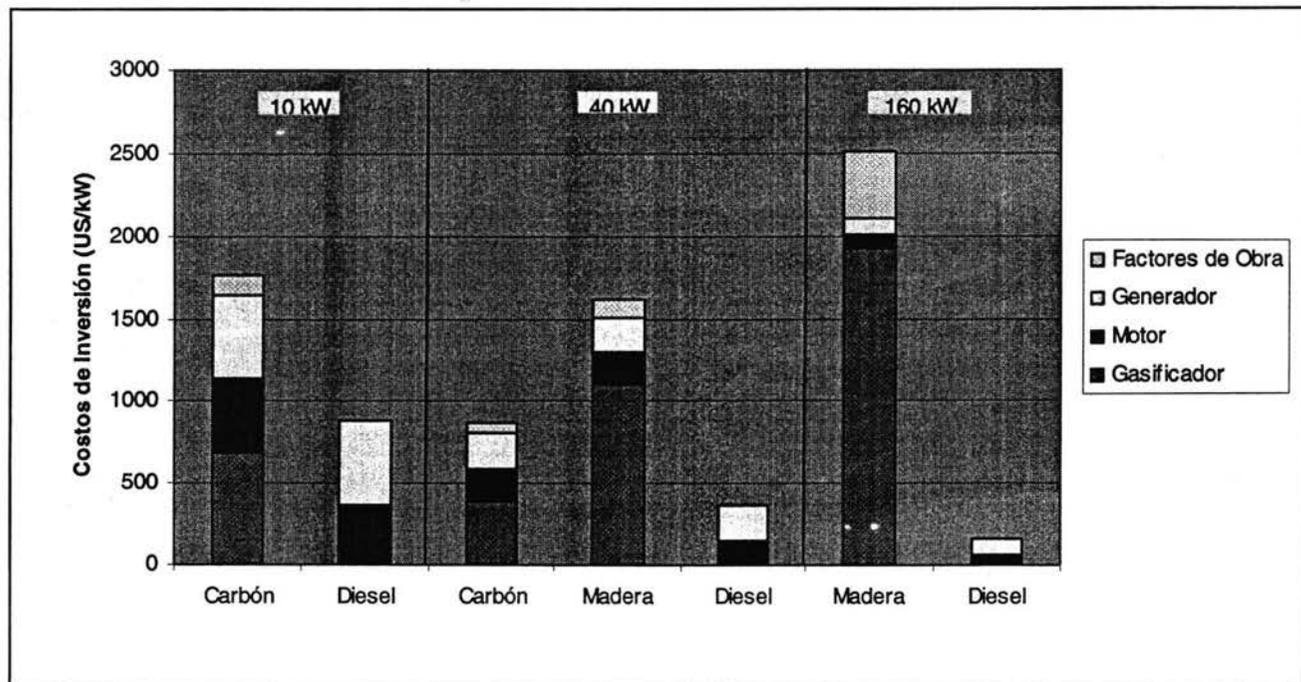


Figura 3.5. Costos de inversión detallada

Fuente: R. V. Siemons. Identifying a role for biomass gasification in rural electrification in developing countries: the economic perspective. Biomass and Bioenergy. 20: 271-285, 2001.

Tabla 3.11 Costos de inversión detallado \$US

Detalle	Capacidad (kW) y combustible						
	10		40			160	
	Carbón	Diesel	Carbón	Madera	Diesel	Madera*	Diesel
Equipo Básico (EB)							
Gasificador							
Preparación del Comb.	-	-	-	-	-	366	-
Almacenam. Comb.	-	-	-	-	-	366	-
Carga del Comb.	-	-	-	-	-	366	-
Reactor	561	-	322	805	-	610	-
Filtro de polvos	122	-	73	293	-	220	-
Filtro de brea	-	-	-	-	-	0	-
Enfriador de gas	0	-	0	0	-	0	-
Motor de Gas	451	-	195	195	-	85	-
Motor de Diesel	-	366	-	-	146	-	61
Generador	512	512	220	220	220	98	98
Total Equipo Básico (EB)	1585	878	871	1573	366	2195	159
Factores de Obra							
Tubería, aislamiento	32	-	17	32	-	44	-
Instalación eléctrica	0	-	0	0	-	66	-
Instrumentación	0	-	0	0	-	132	-
Control, software	0	-	0	0	-	132	-
Ensamble	79	-	44	78	-	22	-
Inversión Total	1696	878	932	1683	366	2590	159
Factores de obra como % del Equipo Básico							
Tubería, aislamiento	2%	-	2%	2%	-	2%	-
Instalación eléctrica	0%	-	0%	0%	-	3%	-
Instrumentación	0%	-	0%	0%	-	6%	-
Control, software	0%	-	0%	0%	-	6%	-
Ensamble	5%	-	5%	5%	-	1%	-

*Incluye instrumentación y control

Fuente: Siemons, Roland V. Identifying a role for biomass gasification in rural electrification in developing countries: the economic perspective. Biomass and Bioenergy. 2001. 20. 271-285.

Tabla 3.12 Intervalo de Costos de inversión para los sistemas de gasificación (US\$/kW)

Detalle	Capacidad (kW) y combustible		
	10, carbón	30, madera	100, madera
Gasificador, incluyendo filtro y enfriador de gas	217-1001	225 – 1035	159 – 880
Motor de Gas	466	300	185
Generador, incluyendo control eléctrico	402	259	160
Total	1085 -1869	789 - 1594	504-1225

Fuente: Siemons, Roland V. Identifying a role for biomass gasification in rural electrification in developing countries: the economic perspective. Biomass and Bioenergy. 2001. 20. 271-285.

3.2 ENERGÍA SOLAR

3.2.1 Fundamentos

La mayor parte de las energías que utilizamos hoy en día provienen directa o indirectamente del Sol. La energía solar es una fuente renovable de energía y llega a la tierra en forma de radiaciones electromagnéticas.

La radiación solar se recibe en la superficie terrestre de dos formas: directa y difusa, la radiación directa es la que penetra en la atmósfera y que no es absorbida por la capa de ozono ni por los gases ni aerosoles de las capa estratosférica y troposférica. Cuando la radiación directa se dispersa de dirección original a través de la atmosférica debido a colisiones con partículas, o se refracta debido a los cambios de presión, densidad y temperatura de los gases troposféricos, se atenúa y recibe el nombre de radiación difusa.

A los dispositivos que aprovechan la luz visible para generar electricidad se les llama **Sistemas Fotovoltaicos (SFV)** y a los que aprovechan la radiación térmica se les llama tecnologías Fototérmicas (FT).

3.2.2 Sistemas fotovoltaicos

El efecto fotovoltaico consiste en la conversión directa de la energía solar en electricidad mediante la absorción de la energía de fotones que inciden en materiales semiconductores y generan a su vez portadores móviles de carga. Al dispositivo unitario donde se lleva a cabo el efecto fotovoltaico se le llama *celda solar*, o *celda fotovoltaica*. El silicio es el material semiconductor más utilizado para la construcción de fotoceldas, y produce densidades de corriente entre 10 y 40 mA a voltajes entre 0.5 y 1 volt corriente directa. Las celdas solares, cuando se conectan entre sí apropiadamente en serie o en paralelo, son los dispositivos elementales para la formación de un panel o *módulo fotovoltaico*. Este es un generador fotovoltaico de electricidad, suficiente para potencias entre 2 y 100 Watts pico (Watts generados bajo insolación de $1000\text{W}/\text{m}^2$, a una temperatura ambiente de 20°C). Si la demanda es mayor, se aumenta el número de módulos formando un *arreglo fotovoltaico* que la satisfaga interconectados entre si en serie y/o paralelo.

Un SFV es un generador de electricidad que satisface cualquier patrón de consumo requerido para una carga específica, en función del patrón de insolación disponible en un sitio particular. Su complejidad depende de las características de la carga. Según la forma de electricidad entregada por los sistemas fotovoltaicos se dividen en SFV de corriente alterna (CA) o de corriente directa (CD). En la Figura 3.6 se ilustra un SFV en diferentes niveles de agregación [60].

El sistema se suele complementarse con un dispositivo de control y unas baterías recargables que permiten almacenar la energía para emplearla cuando sea necesaria, cuando no exista luz, como por ejemplo, de noche. El mismo se debe orientar al norte (en

el hemisferio sur) y con una inclinación próxima a la latitud del lugar donde se utilice. Los modelos más perfeccionados disponen además de motores que se encargan de girar los paneles de forma que apunten siempre hacia el Sol. De este modo se consigue que reciban siempre el máximo de luz posible y tengan el máximo rendimiento.

El rendimiento de la célula es el cociente de la máxima potencia eléctrica que puede producir dividida por la potencia luminosa que incide sobre ella. En la práctica estos rendimientos dependen del tipo de célula. Por ejemplo, con silicio policristalino suele ser del 8%, con sulfuro de cadmio 10%, con arseniuro de galio 25%. En la Tabla 3.13 se puede observar el estado actual de los componentes de una SFV principalmente en eficiencia y costo.

Ventajas y desventajas

La principal ventaja de la producción de electricidad por medio del efecto fotovoltaico es la seguridad de uso y el escaso mantenimiento resultante. Además, los sistemas basados en paneles fotovoltaicos pueden crecer de forma modular con modificaciones muy sencillas a la estación existente previamente.

El principal inconveniente, es su precio inicial y el espacio que puede ocupar para una producción de potencia elevada. Otro problema que plantea este tipo de energía, es evidentemente, el Sol. Para que las instalaciones sean rentables, es necesario disponer de una zona en la que el Sol ilumine durante gran parte del tiempo, lo que no ocurre en las regiones muy alejadas del ecuador. Sin embargo, actualmente, existen centrales fotovoltaicas de potencias altas que actúan entregando su producción directamente a la red eléctrica. Este tipo de centrales tienen potencias del orden de los 10 MW y su incorporación al mercado eléctrico está sobre todo justificada por la disminución del impacto ambiental que la producción eléctrica por este procedimiento ocasiona.

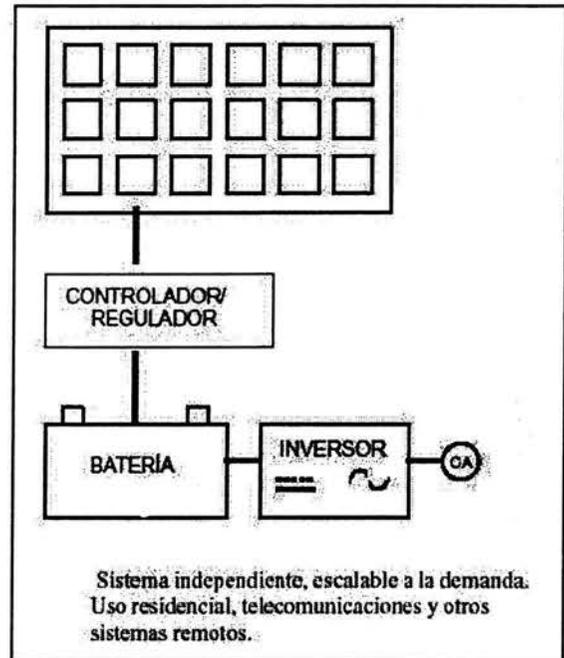
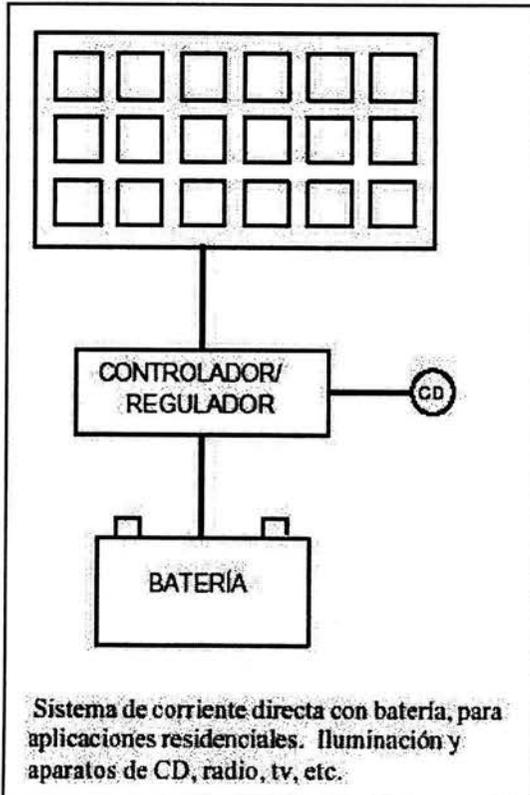
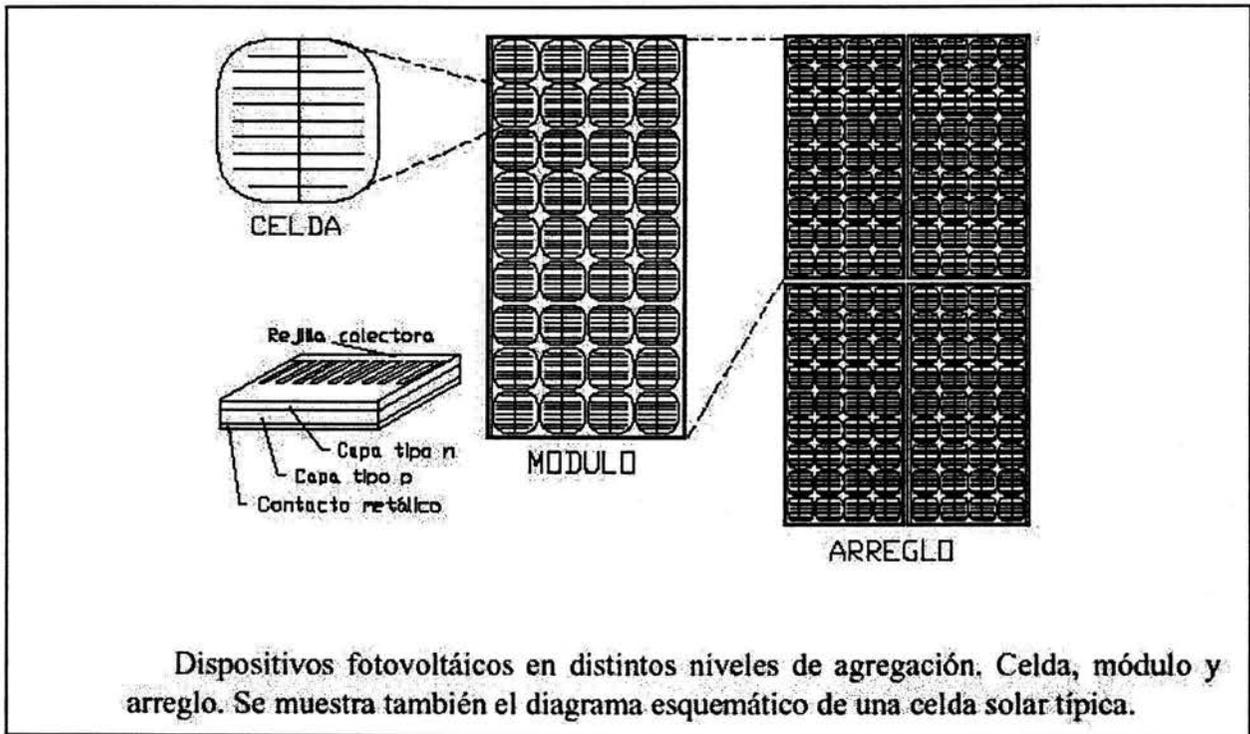


Figura 3.6. Sistema Fotovoltaico, Sistemas de CD y CA.

Tabla 3.13 Estatus, logros y metas comparadas hasta el 2010

	Estado 2000	Metas a corto plazo 2005	Metas a largo plazo 2010
Módulos			
Eficiencia	13%	15%	<15%
Tiempo de vida, años	25	30	>30
Degradación en el tiempo de vida	<5%	<3%	<10%
Costo US/Wp	<4.87	<3.0	<1.5%
De lo cual la celda cuesta Euros/Wp	<3.0	<2.4	<1.5%
Inversor			
Eficiencia			
100% Carga	96%	97%	>98%
10% Carga	90%	92%	>95%
Costo US/Wp			
<500 W	1.5	0.7	
1 kW – 5 kW	0.6	0.4	0.4
>5 kW	0.7	0.4	
Acumulador			
Eficiencia			
Ah	85%	85%	
Wh	80%	80%	
Costo US/Wp			
Inversión US/kWh _{capacidad}	97.5-146	80-122	
Energía específica US/ kWh _{de Bateria}	0.24-0.36	0.18-0.30	
Costo del Sistema US/Wp			
Desconectados	<9.75	<6.1	<3.6
Conectados a la red 1-3 kW	4.87-6.1	<4.3	

Fuente: The Future For Renewable Energy 2. Prospects and Directions. UK. 2002.

3.2.3 Aplicaciones

El precio del kWh generado por la energía fotovoltaica no es rentable con los precios actuales de la energía y se debe utilizar en lugares donde no llegue el tendido eléctrico y en instalaciones de muy pequeño consumo. Por tanto, las aplicaciones en que los SFV presentan la mejor opción técnico – económica son principalmente: iluminación doméstica, bombeo de agua, alumbrado público, TV rural y esterilización de agua para uso doméstico, equipos de telemetría, radio telefonía rural, señalización y telecomunicaciones en carreteras, estaciones repetidoras, refrigeración de vacunas y medicinas, boyas y plataformas marinas, campismo, protección catódica y equipos electromagnéticos de baja potencia, entre otros.

3.2.4 Dimensionamiento básico de un sistema fotovoltaico

Principios de operación: Los equipos se alimentan siempre del Banco de baterías que es a su vez cargado por el arreglo de módulos solares [25].

- **Operación diurna:** Al amanecer el voltaje de los módulos solares se incrementa rápidamente hasta exceder al voltaje del banco de baterías, polarizado en forma directa el diodo e iniciando poco a poco la inyección de corriente al sistema.

El arreglo de módulos solares genera durante el período diurno de un día típico, suficiente corriente tanto para alimentar a los equipos como para recuperar el banco de baterías de la descarga de la noche anterior. En general, la corriente del arreglo solar durante el día, a carga plena, es mucho mayor que el consumo de los equipos alimentados, teniéndose entonces una entrada neta de corriente a la batería.

Cuando se llega a un voltaje de baterías de 2.46vols/celda de la batería, los módulos solares se desconectan, pues se espera que la batería ya esté totalmente cargada (se deben revisar las curvas del fabricante).

En este momento, la corriente solar fluye únicamente por el circuito de flotación (formado por el regulador y el transistor), que mantiene una corriente limitada a un voltaje constante de 2.33 volts/celda. Bajo esta condición el arreglo de módulos solares proporciona sólo la corriente necesaria para mantener el suministro a los equipos y la corriente de mantenimiento del bando de baterías.

El modo de operación a flotación se mantendrá el resto del día mientras haya suficiente insolación para que los módulos solares generen la corriente antes mencionada.

Al atardecer o cuando ocurre un nublado, el circuito de flotación no puede sostener un voltaje constante y el voltaje de la batería empieza a descender. Al llegar a 2.15 volts/celda, el relevador se encierra y fluye libremente la corriente que puedan generar los módulos en ese momento.

- **Operación nocturna:** Al oscurecer el banco de baterías alimenta por si solo las cargas y estará descargándose ya que deja de recibir corriente de los módulos solares.

Al amanecer los módulos solares reinician el ciclo de carga y suministran la corriente a los radios en su totalidad, además de recargar a las baterías, repitiéndose el ciclo descrito anteriormente.

- **Días nublados:** Cuando hay nublados la corriente solar disminuye bastante y es suficiente para alimentar a las cargas conectadas, por lo que la corriente es tomada de las baterías.

Mientras persista la condición de nublados el banco de baterías estará descargándose. Los sistemas solares son diseñados para soportar desde 2 días hasta 10 días esta condición, dependiendo de las condiciones de la localidad. Este período de respaldo es denominado autonomía del banco de baterías.

Si la condición de nublados persistiera más allá de estos períodos, el control de carga automáticamente desconecta la alimentación a los radios, abriendo el relevador a 1.92 volts/celda para proteger a las baterías de un daño irreversible. La alimentación es restablecida automáticamente cuando las baterías recuperen carga, a 2.23 volts/celda.

Los voltajes indicados anteriormente son por cada celda que tiene el banco de baterías en serie. Por ejemplo, en un sistema a 12 volts el voltaje corresponde a multiplicar por 6 los valores indicados, en un sistema de 24 volts. El voltaje corresponde a multiplicarlos por 12, etc.

Estos voltajes son adecuados para baterías de plomo-ácido, aleación antimonio (baterías abiertas). Se debe consultar al fabricante para los valores recomendados para el tipo de baterías empleado.

Niveles de voltajes de operación: Los valores típicos de operación del sistema fotovoltaico serán entonces:

Tabla 3.14 Valores típicos de operación

PARÁMETRO	SISTEMA 12 volts	SISTEMA 24 volts	SISTEMA 48 volts
Desconexión de Módulos Solares	14.0 a 15.5 v	28.0 a 31.0 v	56.0 a 62.0 v
Voltaje de Flotación	13.5 a 14.0 v	27.0 a 28.0 v	54.0 a 56.0 v
Reconexión de Módulos	12.8 a 13.4 v	25.6 a 26.8 v	51.2 a 53.6 v
Desconexión por bajo voltaje de batería	11.4 a 11.8 v	22.8 a 23.6 v	45.6 a 47.2 v
Reconexión al recuperarse la batería	13.2 a 13.8 v	26.4 a 27.6 v	52.8 a 55.2 v

Fuente: CONDUMEX. Energía Alternativas. Módulos Solares Fotovoltaicos.

No existen valores establecido para estos parámetros, ya que dependen de los componentes del sistema y del criterio de diseño.

Balance de energía:

- El sistema solar debe dimensionarse de tal manera que, al menos a lo largo de un ciclo anual se asegure que la energía generada por los módulos solares sea mayor que la energía consumida por los equipos alimentados.

- En la práctica esto resultaría en tener bancos de baterías demasiado grandes para poder almacenar la energía extra de los meses con buena insolación para usarla en los meses con insolación menor. Por ello, casi todos los sistemas solares fotovoltaicos a baterías se diseñan para operar con la insolación del mes más desfavorable del año. El resto del año el sistema está sobrado, por lo que los módulos solares son desconectados o su corriente limitada, antes que termine el ciclo diurno para evitar que las baterías se sobrecarguen.
- Durante el mes más desfavorable habrá días con mejor insolación respecto al valor promedio en que las baterías se recuperarán de los días con insolación menor respecto al valor promedio (nublados). Lo importante es asegurar que en promedio el balance se mantenga. Se requiere que el banco de baterías tenga la capacidad suficiente para respaldar los días “malos” del mes hasta que lleguen los días “buenos”.
- Por ello la autonomía del banco de baterías es un parámetro relacionado estrechamente con la confiabilidad del sistema (con la premisa fundamental que además se haya diseñado el arreglo solar del mes más desfavorable).

Se describe a continuación un procedimiento para dimensionar un sistema fotovoltaico a baterías en forma sencilla y rápida. El procedimiento no es preciso (+/- 15%) pero permite una estimación preliminar que sirva de base para avanzar en la factibilidad de opción solar fotovoltaica, si el sistema solar es grande y puede ser un cálculo suficiente si el sistema incluye sólo módulos solares.

El sistema se diseña para que la energía generada en promedio diariamente por los módulos solares, en el mes más desfavorable sea igual a la energía diaria consumida por los equipos a alimentar:

$$\begin{aligned} E_g &= E_c \\ M \times E_{gM} \times N_{SIST} &= E_c \end{aligned} \quad (1)$$

Donde:

M: Número de módulos solares.

E_{gM} : Energía generada diariamente por cada módulo solar.

N_{SIST} : Eficiencia combinada de cada componente del sistema entre los módulos y los equipos alimentados.

E_c : Energía consumida por todas las cargas alimentadas.

Entonces,

$$M = \frac{E_c}{E_{gM} \times N_{SIST}} \quad (2)$$

La eficiencia del sistema N_{SIST} es el resultado de multiplicar la eficiencia de cada uno de los componentes del mismo: baterías, control de carga, inversores y las pérdidas en el cableado.

Cálculo del arreglo solar (M).

Al desarrollar los términos de la ecuación (2) se obtiene que el número de módulos está dado por:

$$M = \frac{Ec \times Fs}{I_m \times V_m \times Hp \times N_{BAT} \times N_{inv}}$$

Donde:

- M: Número de módulos solares que se requieren.
- Ec: Energía consumida diariamente por las cargas (watts-Hora/día).
- Fs: Factor de sobredimensionamiento del sistema. Típicamente se sobredimensiona 10% a 20%. (e.d. $Fs = 1.1$ a 1.2).
- I_m : Corriente del módulo solar máxima insolación (1 kw/m^2) al voltaje de carga de batería incluyendo caídas en el cable, y a la temperatura de operación de las celdas (50°C típicamente). Se debe solicitar la curva I-V del fabricante.
- V_m : Voltaje promedio de operación del módulo solar una vez conectado al banco de baterías. Típicamente $-V_m = 14.3$ volts. No se debe confundir con el voltaje de baterías que puede ser un múltiplo (24, 48 volts, etc.)
- Hp: Insolación de la localidad en el mes de menor insolación, expresada como el equivalente de horas diarias de máxima insolación (horas-pico)
- N_{BAT} : Eficiencia de carga de la batería. Típicamente 0.87 a 0.9.
- N_{inv} : Equivalencia del inversor CD/CA en caso de que el equipo opere en CA valores típicos: 0.8 a 0.9. Si el equipo opera en CD el valor es 1.

Se debe observar que la formula indica el número de módulos necesarios pero no cómo deben conectarse. La conexión depende del voltaje de batería seleccionado: a 12 volts se conectan en paralelo, a 24 volts se hacen pares en serie y luego se interconectan en paléelo y así sucesivamente.

Cálculo de la energía consumida (Ec):

Es la suma de la energía consumida a lo largo de un día por cada una de las cargas conectadas al sistema.

$$Ec = P_1 \times t_1 + P_2 \times t_2 + \dots \text{ (watts-hora)}$$

Donde:

- P_i : Potencia de la carga expresa en watts.
- t_i : Tiempo de operación diaria de la carga expresado en horas.

Cálculo del Banco de Baterías

El banco de baterías se determina indicando el número de días que operaría el equipo a cero insolación, es decir, directamente el banco. Este valor se conoce como autonomía (Au).

$$C_B = \frac{Au \times Ec}{V_B \times f_u \times F_i \times N_{inv}} \quad (\text{amper-horas})$$

Donde:

- C_B : Capacidad del banco de baterías (amper-horas).
- Ec : Energía consumida diariamente por los quipos alimentados (watts-hora).
- Au : Autonomía deseada en el banco de baterías (días). Varía entre 4 días para lugares con buena insolación hasta 6 días para lugares con nublado prolongados.
- V_B : Voltaje nominal al cual trabajará el banco de baterías.
- f_u : Fracción de la capacidad total de la batería que se usa para dar autonomía de diseño, evitando que las baterías se descarguen totalmente. Este factor toma también en cuenta la capacidad útil del banco al finalizar su vida útil. Toma un valor de 0.5 para baterías de placa delgada, y 0.8 para baterías de placa gruesa.
- F_i : Factor del incremento de la capacidad de la batería respecto a su valor nominal, comercialmente como resultado de una razón (tiempo) de descarga más lento que el especificado comercialmente. Este valor varía desde 1.05 en baterías de placa delgada hasta 1.35 en baterías de placa gruesa tipo tubular.

Especificación del control de carga

Se especifica por tres datos básicos:

1. El voltaje nominal del banco de baterías.
2. El tipo de baterías a utilizar con lo que se definen los niveles de voltaje de operación de control.
3. La corriente máxima que generarán los módulos y la corriente máxima que demandarán los equipos alimenticios.

Especificaciones del inversos CD/CA

Si el sistema incluye un inversor para alimentar los equipos en CA, entonces la potencia del mismo será la suma de la potencia demandada por todas las carga que pueden estar operando simultáneamente.

Debe además, cuidarse que el inversor sea capaz de suministrar la corriente de arranque de cualquiera de ellas. En especial los motores de inducción pueden consumir en el arranque varias veces la potencial nominal.

3.2.5 Estimación de costos

Se puede estimar el costo preliminar del sistema basado en la potencia de arreglo solar [25]:

$$\$ = P_M \times M \times F_S$$

M: Número de módulos solares calculado en el punto anterior.

P_M : Potencia nominal de cada módulo solar (la especificada por el fabricante).

F_S : Factor de costo del sistema solar por watt de módulos solares. Este factor depende del tipo de batería instalada:

US\$10.0 /watt	Baterías selladas libres de mantenimiento, placa delgada, 3 a 5 años de vida estimada.
US\$13.0 /watt	Baterías estacionarias, placa tubular, vaso transparente con vida estimada de 10 a 12 años.

Si el sistema incluye un inversor CD/CA se debe añadir US\$1.5 a US\$2.0 por cada watt de potencia de inversor.

Las principales características de costos asociados a estos sistemas en Colombia son [51]:

- El suministro DC oscila entre 0.8 y 1.0 US\$/kWh para generación a pequeña escala (inferior a 1KWp).
- Para generación a mediana escala (entre 1kWp – 10KWp) se encuentra a 1.2 US/kWh (suministro AC, incluye red y baterías) y Generación a 0.53 US\$/kWh (solo generación DC sin incluir red y baterías).
- A gran escala tenemos generación AC entre 0.83 y 0.97 US\$/kWh.

Los sistemas fotovoltaicos no son exigentes en cuanto al mantenimiento, éste se limita a la limpieza de los módulos y al llenado de los vasos de la batería cada mes, al reemplazo de la batería después de su vida útil, que generalmente es cada tres o cuatro años, y al reemplazo de algunos accesorios, (como las lámparas de 6.000 a 8.000 horas de duración), de los equipos al final de la vida útil .

En óptimas condiciones, las baterías pueden tener una vida útil de 4 años, considerando una vida útil promedio del sistema de 20 años, es necesario reponer durante dicho periodo 4 veces la batería. Por esto, los costos de operación y mantenimiento corresponden básicamente a la reposición de una batería con capacidad entre 80Ah a 120 Ah, cada cuatro años, con un valor comercial de US\$60 y US\$80 respectivamente, en el mercado colombiano. El regulador de carga tiene una vida útil de 10 años. Su reposición tiene un valor de US\$50 a US\$80, dependiendo de las características del equipo.

3.3 ENERGÍA HIDRÁULICA

3.3.1 Fundamentos

La tecnología para transformar la energía hidráulica en mecánica y eléctrica es bien conocida debido a las grandes centrales hidráulicas construidas a lo largo de la historia. Cuando la caída o columna de agua es grande (de 15 a 150m) una turbina hidráulica se pone en movimiento mediante un chorro de agua presurizada, el eje de agua es compartido por un generador que por efecto de Faraday produce corriente eléctrica.

Las centrales hidroeléctricas pueden construirse en tamaños que permiten satisfacer demandas de energía eléctrica de grandes ciudades, así como también de pequeñas localidades e incluso de viviendas individuales que se encuentran en zonas rurales alejadas de las grandes redes eléctricas.

Tradicionalmente las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) se han clasificado por la forma de captación de la manera siguiente:

- PCH filo de agua: En este tipo de proyectos no se cuenta con embalse, lo que implica que la planta solo utiliza el agua que fluye por el río en condiciones normales. La potencia de salida en estas plantas depende de los ciclos de hidrología por lo cual generalmente se dimensionan para que el mínimo flujo del río pueda suplir la demanda requerida. En los proyectos de filo de agua disponibles, por lo general se emplea un dique de derivación o una pequeña presa para esto.
- PCH con embalse: En este tipo de desarrollo el agua es almacenada en un reservorio (puede ser un lago existente o un embalse), esto implica la construcción de una o más presas que pueden tener un alto impacto ambiental. Aunque estos proyectos ofrecen una potencia firme, los costos de las obras para el almacenamiento del agua generalmente hacen que el proyecto aumente sus costos de inversión.

De acuerdo con la potencia instalada, la Organización Latinoamérica de Energía OLADE [41], ha clasificado las PCH de la siguiente forma:

Tabla 3.15 Clasificación de PCH por capacidad

Potencia (kw)	Tipo
0 – 50	Microcentral
50 – 500	Minicentral
500 - 5000 ²⁰	Pequeña central

Fuente: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Según su caída se han clasificado en:

²⁰ Para la normatividad colombiana son PCH las capaces de generar hasta 10MW

Tabla 3.16 Clasificación de PCH por caída

Caída en metros			
	Baja	Media	Alta
Microcentral	$H < 15$	$15 < H < 50$	$H > 50$
Minicentral	$H < 20$	$20 < H < 100$	$H > 100$
Pequeña central	$H < 25$	$25 < H < 130$	$H > 130$

Fuente: R. O. Flórez. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. McGraw Hill Interamericana S. A. Bogotá, 2001.

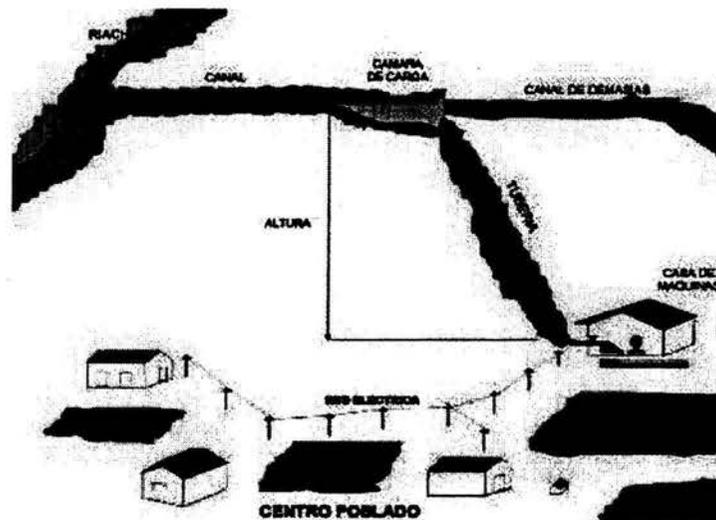
PCH a filo de agua o de derivación

Los elementos que componen estas PCH son:

- **Bocatoma:** Es una estructura que permite captar el agua de la fuente hídrica y derivarla hacia la obra de conducción. Debe disponer de componentes que permitan el ingreso del agua sin presencia de elementos extraños, asimismo debe permitir regular el caudal de ingreso tanto en épocas de estiaje y avenidas.
- **Obra de conducción o canal de acceso:** Se encarga de conducir el caudal desde la bocatoma hasta el tanque de presión, posee una pequeña pendiente; en la mayoría de los casos suele ser un canal, aunque puede ser un túnel o una tubería. Su construcción es una decisión técnica y económica. Sus parámetros de diseño son: Caudal (Q), sección (A), pendiente (S), material (puede ser de tierra o revestido) dependiendo del tipo de suelo, y su longitud (L) desde la bocatoma hasta la el tanque o cámara de carga.
- **Cámara de carga y/o desarenador:** Depósito que alimenta con agua a la Tubería de Presión, evita el ingreso de materiales extraños o partículas en suspensión, que puedan perturbar el funcionamiento de la turbina. Para ello al final de la obra de conducción se construye un tanque de mayores dimensiones que el canal, para que las partículas pierdan velocidad y caigan al fondo del desarenador. Se equipa con: compuertas de derivación y limpia, rejillas, rebose y canal lateral para conectar al Canal de Demasías. Sus dimensiones deben garantizar que no ingresen burbujas de aire en la turbina, permitir el fácil arranque del grupo turbina – generador y amortiguar el golpe de ariete.
- **Aliviadero o canal de demasías:** Permite conducir el excedente de agua que se presenta en la bocatoma y rebose de la cámara de carga. El caudal de exceso se regresa al cauce del aprovechamiento.
- **Tubería de presión:** Es la que conduce el agua desde la cámara de carga hasta la turbina, entregándola a la presión generada por el desnivel de la caída. Si la Tubería es de acero, está apoyada en anclajes que le ayudan a soportar la presión generad por el agua y la dilatación de le ocurre por variaciones de la temperatura. Si es de PVC, esta necesariamente debe ir enterrada. La tubería de PVC es una

gran alternativa para pequeñas hidroeléctricas, es económica y fácil de instalar. Pueden soportar presiones de hasta 15 kg/cm^2 , equivalente a 150 metros de caída.

- **Casa de máquinas:** Es el lugar donde se encuentra instalada el grupo hidroeléctrico, conformado por: Turbina hidráulica, Generador Eléctrico, Tablero de Control, Regulador Automático. El grupo es el encargado de transformar la energía hidráulica en mecánica, la mecánica en eléctrica.
- **Canal de descarga:** Es por donde el agua después de entregar su energía a la turbina retorna al río, o a otro canal para continuar con el riego.
- **Subestación elevadora - Línea de transmisión - Subestación de bajada:** En el caso de que el Centro de Consumo se encuentre relativamente distante es necesario la instalación de este rubro que permite conducir la energía eléctrica desde la casa de máquina hasta el centro poblado.
- **Red de distribución secundaria:** En el centro poblado o centro de consumo, donde la energía eléctrica será utilizada en diversas actividades.



Los componentes típicos de las casas de máquinas están integrados por:

Turbina hidráulica: Componente que recibe la energía del agua y la transforma en energía mecánica, para luego entregarla al Generador Eléctrico. Las Turbinas Tipo Michel Banki ofrece grandes bondades: Altas eficiencias a cargas parciales, son robustas, su operación y mantenimiento es simple, costo económico y larga duración.

Válvula principal: Componente que se instala en la parte inferior de la Tubería de Presión.

Generador eléctrico: Es la que recibe la energía mecánica de la Turbina hidráulica y la transforma en energía eléctrica, para luego entregársela al Tablero de Control de Medición y Regulador Automático de Velocidad.

Tablero de control y gobernador de velocidad: Recibe la energía del Generador eléctrico, y en ella se deben controlar los valores de la tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y reactiva, factor de potencia. El Regulador de velocidad opera realizando transferencia de carga, desde la carga principal a la carga secundaria y viceversa. El Regulador puede contar con una carga secundaria para disipar la energía.

Sistema de transmisión de potencia: Permite transmitir la energía mecánica de la Turbina hidráulica hacia el Generador Eléctrico. Puede ser un acoplamiento directo, si la turbina gira a la velocidad síncrona del Generador Eléctrico. En caso contrario se utiliza poleas y fajas o engranajes, para multiplicar la velocidad, pues lo que se requiere es que el generador siempre gire a su velocidad síncrona.

3.2.2 Estudios para el diseño de una Pequeña Central Hidroeléctrica

Para la construcción de una PCH es necesario elaborar varios estudios con el fin de identificar los posibles aprovechamientos hídricos, seleccionarlos y optar por el óptimo para su diseño y construcción.

Si se analiza la demanda de energía eléctrica de una región dada, se observa que durante el día no es constante en el tiempo y presenta un valor máximo $P_{\text{máx}}$, uno mínimo y uno medio, P_{med} . Estas características indican que la potencia a instalar en la PCH debe ser superior a la demanda máxima y disponer del suficiente caudal en la corriente de agua para cubrir la demanda de energía de la comunidad. La potencia del recurso está determinada por [41]:

$$P = 9.8 \times H \times Q \times \eta \text{ (kW)}$$

Donde P es la potencia del recurso en kW, Q es el caudal en m^3/seg , H es la altura en m, 9.8 es el peso específico del agua y η es la eficiencia de la PCH.

Las variaciones de la demanda indican que se debe regular el paso del caudal por la turbina (Q_i), para que éste sea proporcional a la potencia demandada (P_i).

La energía de la demanda EE equivale a [41]:

$$EE = \int P_i dt = \int (9.81 \times H \times Q \times \eta dt)$$

La potencia media P_{med} equivale a:

$$P_{\text{med}} = A/T_o$$

Donde A es la energía total en kWh, suministrados durante el tiempo T_o , en un caso representativo 24 horas.

Un buen uso de la potencia instalada en la PCH, se puede observar con el factor de carga y el factor de utilización. El factor de carga representa la relación entre la demanda máxima y la media, este factor equivale a:

$$m = P_{\text{máx}}/P_{\text{med}} = (A \times T_m)/(A \times T_o) = T_m / T_o$$

donde $P_{\text{máx}}$ es la potencia máxima que se presenta durante el tiempo T_m .

El factor de utilización n de la demanda es la relación entre la potencia media P_{med} y la potencia instalada en la PCH P_{ins} , ella equivale a:

$$n = P_{\text{med}} / P_{\text{ins}}$$

Con base en el factor de carga y el factor de utilización se puede concluir que es beneficioso para el proyecto disponer de factores cercanos a la unidad. Valores diferentes indican picos elevados de demanda y una potencia instalada prácticamente sin utilizar.

Con base en la información de la demanda proyectada de la comunidad, el estudio socioeconómico indicará su viabilidad basado en un análisis costo beneficio del proyecto. Una vez se tiene la viabilidad socio – económica del proyecto, el recurso debe garantizar la potencia y energía demanda; la cual, esta condicionada a la disponibilidad de caudales y de caída del recurso hidroenergético. La disponibilidad de caudales se determina con el estudio hidrológico y la caída con el estudio topográfico y cartográfico.

Las condiciones anteriores permiten disponer de una viabilidad energética del recurso, la cual es confirmada con el estudio geológico y geomorfológico, los que indican la estabilidad del terreno y la ausencia de fallas geológicas.

Las obras construidas y el equipo en operación generarán un impacto en el medio ambiente de la región. El estudio de impacto ambiental deberá identificar las características del impacto, la manera de atenuarlo. El estudio descartará el proyecto si el impacto es considerable y lo avalará si su impacto es reducido, razón por la cual, es necesario realizar el estudio de impacto ambiental en forma iterativa e integrada con el desarrollo de la ingeniería de la PCH [41].

3.2.3 Diseño y selección de equipos en una Pequeña Central Hidroeléctrica

Cuando el proyecto hidroenergético es viable en términos técnicos – económicos, sociales y ambientales se procede a la etapa de diseño. Dentro del diseño general del proyecto se encuentra la ubicación final de las obras de captación y de conducción, del tanque de presión y del desarenador, la tubería, la casa de máquinas y el tendido de redes.

A partir de este diseño se tienen dos fases: una de diseño de obras civiles y otra de selección de equipos. El diseño de las obras civiles comprende el diseño de:

- Bocatoma
- Aliviadero
- Obra de conducción
- Desarenador
- Tanque de presión
- Anclaje para la tubería de presión
- Casa de máquinas

La selección de equipo comprende:

- Diseño de la tubería de presión
- Diseño de las compuertas
- Turbina
- Válvula
- Generador
- Volante
- Regulador de tensión y frecuencia
- Protecciones
- Redes de transmisión
- Accesorios

3.3.4 Costos de la energía hidráulica

En décadas pasadas, la mayoría de municipios colombianos disponían de su Pequeña Central Hidroeléctrica y en algunas fincas de microcentrales; las cuales en su mayoría fueron construidas con recursos económicos propios y parte de la ingeniería de diseño y construcción era nacional. Estos aprovechamientos fueron absorbidos en la década del setenta por grandes proyectos hidroeléctricos, que conformaron la base de la generación a través del sistema interconectado nacional.

En la actualidad el potencial de generación de energía eléctrica en pequeña escala se aproxima a 2.5 veces la potencia instalada en el Colombia; este factor abre un espacio importante para explotar estos recursos, a este se suman, la crisis del sector eléctrico durante el fenómeno del niño.

Los costos de instalación asociados a las PCH's dependen de los equipos eléctricos y mecánicos, y de la magnitud de las obras civiles las cuales son específicas para cada sitio. Así mismo, los costos de distribución dependen de la localización del proyecto. En la Tabla 3.17 se presenta la evolución de los rangos de los costos de instalación para potencias que van de los 100 KW a los 10 MW. De igual manera se incluye en la tabla la proyección de costos hasta el año 2010.

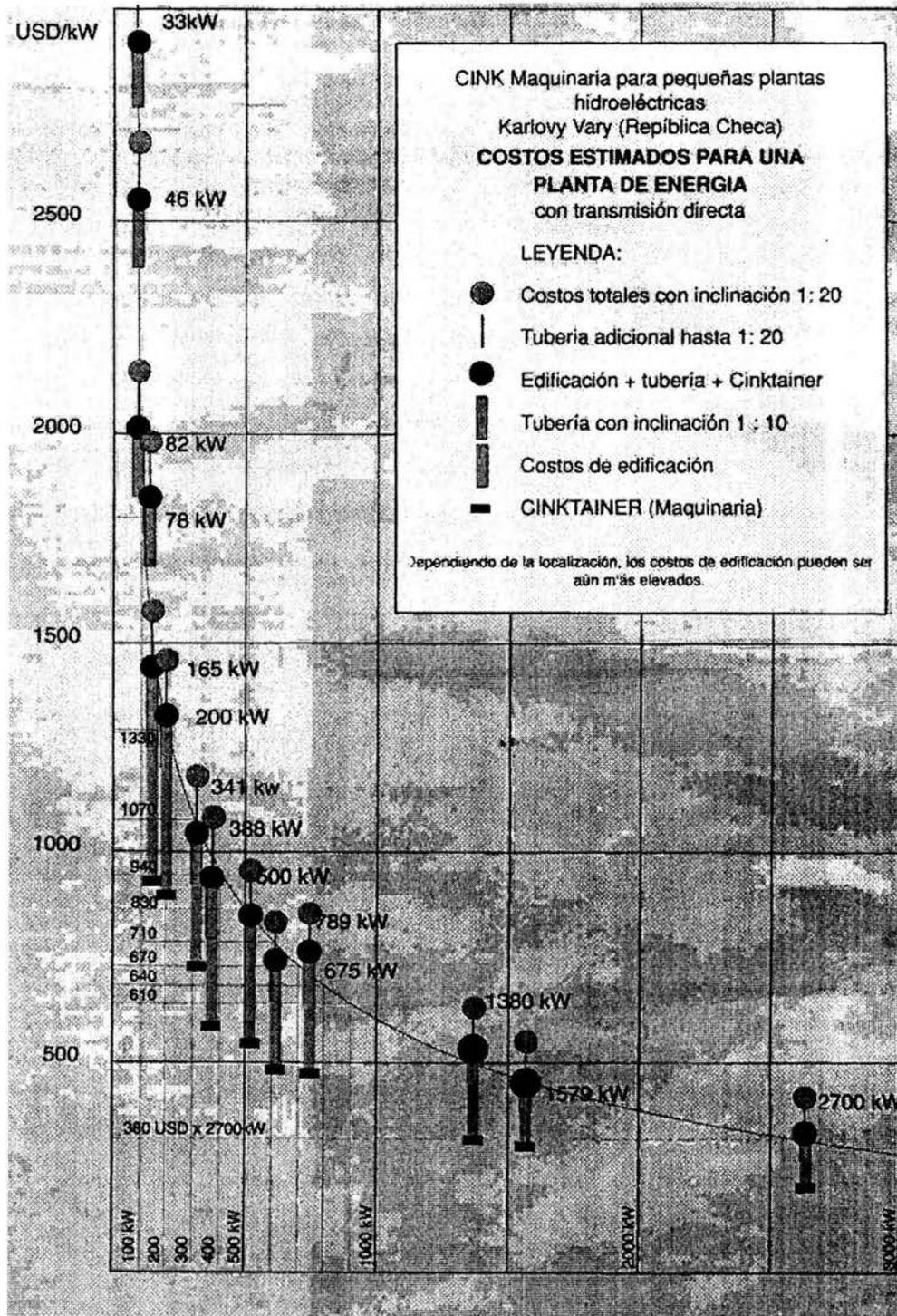
Tabla 3.17 Costos de instalación para PCHs²¹

Año	1990	1995	2000	2005	2010
Costo Unitario (US\$/kW)	811.2-3505.25	801.2-3004.5	791.2-2503.8	771.2-2003.0	751.1-1802.7

Fuente: Comisión Europea de Energía

En la Gráfica 3.2, puede identificarse los costos que inciden en este tipo de proyectos si son utilizadas turbinas Mitchell-Banki [93]. Los costos oscilan desde US\$3000/kW instalado para 33kW, hasta US\$380/kW instalado para 2.700kW. Los estudios de factibilidad, de impacto ambiental, y los demás estudios anteriores a la implementación de este tipo de tecnologías, representan entre el 10% y el 20% del costo total. Y los costos operación anual, reparación y mantenimiento oscilan entre 1 y 4% del costo del kW instalado

²¹ Tomado del sitio web de la Comisión Europea de Energía.
http://europa.eu.int/comm/energy_trans/htmlu/hydttech1.html

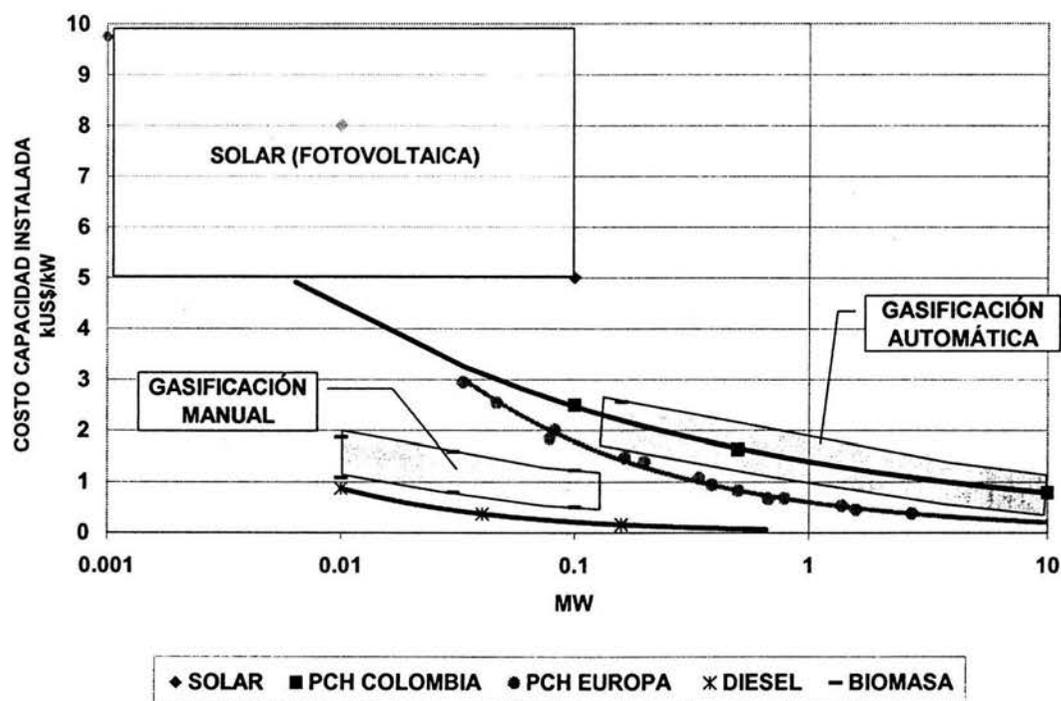


Gráfica 3.2. Costos de estimados para dos intervalos de inclinación de PCH a nivel mundial.

Fuente: B. J. Ruiz-Mendoza. Las energías alternativas en la política energética colombiana, análisis y perspectivas. Universidad Nacional de Colombia. 2002.

3.4 COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS

Para realizar la comparación de las tecnologías anteriormente descritas, se construye la Gráfica 3.3 con el objeto de identificar las capacidades de generación factibles de cada una de las tecnologías y su costo de instalación para la electrificación rural. Todos los datos reportados en la gráfica corresponden a información reportada para sistemas instalados.



Gráfica 3.3. Costo de la capacidad instalada (kUS\$/kW)

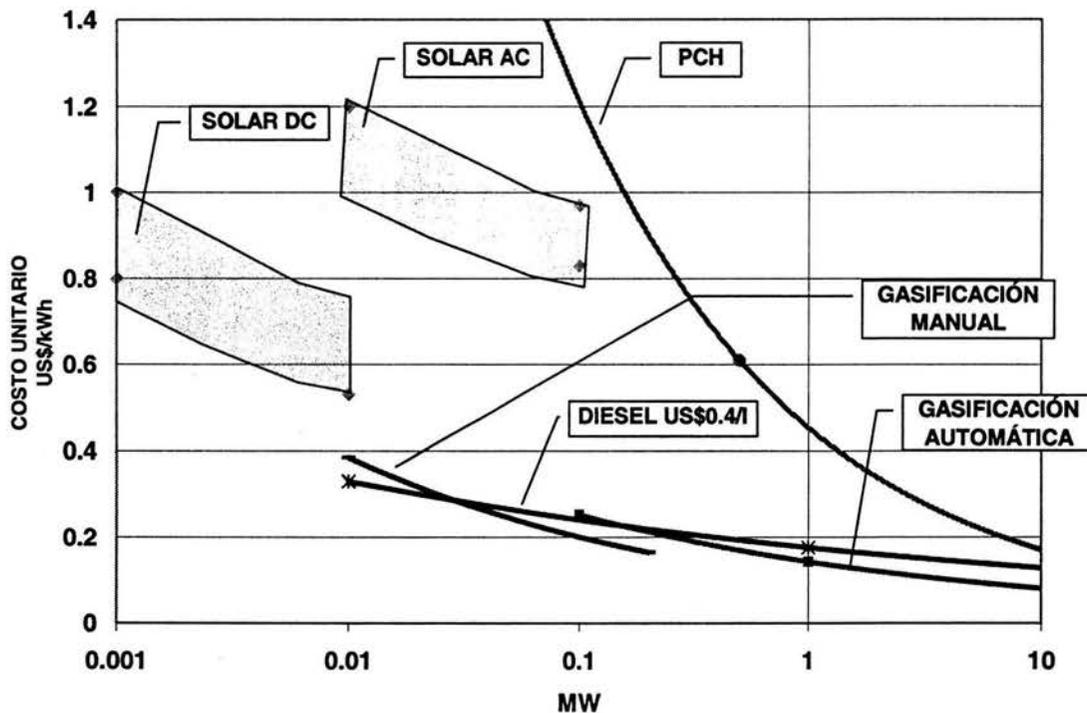
Fuente: Elaboración propia, a partir de las Tablas 3.12, 3.13 y Gráfica 3.4 y 3.12

Los Sistemas Fotovoltaicos alcanzan bajos niveles de generación con respecto a otras tecnologías, lo cual permite cubrir especificaciones de consumo muy particulares a pesar de los altos costos instalados. En tanto que para la generación a partir de pequeñas centrales hidroeléctricas y gasificación de biomasa, se hace factible técnica y económicamente para capacidades superiores a 0.01MW de generación.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas y la gasificación de biomasa pueden ser competitivas con la actual generación a partir de diesel, ya que se ha identificado que el costo del combustible aumenta considerablemente en las regiones aisladas, lo cual incrementa los costos de operación considerablemente. Esta competitividad también esta

limitada por la disponibilidad del recurso energético en la región, del costo de la biomasa y de la cercanía entre el centro de generación y el consumo.

En la Gráfica 3.4 se presenta para la última década el costo unitario de la energía para diferentes capacidades de los Sistemas Fotovoltaicos, de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y de los sistemas instalados de generación con Diesel.



Gráfica 3.4. Costos unitario de la electricidad para la electrificación rural

Fuente: Elaboración propia

3.5 CONCLUSIONES

De la gráfica 3.3 y 3.4, se concluye que el modelo para la jerarquización y selección de proyectos debe estar sujeto a la capacidad deseada y la caracterización de la demanda para los Tipos I, II y III de las Zonas No Interconectadas. Por tanto, se propone desarrollar la metodología de jerarquización para los dos tipos de electrificación definidos Tipo I y II, y Tipo III.

A partir de la comparación de estos costos de la electricidad para las tecnologías propuestas y los costos de prestación del servicio fijado por el gobierno para las diferentes regiones (Ver Tabla 2.6 y Gráfica 3.4), se resalta la problemática de que las tarifas a los usuarios no han sido fijadas considerando energéticos locales y son similares a las fijadas para los usuarios interconectados al sistema nacional, lo anterior impacta negativamente en la rentabilidad y elegibilidad de los proyectos, y no representa la situación en las zonas no interconectadas.

Se verificó que las tecnologías propuestas son factibles técnicamente dentro del contexto de las zonas no interconectadas de Colombia.

CAPITULO 4. JERARQUIZACIÓN Y SELECCIÓN ÓPTIMA DE PROYECTOS

En general existen diferentes metodologías propuestas que han sido consideradas para la jerarquización y selección de proyectos de electrificación rural, a continuación se describen algunas utilizadas o propuestas, consideradas como idóneas para definir la estructura jerárquica del presente trabajo. Posteriormente se presentará la estructura elegida y se aplicará la metodología del modelo a los proyectos de electrificación en las ZNI de Colombia.

4.1 SELECCIÓN DE DIMENSIONES

En un principio, el modelo propuesto debe alinearse y estar en concordancia con los objetivos de La Política Energética Colombiana 2003 – 2020 definida en el Capítulo 1, numeral 1.3.2 de la presente tesis.

En la Universidad de Chile, el Programa de Investigación en Energía, y la Organización Latino Americana de Energía (OLADE), propusieron bases metodológicas para el desarrollo de proyectos para proporcionar energía en las áreas aisladas y la evaluación de su impacto en América Latina [21]. En este documento se recomienda la siguiente evaluación de criterios para proyectos de sistemas de energía aislados.

Tabla 4.1 Criterios propuestos por la OLADE y la Universidad de Chile

Dimensión	Criterio
Financiera	Factibilidad del Proyecto Nivel de aceptación en la comunidad de inversionistas
Económica	Aumento en los ingresos de la comunidad Creación directa o indirecta de empleo Aumentar el nivel de formación en los miembros de la comunidad
Institucional	Nivel de demanda institucional Habilidad para desarrollar una adecuada red institucional
Socio-cultural	Mejoramiento en las condiciones de vida de las familias Grado de asimilación de la tecnología
Tecnológica	Capacidad de manufactura y operación local Grado de desarrollo tecnológico
Ambiental	Disponibilidad de los recurso en el sitio Grado de contaminación ambiental Efectos en los procesos de deforestación y erosión

Fuente: E. Busquest, P. Maldonado, A. Urquiza. Method for Technology of Assessment of Disconnected Energy System in Latin America. Advanced Technology Assessment System. United Nations. New York. 1991

En Centro América, Financiamiento de Empresarios de Energía Renovable, FENERCA, es una iniciativa cuyo objetivo es fomentar la creación y desarrollo de empresas y/o

proyectos en energía renovable. FENERCA desarrollo una guía para empresarios de energía renovable que brinda la oportunidad de evaluar los beneficios de carbono de los proyectos, aplicando los mecanismos del Protocolo de Kyoto [39]. El mecanismo de desarrollo limpio (MDL) busca promover la inversión en los proyectos sostenibles de energía en los países en vías de desarrollo, a través de la compra de reducciones certificadas de emisiones (RCEs).

Con base en el Protocolo de Kyoto y las posiciones actuales de los gobiernos, los pequeños proyectos, especialmente aquellos relacionados con las aplicaciones remotas y con bajas capacidades de generación, requerirán un nuevo enfoque al planteamiento, aceptación y definición de criterios. FENERCA propone que los siguientes sean los principales criterios para juzgar la elegibilidad de un proyecto que busca financiamiento en fondos de carbono:

Tabla 4.2 Criterios propuestos por FENERCA para financiamiento

Aceptabilidad	El proyecto deberá ser aceptable para y aprobado por los gobiernos (inversionistas y anfitrión) bajo sus respectivos criterios de desarrollo sostenible.
Adicionalidad	El proyecto debe probar que conducirá a reducciones en emisiones más allá de aquellas que se lograrían en la ausencia de la actividad del proyecto.
Adicionalidad financiera	El financiamiento debe ser adicional a los fondos de asistencia internacional para el desarrollo. Los fondos públicos no deben ser desviados de aquellos que el país anfitrión ya recibe.
Desarrollo sostenible	Los proyectos del MDL deben ayudar a los países en desarrollo a alcanzar el desarrollo sostenible.
Verificación, monitoreo y certificación	El proyecto deberá demostrar por anticipado que las reducciones propuestas son alcanzables en términos realistas.

Fuente: FENERCA, E&Co., BUN-CA. Manuales de Energía Renovable. Reducción de Emisiones de Carbono. Una guía para empresarios de Energía Renovable. Agosto, 2001. San José, Costa Rica.

En México se presenta un artículo con base en el Método Analítico Jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés) que propone un procedimiento para evaluar alternativas energéticas [71]. Definidos los objetivos y las alternativas de las nuevas opciones energéticas, el documento recomienda la evaluación de los criterios de la Tabla 4.3. Adicionalmente, se han reportado criterios recomendados para la instalación de una planta de energía eléctrica de acuerdo a experiencias adquiridas en México [85], los cuales son presentados en la Tabla 4.4.

Tabla 4.3 Criterios propuestos para nuevas opciones energéticas

Dimensión	Criterios
Viabilidad Económica	Costos de desarrollo Costos de operación Retorno de la inversión Empleo Desarrollo regional
Factibilidad Tecnológica	Disponibilidad de recursos humanos y equipo. Dificultad de desarrollo Probabilidad de éxito Producción esperada
Impacto Ambiental	Aire Agua Suelo Impacto escénico
Aceptación Social	Estabilidad de la oferta Popularidad de uso Seguridad Adecuación de recursos disponibles

Fuente: M. Meza-Campi, W. Smith y Villavicencio. Aplicación del Método Analítico Jerárquico a la Selección de Nuevas Alternativas Energéticas. La energía en México: Replanteamiento de Retos y Oportunidades. Instituto Mexicano del Petróleo. México. 1992.

Tabla 4.4 Criterios propuestos de tomadores de decisiones

Criterios	Objetivos
Económicos	Disponibilidad de energía para el desarrollo de la zona geográfica. Criterios internacionales de desarrollo con el fin de tener acceso a fuentes de financiamiento.
Políticos	Política energética imperante. Política internacional en pro del uso preferencial de un recurso El recurso más accesible y rentable
Tecnológicos	Costo de inversión inicial Limpieza de la tecnología Costos de operación y mantenimiento Tiempo de recuperación de la inversión
Sociales	Crecimiento demográfico esperado Crecimiento económico futuro Desarrollo industrial Actividades de las comunidades
Ambientales	Normatividad general sobre impactos (no existen criterios específicos por tipo de planta)

Fuente: L. Quintanilla-Montoya, David W. Fisher. Sistema de evaluación tecnológica de las fuentes alternativas de energía para las comunidades rurales de la zona costera pacífico de Baja California, México. Universidad Autónoma de Baja California.

Después de haber analizado los diferentes enfoques sobre los atributos que se consideran idóneos para seleccionar e implantar proyectos de electrificación rural, escogimos las dimensiones y criterios para la jerarquización [48] de los proyectos de electrificación rural en las ZNI con fuentes alternas de energía y que son definidos en los siguientes numerales.

4.2 DIMENSIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA

Debido a que los proyectos de electrificación rural en su mayoría no son un atractivo económico, en los parámetros tradicionales de evaluación de proyectos, como el valor presente neto o tasa interna de retorno, es necesario considerar en la dimensión económica-financiera otros criterios que le permitan al tomador de decisiones considerar externalidades determinantes para una adecuada electrificación en el mediano y largo plazo.

Es menester agregar, que la principal razón para promover proyectos en zonas no interconectadas, cuya población se encuentra marginalizada del desarrollo, es primordialmente socio – económica, en el sentido de proporcionarle electricidad para incorporarla a las políticas generales del desarrollo del país. Razón por la cual, los criterios socio – económicos, tales como aumento de la tasa de empleo, la posibilidad de que el desarrollo agrícola y pecuario induzca la industrialización que sustituya las actividades ilícitas, no se considera para la selección de la tecnología, toda vez que cualquiera de estas tecnologías, una vez implantadas proporcionará el fluido eléctrico para apoyar el desarrollo socio – económico de la región. Esta afirmación esta acorde con la hipótesis respecto con la voluntad política del gobierno necesaria para implantar estos proyectos de electrificación.

A continuación se describen los criterios seleccionados para la dimensión económica-financiera:

- **Financiamiento:** Se selecciona este criterio, debido principalmente a la problemática de terminación y operación que presenta el desarrollo de proyectos de esta índole, ya que por carencia de mecanismos de financiamiento la mayor parte de las instalaciones ha sido abandonada o no se le ha dado el mantenimiento requerido. Por otro parte, los mecanismos de financiamiento están íntimamente ligados con la confiabilidad tanto del proyecto como de su ejecutor ante los fondos financieros. Los proyectos que cumplan con los criterios internacionales tendrán mayor peso y concordancia con el concepto de sustentabilidad en términos realistas y verificables dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio que en un futuro entrará en intensiva aplicación para la elegibilidad de los proyectos.
- **Costos totales - Rentabilidad:** Este criterio permite la evaluación con respecto a las utilidades dejadas por la relación entre los ingresos y los egresos. Toma en cuenta el flujo de efectivo involucrado en cada proyecto, desde su iniciación hasta su desarrollo, sus ventas e incluso el término del horizonte de tiempo específico.

Una alta calificación obedece a una alta tasa de interés representativa del costo de oportunidad del capital.

Para definir los ingresos es menester definir las tarifas, lo cual escapa del alcance de este proyecto, a este respecto lo más que podría decirse es que la tarifa se elabora a partir del costo marginal y es específico para cada tecnología. Para mayor referencia, se pueden comparar con las líneas de tendencia dadas en la Gráfica 3.4 acerca del costo unitario por tecnología.

Por otro lado, los egresos totales son calculados con base en los costos de inversión (preparación del sitio, equipo electromecánico, ingeniería, construcción y arranque) y los costos de producción. Dentro de los costos de producción se resaltan los costos de mantenimiento (para los gasificadores de biomasa y las PCHs) y los costos del combustible (únicamente para los gasificadores de biomasa). Analizando lo anterior y de acuerdo con las experiencias adquiridas en este sentido, la rentabilidad de los proyectos de electrificación rural dependen fuertemente de los costos de la *inversión inicial* y bajo este contexto se calificarán los proyectos a evaluar.

Otros ingresos que hasta el momento no han sido considerados y que pueden definir la rentabilidad [97], son los referidos a las reducciones certificadas de emisiones. Existen diversas herramientas disponibles actualmente en Internet, que pueden ser útiles para los promotores y evaluadores de proyectos interesados en la evaluación de los aspectos ambientales y financieros de proyectos de energía renovable. Estas herramientas permiten el cálculo de una línea base que será utilizada para estimar la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero que resultaría de un proyecto específico^{22, 23}.

Otro enfoque que puede utilizarse para definir la línea base, es utilizar los valores promedio para el contenido de carbono de diferentes tecnologías de generación disponibles en el mercado, como las expuestas en la siguiente Tabla 4.5. Considerando los precios de CO₂ desplazado que fluctúan entre US\$ 3 -10/ton de CO₂ [39], se puede estimar los beneficios económicos de la reducción de emisiones.

Se pueden observar diversos ejemplos del valor del carbono en la rentabilidad de proyectos en la guía para empresarios de Energía Renovable de FENERCA, E&Co. y BUN-CA, aplicada a Centroamérica.

²² <http://retscreen.gc.ca>

²³ <http://eetd.lbl.gov/proform>

Tabla. 4.5. Factores de Emisiones para Tecnologías de Generación de Energía

Tecnología de generación de energía	Factor de emisiones (kg CO ₂ /MWh)
Motor viejo de combustión interna diesel	952
Motor promedio de combustión interna diesel	784
Turbina de gas simple	900
Turbina de gas de ciclo combinado	560
Hidroelectricidad	0
Energía Solar	0

Fuente: <http://www.ccap.org/> Center for Clean Air Policy

- **Valor agregado:** Los precios del mercado no siempre dan una valorización completa de los proyectos para la sociedad y las políticas de desarrollo. Estos beneficios que otorga el valor agregado de cada proyecto se diferencian de los beneficios de la rentabilidad, en que estos representan la valorización del producto y/o de los insumos, reflejados en las externalidades económicas. El valor agregado en este contexto, y para los criterios que se emplearan en esta tesis, serán ponderados de acuerdo a la ampliación de la cobertura eléctrica con la utilización de fuentes energéticas renovables, el aumento de la eficiencia productiva y la extensión de los recursos actualmente no aprovechados.
- **Coordinación con las inversiones locales:** Siendo coherentes con la política nacional, todas las inversiones de las localidades deben enfocarse a los planes de ordenamiento territorial existentes. Esto con el objeto de que la administración de los recursos de la región permita el desarrollo de obras integrales como lo expresa la política de desarrollo y el plan energético nacional.

4.3 DIMENSIÓN TÉCNICA

- **Eficiencia energética:** Es la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables, definido así en el Anexo 1 en la Ley 697 de 2001 de Colombia.
- **Adecuación a recursos disponibles:** Definido como la utilización y multiplicación de recursos locales, la capacidad de construcción nacional de equipo y el uso de los recursos humanos para la operación y el mantenimiento de la planta de generación. Todo lo anterior con el fin de reducir los costos energéticos al usuario dentro de un marco de desarrollo sustentable.
- **Probabilidad de éxito:** La probabilidad de éxito se refiere principalmente a la probabilidad de que la tecnología funcione. El éxito técnico se define en términos de alcance de las metas específicas como capacidad de generación, cobertura, facilidad de mantenimiento y operación, y la confiabilidad del suministro, etc;

basado en una adecuada determinación y proyección de la demanda y de sus características de consumo.

- **Innovación tecnológica:** Permite la evaluación y la aplicación de tecnologías recientes y la diversificación de la mezcla energética local. Los proyectos se clasifican en diferentes etapas de innovación de acuerdo al nivel de incertidumbre técnica para su realización y al nivel de incertidumbre del correcto establecimiento de los objetivos, definiéndose así cuatro etapas de desarrollo: Investigación básica, Investigación Aplicada, Prototipo / planta piloto y desarrollo comercial. A lo largo del proceso de innovación, desde la investigación básica hasta el desarrollo comercial, el tipo de incertidumbre se enfoca desde la incertidumbre técnica hasta la incertidumbre de los objetivos a satisfacer con la tecnología.
- **Ingeniería del proyecto:** Este criterio será entendido como la mejor calidad en el diseño de la Ingeniería Conceptual y Básica de cada uno de los proyectos, con base en las bases de diseño, los criterios, y las filosofías de operación, planos y demás documentos de ingeniería; así como de las licencias ambientales, programa de ejecución, esquema financiero, etc, pertinentes para el procedimiento de registro y desarrollo exigido por las entidades gubernamentales.

4.4 DIMENSIÓN AMBIENTAL

Dado el énfasis actual acerca de las normas ambientales con respecto a emisiones al ambiente y la disposición de los desechos, los proyectos destinados a satisfacer la normatividad son actualmente una de las mayores preocupaciones en Colombia. Se trata de un problema de planeación y decisión, en el cual la dimensión ambiental es uno de los factores a ser evaluados al lado de las demás dimensiones, considerando directrices vigentes y futuras de gestión de demanda y oferta de energía.

- **Mínimo impacto ambiental:** Los impactos ambientales se originan durante las etapas de planeamiento, construcción y operación del proyecto. La relación costo / beneficio ambiental de la implementación del proyecto es responsable de la generación de impactos permanentes y transitorios. De esta forma, el mínimo impacto ambiental, esta referido hacia una convergencia de desarrollo sustentable y equitativo de la localidad, mediante el cumplimiento de las normas nacionales y la aplicación de medidas que compensen los daños inevitables y mejoren las condiciones ambientales. Este criterio es ponderado con bajos niveles de emisiones y efectos en suelo, aire y agua. Además de la reducción de procesos de deforestación o erosión y la disminución de la contaminación de ríos y cuencas.
- **Respeto a las normas internacionales:** Principalmente a las establecidas en la conferencia de Río de Janeiro firmada por Colombia y comprometidos legalmente en el Protocolo de Kyoto tanto para los países en vías de desarrollo como los desarrollados, y en donde se propone el Mecanismo de Desarrollo Limpio expuesto anteriormente y aplicables a Colombia.

4.5 ESTRUCTURA JERARQUICA

Las dimensiones descritas con sus respectivos criterios son integrados en la Tabla 4.6, donde se identifica adicionalmente los objetivos particulares de cada criterio para el cumplimiento del objetivo general de la electrificación rural de las ZNI de Colombia dentro de un contexto de desarrollo sustentable.

A partir de lo anterior, se establece la estructura jerárquica multicriterio que se muestra en la Figura 4.1 (Ver Anexo 4).

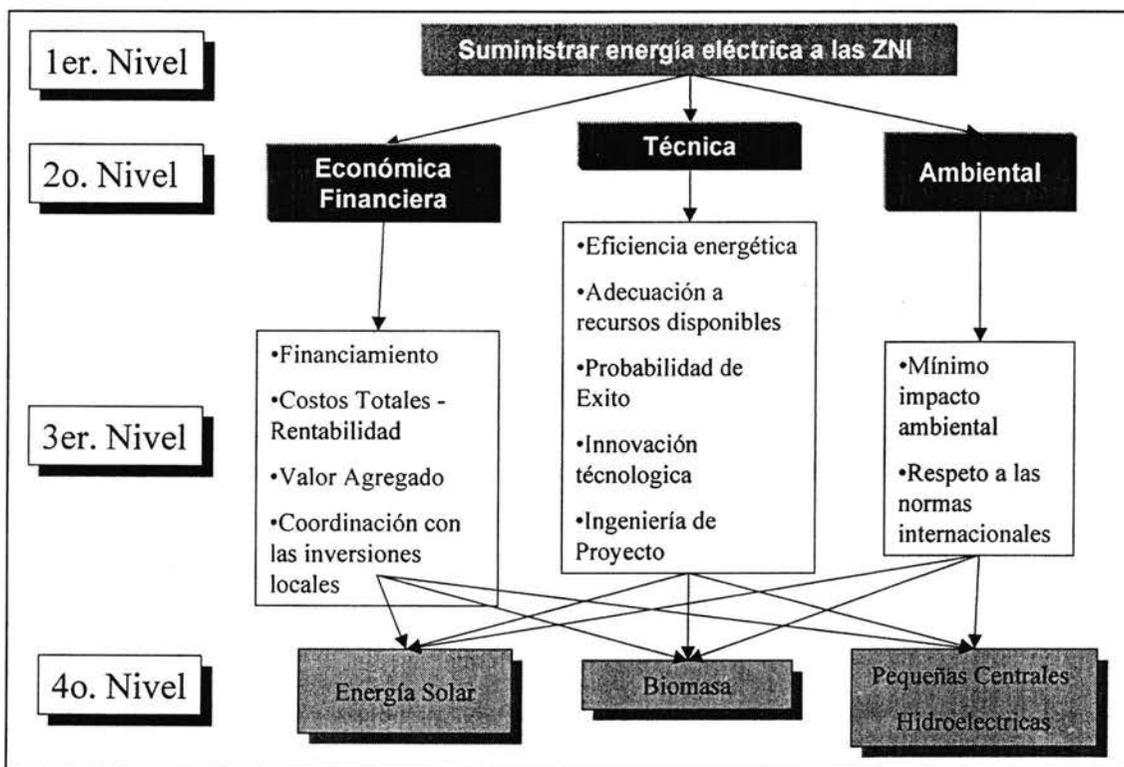


Figura 4.1 Estructura jerárquica multicriterio

Fuente: Elaboración propia

Se observa que el primer nivel está definido por el objetivo principal del modelo, suministrar energía eléctrica a las ZNI de Colombia. En el segundo nivel se identifican las dimensiones seleccionadas (Económica – Financiera, Técnica y Ambiental) para el cumplimiento del objetivo principal. El tercer nivel, corresponde a los criterios de cada dimensión considerados para la calificación de los proyectos de electrificación ubicados en el cuarto nivel, a través de las tecnologías que aplican las fuentes renovables (Energía Solar Fotovoltaica, Biomasa y las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas).

Tabla 4.6 Atributos seleccionados para suministrar energía eléctrica a las Zonas No Interconectadas de Colombia

Dimensión	Criterio	Alta calificación se relaciona con:	Responde a objetivos:
Económica - Financiera	Financiamiento	Alta participación de fondos internacionales y /o públicos, y privados	<ul style="list-style-type: none"> - seguridad en el presupuesto para la ejecución de proyectos completos - reducción de potencial de corrupción en la ejecución del proyecto
	Costos totales	Alta tasa de interés representativa del costo de oportunidad del capital	<ul style="list-style-type: none"> - verificar la viabilidad económica - considerar RCEs en los proyectos
	Rentabilidad	Mayor multiplicador de la inversión	<ul style="list-style-type: none"> - eficiencia productiva - abastecimiento pleno y eficiente - extensión de la cobertura eléctrica con otros energéticos - extensión del alcance de los recursos
	Valor agregado	Alta empatía con las inversiones para la localidad	<ul style="list-style-type: none"> - coordinación de las estrategias de energización con las inversiones de los entes territoriales y otras entidades nacionales - mayor crecimiento del PIB regional - mejorar la planeación industrial de la región
Técnica	Eficiencia energética	Alta generación (kW) por unidad de energético	<ul style="list-style-type: none"> - satisfacción de las necesidades básicas - manejo sustentable de los recursos energéticos
	Adecuación a recursos disponibles	Alto porcentaje de uso de los recursos locales y nacionales	<ul style="list-style-type: none"> - empleo y multiplicación de recursos locales - capacidad de construcción nacional de equipo - uso de los recursos humanos para la operación y el mantenimiento de la planta - reducción de los costos del suministro energético al usuario

	Probabilidad de éxito	Alto grado de confiabilidad de la tecnología	<ul style="list-style-type: none"> - alta confiabilidad de la tecnología utilizada para el funcionamiento de la tecnología - fácil mantenimiento y operación - seguridad en la construcción, puesta en servicio y operación
	Innovación tecnológica	Alto grado de coherencia tecnológica	<ul style="list-style-type: none"> - aplicación de tecnologías recientes - diversificación de la mezcla energética - involucra organismos de investigación en aplicaciones específicas para la localidad
	Ingeniería del proyecto	Máxima calidad en el diseño	<ul style="list-style-type: none"> - calidad en el diseño en la ingeniería básica y de detalle - cumplimiento de normas - cumplimiento con el procedimiento de registro exigidos
Ambiental	Mínimo impacto ambiental	Bajos niveles de emisiones y efectos en suelo, aire y agua	<ul style="list-style-type: none"> - cumplimiento de las normas ambientales nacionales - reducción de emisiones de gases con efecto invernadero CO₂, NO_x y SO_x - reducción de procesos de deforestación o procesos de erosión y la disminución de la contaminación de ríos y cuencas.
	Respeto a las normas internacionales	Alto grado de coherencia con las disposiciones internacionales	<ul style="list-style-type: none"> - cumplir con la conferencia de Río de Janeiro y los acuerdos del protocolo de Kyoto

Fuente: Elaboración propia

4.6 APLICACIÓN DEL MÉTODO JERARQUICO MULTICRITERIO Y ELECTRA II

El modelo se aplicó a los proyectos definidos en el portafolio de proyectos del Plan de Inversiones del Sector Eléctrico dados en el Capítulo 1 y clasificados en las Tabla 4.7 y 4.8 de acuerdo al tipo de electrificación; poblaciones Tipo I y II, y poblaciones Tipo III, respectivamente.

Adicionalmente, se anexa en la Tabla 4.7 el proyecto P5 de Gasificación de Biomasa propuesto por la Unidad Planeación Minero Energética como una alternativa de desarrollo de la localidad del Calamar, para identificar el nivel de importancia del proyecto en la jerarquización, debido principalmente a que estos proyectos no han sido impulsados ni desarrollados en el país y un alta jerarquización influiría en su selección para aumentar la mezcla energética actual.

De misma forma, en la Tabla 4.8, se anexan los proyectos de Gasificación de Biomasa P4 y P5, con capacidades de instalación menores a la propuesta para la población tipo I y II en la Tabla 4.7 y enfocado a los mismos objetivos dados en el párrafo anterior. Se ha seleccionado las capacidades y costos de estos proyectos teniendo en cuenta los gasificadores desarrollados en el Brasil, donde las características ambientales y del recurso energético son similares a las presentes en las regiones donde se han desarrollado los estudios de factibilidad de Gasificadores de Biomasa en Colombia.

Tabla 4.7 Proyectos de Generación Eléctrica Población Tipo I y II

Tecnología	No.	Nombre del Proyecto	Capacidad (MW)	Costo instalación (kUS\$) ₂₀₀₁	Costo Unitario (kUS\$)/kW	Descripción
PCH	P1	PCH La Vuelta	8	394	0.05	Repotenciación y puesta en operación de la PCH
	P2	PCH Guapi	16.4	26.650	1.6	Beneficia a 4 municipios, aprox. 95.000 hab.
	P3	PCH Timbiquí I	8.8	20151	2.3	Plan Costa Pacífica
	P4	Puerto Inírida	2.1	11.342,6	5.4	Suministra el servicio al municipio de Puerto Inírida
Biomasa	P5	Gasificación de Madera en el Calamar	1	4,400	4.4	Consumo de 24Ton madera/día. Área utilizada entre 2.3-2.5km ²
	P6	Generación residuos agroindustriales	1.4	9.956,4	7.1	El costo inicial MUS\$ 8,8 a precio de 1996, y es a partir de desechos porcinos.

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la Tabla 1.5 y 1.6

Tabla 4.8 Proyectos de Generación Eléctrica Población Tipo III

Tecnología	No.	Nombre del Proyecto	Capacidad (kW)	Costo instalación (kUS\$) ₂₀₀₁	Costo Unitario (kUS\$)/kW	Descripción
PCH	1.	Puerto Leguízamo	450	3.843,8	8.5	Suministra el servicio al municipio de Puerto Leguízamo
	2.	PCH de Colón	50	102,3	2.0	Rehabilitación de la PCH de Colón
	3.	PCH San Francisco	150	436,1	2.9	Rehabilitación de la PCH de San Francisco
Biomasa	4.	Gasificación de Madera en el Calamar	40	1,380	0.03	Estudio de Prefactibilidad
	5.	Gasificación de Madera en el Calamar	160	2,140	0.01	Estudio de Prefactibilidad
Solar Fotovoltaica	6.	Puerto Colombia	1.1	23,529	26.7	Beneficia a aprox. 120 hab.
	7.	Puerto Palermo	1	29,411	30.8	Beneficia a aprox. 140 hab.

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la Tabla 1.5 y 1.6

La metodología para la aplicación del modelo se presenta en la Figura 4.2. Esta metodología será desarrollada para los dos tipos de electrificación establecidos en los proyectos descritos.

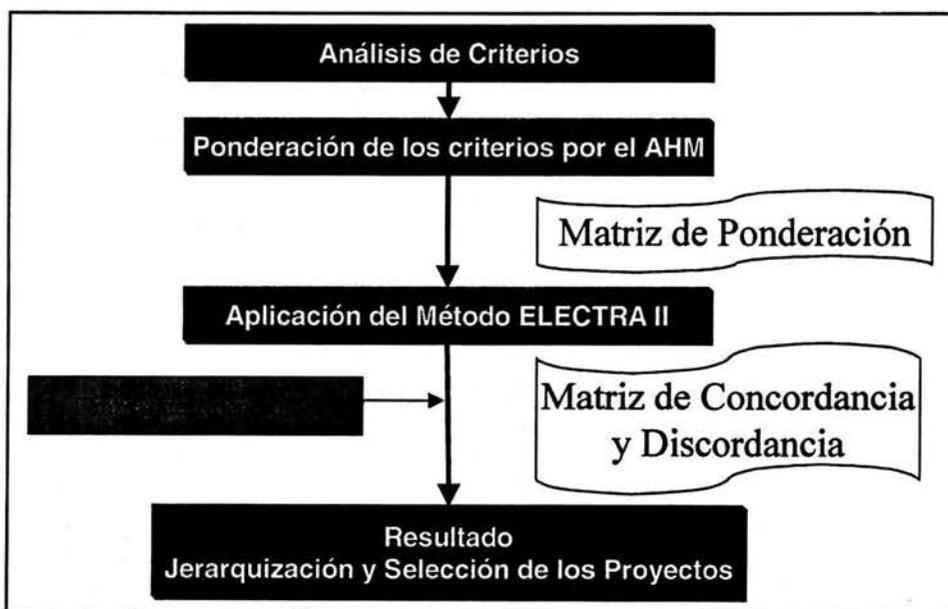


Figura 4.2 Metodología para la aplicación modelo

Fuente: Elaboración propia

Como primer paso en la Tabla 4.9 se presenta la escala de calificación por criterio considerada para la evaluación de los proyectos a jerarquizar.

Tabla 4.9 Escala de calificación por criterio para los criterios

Dimensión / Criterio	Escala de ponderación				
	2	4	6	8	10
Económica – Financiera					
Financiamiento	Recursos de las localidades.	Menos del 50% del financiamiento de organismos públicos colombianos.	Más del 50% de recursos de organismos públicos colombianos.	Recursos de fondos internacionales y públicos colombianos.	Recursos de fondos internacionales, públicos y privados.
Costos Totales - Rentabilidad	Proyecto no factible económicamente.	Baja TIR, baja factibilidad económica.	Media TIR, competitividad económica.	Alta TIR, competitividad económica.	Alta TIR, competitividad económica, considera RCEs.
Valor agregado	Baja eficiencia productiva y extensión media del alcance de los recursos	Eficiencia productiva intermedia y extensión alta del alcance de los recursos.	Abastecimiento parcial, eficiencia productiva intermedia, y alta extensión del alcance de los recursos.	Abastecimiento parcial, alta eficiencia productiva, y alta extensión del alcance de los recursos.	Abastecimiento pleno, alta eficiencia productiva, y alta extensión del alcance de los recursos.
Coordinación con las inversiones locales	No existe empatía con las inversiones para la localidad.	Promueve la planeación de la región aunque no exista empatía.	Promueve la planeación de la región generando empatía.	Empatía intermedia con las inversiones para la localidad.	Alta empatía con las inversiones para la localidad.
Técnica					
Eficiencia energética	Baja generación (kW) por unidad de energético.	Media generación (kW) por unidad de energético.	Media generación (kW) por unidad de energético y manejo sustentable	Alta generación (kW) por unidad de energético.	Alta generación (kW) por unidad de energético y manejo sustentable
Adecuación a recursos disponibles	Bajo % de uso de los recursos locales y nacionales para la construcción, y alto costo de suministro.	Medio % del uso de los recursos locales y nacionales para la construcción, y alto costo de suministro.	Alto % de uso de los recursos locales y nacionales para la construcción, y alto costo de suministro.	Alto % de uso de los recursos locales y nacionales para la construcción, O&M, y alto costo de suministro.	Alto % de uso de los recursos locales y nacionales para la construcción, O&M, y bajo costo de suministro.
Probabilidad de Éxito	No existe confiabilidad de la tecnología en la construcción, difícil O&M.	Bajo grado de confiabilidad de la tecnología en la construcción, fácil O&M.	Grado intermedio de confiabilidad en la tecnología en la construcción, fácil O&M.	Alto grado de confiabilidad en la tecnología en la construcción, difícil O&M.	Alto grado de confiabilidad de la tecnología en la construcción, fácil O&M.

Innovación Tecnológica	Aplicación de energéticos convencionales con tecnologías anteriormente usadas en las localidades.	Aplicación de energéticos convencionales con tecnologías desarrolladas	Diversificación de la mezcla energética con tecnologías desarrolladas.	Alto grado de coherencia tecnológica con adaptación de tecnologías recientes.	Alto grado de coherencia tecnológica con la innovación y desarrollo de aplicaciones específicas de la tecnología.
Ingeniería del Proyecto	Calidad intermedia en la ingeniería básica y de detalle. Retraso de actividades con impacto en los procedimientos de registro.	Calidad intermedia en la ingeniería básica y de detalle. Cumplimiento del procedimiento de registro.	Máxima calidad en la ingeniería básica y de detalle. Retraso de actividades con impacto en los procedimientos de registro.	Máxima calidad en la ingeniería básica y de detalle. Retraso de actividades sin impacto en los procedimientos de registro.	Máxima calidad en la ingeniería básica y de detalle. Cumplimiento del programa de avance y programa de registro.
Ambiental					
Mínimo impacto ambiental	Altos niveles de emisiones y efectos transitorios en suelo, aire y con planes de mitigación.	Niveles intermedios de emisiones y efectos transitorios en suelo, aire y agua en el largo plazo.	Niveles intermedios de emisiones y efectos en suelo, aire y agua, con planes de mitigación.	Bajos niveles de emisiones y efectos en suelo, aire y agua, con planes de mitigación.	Sin emisiones y efectos en suelo, aire y agua en el mediano y largo plazo.
Respeto a las normas internacionales	No cumple con el Protocolo de Kyoto y la Conferencia de Río de Janeiro.	Cumple parcialmente el Protocolo de Kyoto y la Conferencia de Río de Janeiro.	Cumplimiento del Protocolo de Kyoto.	Cumplimiento del Protocolo de Kyoto, y puede ser evaluado como proyecto del MDL.	Cumplimiento del Protocolo de Kyoto, y es evaluado como proyecto del MDL.

Fuente: Elaboración propia

Convenciones: O&M Operación y mantenimiento

Los proyectos fueron calificados por criterios y con base en la escala de ponderación definida en la Tabla 4.9.

Se presenta en la Tabla 4.10 la calificación de los proyectos para la Electrificación Tipo I y II, en la cual se consideró la experiencia de los tomadores de decisiones de la Unidad de Planeación Minero Energética²⁴, de entidades académicas²⁵ y los documentos técnicos, económicos-financieros, y ambientales, presentados por los promotores de los proyectos a la UPME para su registro y aprobación, los cuales no son presentados en esta tesis por argumentos de confidencialidad entre las partes interesadas.

La calificación de los proyectos de electrificación Tipo III se presenta en la Tabla 4.11, igualmente se consideró la experiencia de los tomadores de decisiones de la Unidad de Planeación Minero Energética, de entidades académicas, de la información publicada

²⁴ Ing. Luis Carlos Romero, Físico Henry Josué Zapata y el Ing. Humberto Rodríguez.

²⁵ Ing. Ramiro Ortiz Flórez. Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Universidad del Valle.
Ing. Eduardo Machado Hernández. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Colombia

acerca de la gasificación en Brasil y de los documentos técnicos, económicos-financieros, y ambientales, presentados por los promotores de los proyectos a la UPME.

Tabla 4.10 Calificación de proyectos de electrificación tipo I y II

Dimensión	Tecnología	PCH				Biomasa	
	Criterio / Proyectos	1	2	3	4	5	6
Económica - Financiera	Financiamiento	6	8	6	6	8	10
	Costos Totales – Rentabilidad	8	8	8	8	6	8
	Valor agregado	8	10	8	10	8	8
	Coordinación con las inversiones locales	10	10	10	10	8	10
Técnica	Eficiencia energética	6	8	8	6	8	6
	Adecuación a recursos disponibles	6	10	10	8	8	10
	Probabilidad de Éxito	8	8	8	8	6	10
	Innovación Tecnológica	6	6	6	6	10	10
	Ingeniería del Proyecto	6	8	8	8	6	6
Ambiental	Mínimo impacto ambiental	8	8	8	8	10	6
	Respeto a las normas internacionales	8	6	8	8	10	6

Tabla 4.11 Calificación de proyectos de electrificación tipo III

Dimensión	Tecnología	PCH			Biomasa		Solar	
	Criterio / Proyectos	1	2	3	4	5	6	7
Económica - Financiera	Financiamiento	8	6	6	8	8	8	8
	Costos Totales – Rentabilidad	8	8	8	10	10	6	6
	Valor agregado	10	8	8	8	10	6	8
	Coordinación con las inversiones locales	10	8	10	6	6	8	8
Técnica	Eficiencia energética	8	8	8	8	8	10	10
	Adecuación a recursos disponibles	10	8	10	10	8	6	6
	Probabilidad de Éxito	10	10	8	8	8	10	10
	Innovación Tecnológica	6	6	6	10	10	8	8
	Ingeniería del Proyecto	10	6	6	4	4	8	8
Ambiental	Mínimo impacto ambiental	8	8	8	10	8	10	10
	Respeto a las normas internacionales	10	6	6	8	8	8	8

De acuerdo a la estructura y a la metodología a desarrollar para la aplicación del modelo, a continuación se presenta la ponderación de los criterios por el Método Jerárquico Multicriterio para el primer nivel y el segundo nivel. La contribución en el primer nivel en cada dimensión para los dos tipos de electrificación se presentan en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12 Contribución del primer nivel a la electrificación

Dimensiones	Siglas	Tipo I y II	Tipo III
		Contribución (%)	Contribución (%)
Económica - Financiera	EF	42.58%	31.92%
Técnica	TE	32.55%	37.88%
Ambiental	IA	24.87%	30.19%

Puede observarse que las contribuciones arrojan el orden de importancia de cada una de las dimensiones. En la electrificación para poblaciones Tipo I y II la que mayor contribuye es la económica – financiera, en tanto que para poblaciones Tipo III es la técnica.

Para el segundo nivel la contribución de los criterios a cada una de las dimensión se considero igual para los dos tipos de electrificación, y son presentadas en las Tablas 4.13, 4.14 y 4.15.

Tabla 4.13 Contribución del segundo nivel para la dimensión económica - financiera

Criterio	Siglas	Tipo I, II y III
		Contribución (%)
Financiamiento	FI	30.06%
Costos Totales	CT	36.76%
Valor Agregado	VA	18%
Coordinación con las Inversiones	CI	15%

Tabla 4.14 Contribución del segundo nivel para la dimensión técnica

Criterio	Siglas	Tipo I, II y III
		Contribución (%)
Eficiencia Energética	EE	22.82%
Adecuación de los Recursos	AR	28.58%
Probabilidad de Éxito	PE	12.25%
Innovación Tecnológica	IT	11.84%
Ingeniería del Proyecto	IP	24.50%

Tabla 4.15 Contribución del segundo nivel para la dimensión ambiental

Criterio	Siglas	Tipo I, II y III
		Contribución (%)
Mínimo impacto ambiental	MI	30.06%
Respeto a las normas internacionales	RN	36.76%

Integrando la contribución para el primer nivel por dimensión y la contribución del segundo nivel por criterio, se obtiene la contribución del primer nivel por criterio, tanto para las poblaciones Tipo I y II como para las poblaciones Tipo III. Estas se presentan en las Tablas 4.16 y 4.17 respectivamente.

Puede observarse que los cuatro criterios que mayor contribuyen al cumplimiento del objetivo principal en las poblaciones Tipo I y II son en orden de importancia: los costos totales – rentabilidad, mínimo impacto ambiental, el financiamiento de los proyectos, y el respeto a las normas internacionales.

En tanto, que en las poblaciones Tipo III son: el mínimo impacto ambiental, respeto a las normas internacionales, costos totales – rentabilidad y la adecuación de los recursos. Por tanto, la dimensión económica – financiera y ambiental, dan la mayor contribución a el objetivo principal para los dos tipos de poblaciones evaluados.

Tabla 4.16 Contribución para el primer nivel por criterio población Tipo I y II

Contribución por Dimensión		EF	TE	IA	Contribución (%)
		0.43	0.33	0.25	
Financiamiento	FI	0.30	-	-	13%
Costos Totales	CT	0.37	-	-	16%
Valor Agregado	VA	0.18	-	-	8%
Coordinación con las Inversiones	CI	0.15	-	-	7%
Eficiencia Energética	EE	-	0.23	-	7%
Adecuación de los Recursos	AR	-	0.29	-	9%
Probabilidad de Éxito	PE	-	0.12	-	4%
Innovación Tecnológica	IT	-	0.12	-	4%
Ingeniería del Proyecto	IP	-	0.25	-	8%
Mínimo impacto ambiental	MI	-	-	0.56	14%
Respeto a las normas internacionales	RN	-	-	0.44	11%

Tabla 4.17 Contribución para el primer nivel por criterio población Tipo III

Contribución por Dimensión		EF	TE	IA	Contribución (%)
		0.32	0.38	0.30	
Financiamiento	FI	0.30	-	-	10%
Costos Totales	CT	0.37	-	-	12%
Valor Agregado	VA	0.18	-	-	6%
Coordinación con las Inversiones	CI	0.15	-	-	5%
Eficiencia Energética	EE	-	0.23	-	9%
Adecuación de los Recursos	AR	-	0.29	-	11%
Probabilidad de Éxito	PE	-	0.12	-	5%
Innovación Tecnológica	IT	-	0.12	-	4%
Ingeniería del Proyecto	IP	-	0.25	-	9%
Mínimo impacto ambiental	MI	-	-	0.56	17%
Respeto a las normas internacionales	RN	-	-	0.44	13%

Con los porcentajes presentados en la Tabla 4.16 y aplicando el método Electra II a los proyectos de electrificación Tipo I y II calificados en la Tabla 4.10, se construyen las matrices de los índices de concordancia (Tabla 4.18) y la matriz de los índices de discordancia (Tabla 4.19), para finalmente determinar la sobreclasificación de los proyectos según los umbrales de concordancia y discordancia dados en la Tabla 4.20.

Tabla 4.18. Matriz de concordancia Electrificación Tipo I y II

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
P1	-	0.89	1.00	1.00	0.74	0.62
P2	0.55	-	0.80	0.71	0.49	0.63
P3	0.75	0.89	-	0.83	0.57	0.60
P4	0.75	0.89	0.92	-	0.58	0.60
P5	0.42	0.71	0.59	0.76	-	0.61
P6	0.70	0.66	0.79	0.70	0.52	-

Tabla 4.19. Matriz de discordancia Electrificación Tipo I y II

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
P1	-	0.20	0.00	0.00	0.20	0.20
P2	0.40	-	0.20	0.20	0.20	0.20
P3	0.40	0.20	-	0.20	0.20	0.20
P4	0.20	0.20	0.20	-	0.20	0.20
P5	0.40	0.40	0.40	0.40	-	0.40
P6	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	-

Tabla 4.20. Umbrales de los índices de concordancia y discordancia

IC ID	$1 \geq IC \geq 0.8$	$0.8 > IC \geq 0.7$	$0.7 > IC \geq 0.6$
$0 < ID \leq 0.2$	Sobreclasificación fuerte	Sobreclasificación fuerte	Sobreclasificación débil
$0.2 < ID \leq 0.4$	Sobreclasificación fuerte	Sobreclasificación débil	Sobreclasificación débil

Con estos datos se obtiene la sobreclasificación de los proyectos como se muestra en las Tablas 4.21 y en el gráfico siguiente.

Tabla 4.21. Matriz de aplicación de umbrales Electrificación Tipo I y II

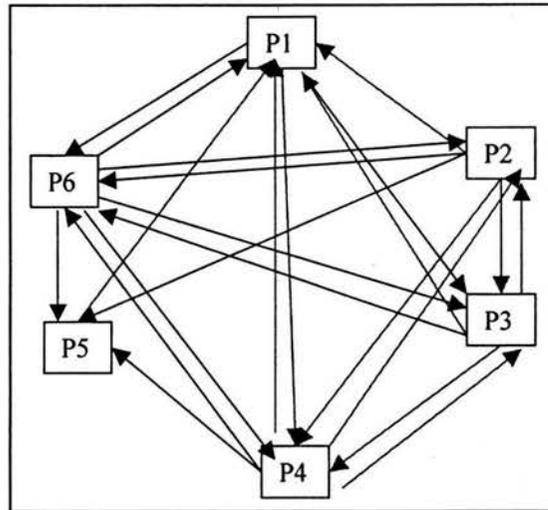
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
P1	-	F	F	F	F	D
P2	-	-	F	F	-	D
P3	D	F	-	F	-	D
P4	F	F	F	-	-	D
P5	-	D	-	D	-	D
P6	D	D	D	D	-	-

De donde,

P1 sobreclasifica fuertemente a P4, y débilmente a P3 y P6

P2 sobreclasifica fuertemente a P1, P3 y P4, y débilmente a P5 y P6
P3 sobreclasifica fuertemente a P1, P2 y P4, y débilmente a P6
P4 sobreclasifica fuertemente a P1, P2 y P3, y débilmente a P5 y P6
P5 sobreclasifica fuertemente a P1
P6 sobreclasifica débilmente a todos los demás.

El resultado gráfico que se obtiene para electrificación Tipo I y II, es:



Como existe un empate entre P1 y P4, se escoge como criterio de desempate para colocarlo en una jerarquía mayor a aquel que haya sido mejor calificado en la Tabla 4.10. La jerarquización obtenida para los proyectos de electrificación en poblaciones Tipo I y II queda de la siguiente forma:

$$P5 > P2 > P6 > P3 > P4 > P1$$

Con los porcentajes presentados en la Tabla 4.17 y el método Electra II se aplica ahora a los proyectos de electrificación Tipo III calificados en la Tabla 4.11, y con los umbrales definidos en la Tabla 4.20 obtenemos la jerarquización de los proyectos.

Tabla 4.22. Matriz de concordancia Electrificación Tipo III

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
P1	-	0.46	0.57	0.62	0.57	0.44	0.44
P2	1.00	-	0.95	0.81	0.81	0.72	0.77
P3	1.00	0.84	-	0.86	0.75	0.67	0.73
P4	0.67	0.47	0.56	-	0.72	0.67	0.73
P5	0.84	0.55	0.46	0.94	-	0.67	0.67
P6	0.70	0.55	0.33	0.72	0.56	-	1.00
P7	0.70	0.38	0.33	0.72	0.56	0.94	-

Tabla 4.23. Matriz de discordancia Electrificación Tipo III

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
P1	-	0.40	0.40	0.60	0.60	0.40	0.40
P2	0.00	-	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
P3	0.00	0.20	-	0.40	0.40	0.40	0.40
P4	0.40	0.40	0.40	-	0.20	0.40	0.40
P5	0.40	0.40	0.40	0.20	-	0.40	0.40
P6	0.20	0.20	0.20	0.40	0.40	-	0.00
P7	0.20	0.20	0.20	0.40	0.40	0.20	-

Tabla 4.24. Matriz de aplicación de umbrales Electrificación Tipo III

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
P1	-	-	-	-	-	-	-
P2	F	-	F	F	F	F	F
P3	F	F	-	F	D	D	D
P4	D	-	-	-	F	D	D
P5	F	-	-	F	-	D	D
P6	F	-	-	D	-	-	F
P7	F	-	-	D	-	F	-

De donde,

P1 sobreclasifica fuertemente a P2, P3, P5, P6 y P7 y débilmente a y P4

P2 sobreclasifica fuertemente a P3

P3 sobreclasifica fuertemente a P2

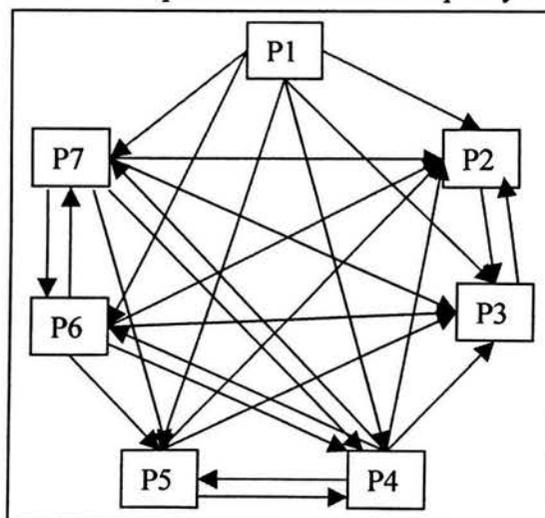
P4 sobreclasifica fuertemente a P2, P3 y P5 y débilmente a P6 y P7

P5 sobreclasifica fuertemente a P2 y P4 y débilmente a P3

P6 sobreclasifica fuertemente a P2 y P7 y débilmente a P3, P4 y P5

P7 sobreclasifica fuertemente a P2 y P6 y débilmente a P3, P4 y P5

El resultado gráfico que se obtiene para electrificación Tipo I y III, es:



Como existe un empate entre P6 y P7, se escoge como criterio de desempate para colocarlo en una jerarquía mayor a aquel que haya sido mejor calificado en la Tabla 4.11. La jerarquización obtenida para los proyectos de electrificación en poblaciones Tipo III queda de la siguiente forma:

$$P1 > P7 > P6 > P4 > P5 > P3 > P2$$

4.7 CONCLUSIONES

La ponderación de los criterios por el Método Jerarquico Multicriterio y la aplicación del método Electra II a la selección de los proyectos promueve que los resultados de la jerarquización no estén viciados con las clasificación dadas a las dimensiones y criterios, sino que otorga a cada proyecto la ventaja de ser comparado independientemente de los demás, analizando los proyectos a través de los índices de concordancia, discordancia y de sus respectivos umbrales. Por ello, la priorización de los proyectos lleva a su elección óptima, una vez que sea conocido el presupuesto global que se asignará a toda la cartera de proyectos.

Para la electrificación de poblaciones Tipo I y II, la dimensión de mayor contribución al alcance de los objetivos fue la económica – financiera, resaltando de ella los criterios de los costos totales – rentabilidad y el financiamiento a los proyectos. En tanto que para la electrificación de poblaciones Tipo III, la dimensión técnica con el criterio referente a la adecuación de los recursos y la dimensión ambiental, junto con los dos criterios seleccionados, *i.e.* mínimo impacto y el respeto a las normas internacionales, son las de mayor contribución al objetivo.

El modelo en la electrificación Tipo I y II utilizo para la jerarquización la clasificación directa y fue perfectamente discriminante para las dos primeros lugares de la jerarquía, en tanto que, para los siguientes lugares fue necesario aplicar la *sobreclasificación fuerte* como prioridad sobre una débil.

Como puede observarse el proyecto que ocupó la mayor jerarquización en las poblaciones Tipo I y II corresponde a la Gasificación de Madera en la localidad del Calamar, seguida de la pequeña central hidroeléctrica del Río Guapi, y seguida de mayor a menor por mínimas diferencias la Generación de Residuos agroindustriales, la pequeña central hidroeléctrica de Timbiquí 1, la pequeña central hidroeléctrica de la localidad de Puerto Inírida y la repotenciación de la pequeña central hidroeléctrica de la localidad La Vuelta.

De acuerdo a esta jerarquización para poblaciones Tipo I y II de crecientes niveles de consumo, el proyecto con mayor influencia en el logro de los objetivos es la Gasificación de Madera en el Calamar. Debe recordarse que en los proyectos en donde se ha aplicado esta tecnología no han sido promovidos o considerados anteriormente en los planes de

inversiones del gobierno. Por otra parte, los proyectos de las pequeñas centrales hidroeléctricas con altos niveles de cobertura siempre estarán entre los primeros lugares de la jerarquía y entre las prioridades del gobierno, debido a la gran experiencia adquirida con ellos, a los bajos costos de generación, abundancia del recurso, y al alto grado de confiabilidad que la tecnología a brindado al desarrollo de las regiones en crecimiento.

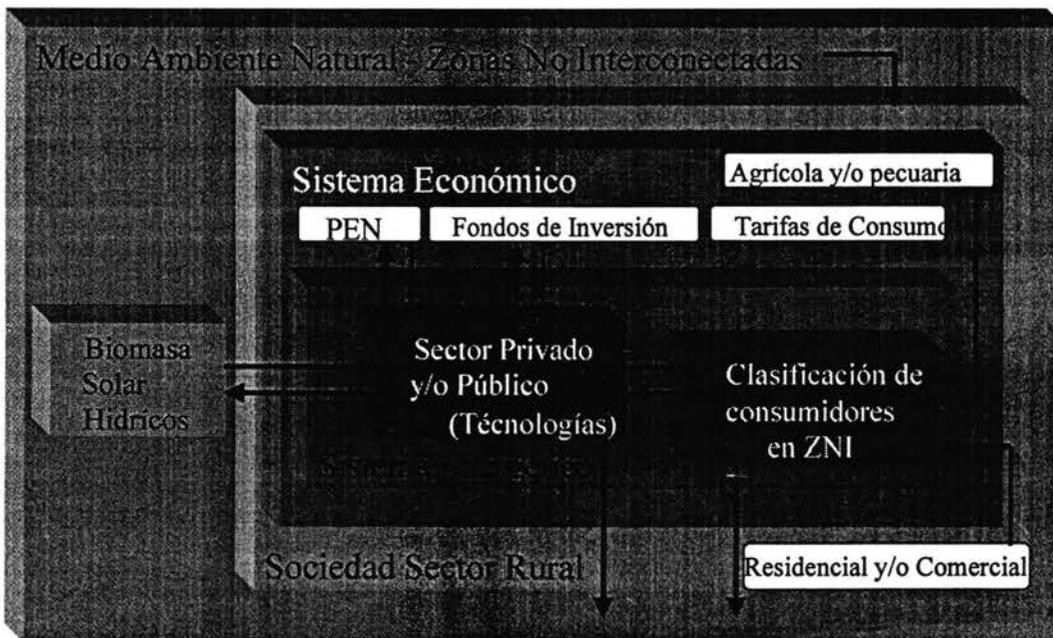
Igualmente, el modelo en la electrificación para poblaciones Tipo III utilizó para la jerarquización la clasificación directa. En esta electrificación el modelo es perfectamente discriminante entre las tecnologías y clasifica en los últimos lugares las rehabilitaciones de las instalaciones existentes. En el primer lugar de la jerarquización se encuentra el proyecto de la pequeña central hidroeléctrica de Puerto Leguizamo, en segundo y tercer puesto se ubican los proyectos solares, a continuación se localizan los Gasificadores de Biomasa y finalmente las rehabilitaciones de las pequeñas centrales hidroeléctricas.

De lo anterior podemos verificar que la tecnología solar debe seguir contemplándose en los planes de inversiones porque satisface un nicho de mercado muy particular que no podría ser atendido por otras fuentes a pesar de sus altos costos de inversión, de allí su alta jerarquización incluso sobre los proyectos que utilizan la biomasa.

CAPITULO 6. CONCLUSIONES FINALES

Las principales conclusiones finales que son el resultado de las que en cada capítulo se han establecido, son las siguientes:

- I. Se identificaron los sistemas y actores para el suministro de energía eléctrica en las zonas no interconectadas presentados en la Gráfica 6.1. Ello contribuyó a seleccionar las dimensiones, los criterios y los objetivos a cumplir, junto con las experiencias adquiridas o propuestas de los tomadores de decisiones consultados en la Unidad de Planeación Minero Energética, para jerarquizar los proyectos en el modlo desarrollado.



Gráfica 6.1 Diagnóstico Energético de las Zonas no Interconectadas

- II. De acuerdo con las características de consumo y con las capacidades de generación establecidas, se definieron dos esquemas diferentes de electrificación para poblaciones Tipo I y II, y para poblaciones Tipo III. De esta forma se aplicó la jerarquización y selección óptima de proyectos con especificaciones de diseño comparables (Tabla 6.1), lo cual facilita y da coherencia a la toma de decisiones para todos los niveles de consumo (residencial, y/o industrial, comercial, públicos), teniendo en cuenta las políticas establecidas para el desarrollo sustentable en todas las regiones.
- III. En las Tablas 6.2 y 6.3 se presentan los proyectos seleccionados del portafolio para su jerarquización y selección óptima, de acuerdo a sus características para las poblaciones Tipo I y II y para Tipo III. La jerarquización obtenida para los proyectos de electrificación en poblaciones Tipo I y II, determino el siguiente orden de prioridad: $P5 > P2 > P6 > P3 > P4 > P1$. La jerarquización obtenida para los proyectos de electrificación en poblaciones Tipo III, determino el siguiente

orden de prioridad: P1 > P7 > P6 > P4 > P5 > P3 > P2. Se estable un costos total de instalación de US\$ 81 millones para 38.5 MW de capacidad.

Tabla 6.1 Especificaciones de diseño

TIPO	CENTRO POBLADO Habitantes	CONSUMO kWh/año	SERVICIO h/día	PLANTAS MW
I	>500	1232	9.7	1 < x < 10
II	200 < x < 500	389	4.2	
III	200	363	3.25	< 1

Tabla 6.2 Proyectos de Generación Eléctrica Población Tipo I y II

Tecnología	No.	Nombre del Proyecto	Capacidad (MW)	Costo instalación (kUS\$) ₂₀₀₁
PCH	P1	PCH La Vuelta	8	394
	P2	PCH Guapi	16.4	26.650
	P3	PCH Timbiquí 1	8.8	20151
	P4	Puerto Inírida	2.1	11.342,6
Biomasa	P5	Gasificación de Madera en el Calamar	1	4,400
	P6	Generación residuos agroindustriales	1.4	9.956,4

Tabla 6.3 Proyectos de Generación Eléctrica Población Tipo III

Tecnología	No.	Nombre del Proyecto	Capacidad (kW)	Costo instalación (kUS\$) ₂₀₀₁
PCH	1.	Puerto Leguízamo	450	3.843,8
	2.	PCH de Colón	50	102,3
	3.	PCH San Francisco	150	436,1
Biomasa	4.	Gasificación de Madera en el Calamar	40	1,380
	5.	Gasificación de Madera en el Calamar	160	2,140
Solar Fotovoltaica	6.	Puerto Colombia	1.1	23,529
	7.	Puerto Palermo	1	29,411

- IV. La principal ventaja identificada para las tecnologías a partir de fuentes alternas de energía en la electrificación rural de las Zonas No Interconectadas es el costo de generación, el cuál empieza a ser competitivo con las tecnologías convencionales, principalmente por el costo del combustible diesel que alcanza en promedio los 0.35US\$/litro encareciendo los costos unitarios de generación.

V. Se resalta la problemática de que las tarifas fijadas a los usuarios no han contemplado los energéticos locales y son similares a las fijadas para los usuarios interconectados al sistema nacional, lo anterior impacta negativamente en la rentabilidad y elegibilidad de los proyectos, y no representa la situación en las zonas no interconectadas. Además, para los inversionistas privados que deseen en empresas de servicios públicos para las localidades no resulta atractivo el esquema tarifario actual, lo que afecta directamente a la posibilidad de prestar un servicio eficiente a las Zonas No Interconectadas.

VI. Se desarrolló la estructura de jerarquización presentada en la Figura 6.2, la cual considera las contribuciones de las dimensiones: económica - financiera (social), tecnológica (energética) y ambiental en los proyectos con fuentes energéticas locales: solar, hídrica y biomasa. La ponderación por criterio se realizó con el Método Jerárquico Multicriterio (AHP), utilizando el software "Criterion plus" y el proceso de selección, con el Método Electra II, permitiendo que cada proyecto sea comparado independientemente y analizado a través de índices de concordancia, discordancia y de sus respectivos umbrales.

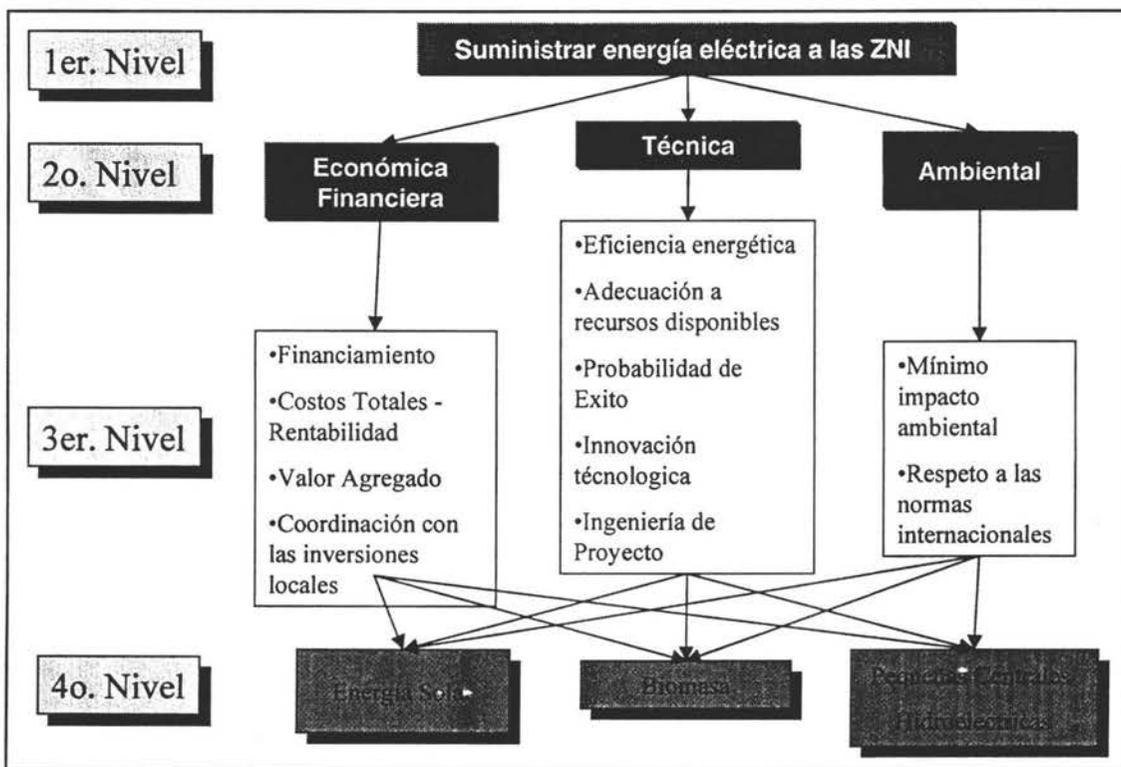


Figura 6.2 Estructura Jerárquica Multicriterio

VII. Los criterios que presentaron mayor influencia en la jerarquización para las poblaciones Tipo I y II, fueron en orden de importancia: los costos totales-rentabilidad, el financiamiento, el mínimo impacto ambiental y el respeto a las normas internacionales. Para las poblaciones Tipo III se tiene en orden de

importancia: mínimo impacto ambiental, respeto a las normas internacionales, costos totales- rentabilidad y la adecuación de los recursos.

- VIII. Después de aplicado el método se pudo verificar que los proyectos de gasificación de biomasa para las poblaciones Tipo I y II (Generación de Madera en la localidad del Calamar y Generación de residuos agroindustriales), propuestos, pero que no han sido desarrollados, ocupan los primeros lugares de la jerarquía. De allí que se recomienda su promoción en las Zonas No Interconectadas ya que pueden ser competitivos ante las tecnologías convencionales.
- IX. Por otra parte, la tecnología solar satisface un nicho del mercado que no podría ser atendido por otras tecnologías, razón por la cual debe contemplarse a pesar de sus altos costos de inversión. Y por último, los proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas siempre estarán presentes en los primeros lugares de la jerarquía, debido principalmente, a la alta disponibilidad del recurso, la factibilidad de su aprovechamiento, y la confiabilidad que han brindado en las múltiples instalaciones existentes.
- X. Las jerarquizaciones encontradas ayuda a los tomadores de decisiones del estado colombiano a promover y seleccionar los proyectos del plan de inversiones del gobierno en las Zonas No Interconectadas. En tanto que, el modelo multicriterio desarrollado puede ser aplicado constantemente y puede estar en continua evolución, dependiendo de: los avances en las políticas para la electrificación sustentable de las Zonas No Interconectadas, los cuales se verán reflejada en las tarifas fijadas al usuario final, la asignación de presupuesto y los mecanismos de financiamiento de los proyectos, a los avances de la tecnología y a los niveles de confiabilidad que se adquieran con el desarrollo de proyectos de fuentes alternativas.
- XI. Adicionalmente, el modelo permite construir una visión sistémica y objetiva del proceso de electrificación, mejorando considerablemente las decisiones sesgadas y viciadas de la asignación de presupuesto como sucedía en el pasado. Sin embargo, el modelo resalta la necesidad de un continuo control y seguimiento de los proyectos, con el objeto de que estos efectivamente satisfagan los requerimientos de las poblaciones beneficiadas. Este modelo podrá ser usado en un futuro como una herramienta útil para las estrategias de electrificación.
- XII. Finalmente, la presentación de un Plan de Inversiones estructurado dentro de las políticas de desarrollo sustentable del país, jerarquizado y optimizado, permite al gobierno y/o las entidades promotoras de los proyectos, acceder con mayor facilidad a los fondos de inversión internacionales mediante la aplicación del mecanismo de desarrollo limpio.

BIBLIOGRAFÍA

A

1. M. F. Abutaleb and B. Mareschal. Water-resources planning in the Middle-East-Application of the Promethee-V Multicriteria Method. *European Journal of Operational Research*, 81(3):500–511, 1995.
2. AENE Consultoría S.A. de Colombia y el consorcio Hagler Bailly Servicios. “Establecimiento de un plan estructural institucional y financiero que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas, con participación de las comunidades y el sector privado”. 1999.
3. B. Al-Kloub and M. F. Abu-Taleb. Application of multicriteria decision aid to rank the Jordan-Yarmouk basin co-riparians according to the Helsinki and Ilc rules. *Water International*, 23(3):164–173, 1998.
4. D. Al-Rashdan, B. Al-Kloub, and et al. Environmental impact assessment and ranking the environmental projects in Jordan. *European Journal of Operational Research* 118(1):30–45, 1999.
5. T. Al-Shemmeri, B. Al-Kloub, and et al. Model choice in multicriteria decision aid. *European Journal of Operational Research*, 97(3):550–560, 1997.

B

6. Z. Babic and N. Plazibat. Ranking of enterprises based on multicriterial analysis. *International Journal of Production Economics*, 56-7:29–35, 1998.
7. Boussaha. Mendis. *Achieving the Energy Potential of Biomass in Developing Countries. Advanced Technology Assessment System*. New York. 1991.
8. D. Bouyssou and P. Perny. Ranking Methods for Valued Preference Relations a Characterization of a Method Based on Leaving and Entering Flows. *European Journal of Operational Research*, 61(1-2):186–194, 1992.
9. J.P. Brans. The space of freedom of the decision maker modelling the human brain. *European Journal of Operational Research*, 92(3):593–602, 1996.
10. J.P. Brans. Ethics and decision. *European Journal of Operational Research*, 136(2):340–352, 2002.
11. J.P. Brans, C. Macharis, and et al. Combining multicriteria decision aid and system dynamics for the control of socio-economic processes. An iterative real-time procedure. *European Journal of Operational Research*, 109(2):428–441, 1998.
12. J.P. Brans and B. Mareschal. Promethee-V - MCDM problems with segmentation constraints. *INFOR*, 30(2):85–96, 1992.

13. J.P. Brans and B. Mareschal. The Promcalc and Gaia Decision- Support System for Multicriteria Decision Aid. *Decision Support Systems*, 12(4-5):297–310, 1994.
14. J.P. Brans and B. Mareschal. The PROMETHEE VI procedure. How to differentiate hard from soft multicriteria problems. *Journal of Decision Systems*, 4:213–223, 1995.
15. J.P. Brans and B. Mareschal. PROMETHEE-GAIA. Une méthodologie d'aide à la décision en présence de critères multiples. Ellipses, France, 2002.
16. J.P. Brans, B. Mareschal, and et al. PROMETHEE: a new family of outranking methods in multicriteria analysis. In J.P. Brans, editor, *Operational Research '84*, pages 477–490, 1984.
17. J.P. Brans, B. Mareschal, and et al. How to select and how to rank projects : the PROMETHEE method. *European Journal of Operational Research*, 24(2):228–238, 1986.
18. J.P. Brans and P. Mareschal. The PROMETHEE-GAIA decision support system for multicriteria investigations. *Investigation Operativa*, 4(2):107–117, 1994.
19. J.P. Brans and P. Vincke. A preference ranking organization method: The PROMETHEE method for MCDM. *Management Science*, 31(6):647–656, 1985.
20. T. Briggs, P. Kunsch, and et al. Nuclear Waste Management – An Application of the Multicriteria Promethee Methods. *European Journal of Operational Research*, 44(1):1–10, 1990.
21. E. Busquest, P. Maldonado, A. Urquiza. Method for Technology of Assessment of Disconnected Energy System in Latin America. *Advanced Technology Assessment System*. United Nations. New York. 1991

C

22. C. Chareonsuk, N. Nagarur, and et al. A multicriteria approach to the selection of preventive maintenance intervals. *International Journal of Production Economics*, 49(1):55–64, 1997.
23. G. Colson. The OR's prize winner and the software ARGOS: how a multijudge and multicriteria ranking GDSS helps a jury to attribute a scientific award. *Computers & Operations Research*, 27(7-8):741–755, 2000.
24. Combs. *Diccionario de Biotecnología*. 1992
25. CONDUMEX. *Energía Alternativas. Módulos Solares Fotovoltaicos*.
26. CONPES Documento 3108 de 2001
27. Comisión Reguladora de Energía y Gas. Resolución 082 de abril 29 de 1997.

D

28. G. Davignon and B. Mareschal. Specialization of Hospital Services in Quebec – An Application of the Promethee and Gaia Methods. *Mathematical and Computer Modelling*, 12(10-11):1393–1400, 1989.
29. De Leeneer and H. Pastijn. Selecting land mine detection strategies by means of outranking MCDM techniques. *European Journal of Operational Research*, 139(2):327–338, 2002.
30. Departamento Nacional de Planeación. Plan Colombia. Unidad de Infraestructura y Energía. Sector de Energía. Santa Fe de Bogotá, Diciembre de 1999.
31. D. Diakoulaki and N. Koumoutsos. Cardinal Ranking of Alternative Actions – Extension of the Promethee Method. *European Journal of Operational Research*, 53(3):337–347, 1991.
32. L. C. Dias, J. P. Costa, and et al. A parallel implementation of the PROMETHEE method. *European Journal of Operational Research*, 104(3):521–531, 1998.
33. P. Dubois, J. P. Brans, and et al. Medicis – an Expert System for Computer-aided Diagnosis Using the Promethee Multicriteria Method. *European Journal of Operational Research*, 39(3):284–292, 1999.

E

34. H. A. Eiselt and G. Laporte. The Use of Domains in Multicriteria Decision-Making. *European Journal of Operational Research*, 61(3):292–298, 1992.
35. B. Espinasse, G. Picolet, and et al. Negotiation support systems: A multi-criteria and multi-agent approach. *European Journal of Operational Research*, 103(2):389–409, 1997.
36. J. Esser. Complete, consistent and compatible preference relations. *Or Spektrum*, 23(2):183–201, 2001.
37. EUREC Agency. The Future For Renewable Energy 2. Prospects and Directions. 2002. UK.

F

38. M. Fendek. The multi-criteria and multi level evaluation of manufacturing capacities of industrial firms in the Slovak republic. *Ekonomicky Casopis*, 43(10):746–763, 1995.
39. FENERCA, E&Co., BUN-CA. Manuales de Energía Renovable. Reducción de Emisiones de Carbono. Una guía para empresarios de Energía Renovable. Agosto, 2001. San José, Costa Rica.
40. G. M. Fernandez Barberis. New preference structures for multiple criteria decision making: its extension to PROMETHEE methods. *Central European Journal for Operations Research and Economics*, 2(1):23–52, 1993.

41. R. O. Flórez. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. McGraw Hill Interamericana S. A. Bogotá, 2001.

G

42. J. Geldermann and O. Rentz. Integrated technique assessment with imprecise information as a support for the identification of best available techniques (BAT). *Or Spektrum*, 23(1):137–157, 2001.
43. J. Geldermann, T. Spengler, and et al. Fuzzy outranking for environmental assessment. Case study: iron and steel making industry. *Fuzzy Sets and Systems*, 115(1):45–65, 2001.
44. E. Georgopoulou, Y. Sarafidis, and et al. Design and implementation of a group DSS for sustaining renewable energies exploitation. *European Journal of Operational Research*, 109(2):483–500, 1998.
45. J. E. Gonzales-Liberos y A. Moreno-Caratón. Posibilidad de implementación de residuos agroindustriales como combustible en pequeñas centrales térmicas. Universidad Nacional de Colombia. 1982.
46. M. Goumas and V. Lygerou. An extension of the PROMETHEE method for decision making in fuzzy environment: Ranking of alternative energy exploitation projects. *European Journal of Operational Research*, 123(3):606–613, 2000.

H

47. M. Hababou and J. M. Martel. A multicriteria approach for selecting a portfolio manager. *Infor*, 36(3):161–176, 1998.
48. D. A. Haralambopoulos and H. Polatidis. Renewable energy projects: structuring a multicriteria group decision-making frame-work. *Renewable Energy*, 28(6):961–973, 2003.
49. M. M. Hendriks, J. Deboer, and et al. Multicriteria Decision-Making. *Chemo metrics and Intelligent Laboratory Systems*, 16(3):175–191, 1992.
50. L. Hens, H. Pastijn, and et al. Multicriteria Analysis of the Burden Sharing in the European Community. *European Journal of Operational Research*, 59(2):248–261, 1992.

I

51. ICONTEC-AENE, Unión temporal Formulación de un programa básico de normalización para aplicaciones de energías alternativas y difusión. (2) Diciembre 5, 2002. Bogotá, D.C.

J

52. J. Jablonsky. Promcalc, Gaia, Bankadviser – Software for Methods of the Class Promethee. *Ekonomicko-Matematicky Obzor*, 27(2):188–190, 1991. A. Kangas, J. Kangas, and et al. Outranking methods as tools in strategic natural resources planning. *Silva Fennica*, 35(2):215–227, 2001.

K

53. J. Karkazis. Facilities Location in a Competitive Environment – a Promethee Based Multiple Criteria Analysis. *European Journal of Operational Research*, 42(3):294–304, 1989.
54. Maneno J. J. Katyega and Bjorn Kjeilstrom. Assessment of forest biomass technology: Direct combustion, Charcoal-making and Gasification. *Advanced Technology Assessment System*. New York. 1991.
55. S. Kolli and H. R. Parsaei. Multicriteria Analysis in the Evaluation of Advanced Manufacturing Technology Using Promethee. *Computers & Industrial Engineering*, 23(1-4):455–458, 1992.

L

56. J. F. Le Teno and B. Mareschal. An interval version of PROMETHEE for the comparison of building products' design with ill-defined data on environmental quality. *European Journal of Operational Research*, 109(2):522–529, 1998.
57. D. Lerche, R. Bruggemann, and et al. A comparison of partial order technique with three methods of multi-criteria analysis for ranking of chemical substances. *Journal of Chemical Information and Computer Sciences*, 42(5):1086–1098, 2002.
58. P. J. Lewi, J. Vanhoof, and et al. Multicriteria Decision-Making Using Pareto Optimality and Promethee Preference Ranking. *Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems*, 16(2):139–144, 1992.

M

59. C. Macharis, J. P. Brans, and et al. The GDSS PROMETHEE procedure (a PROMETHEE-GAIA based procedure for group decision support. *Journal of Decision Systems*, 7:283–307, 1998.
60. F. Manzini. Evaluación Ambiental de Tecnologías de Uso Final para un Futuro Energético Sustentable. Unam. 2000.
61. B. Mareschal. Stochastic multicriteria decision-making under un-certainty. *European Journal of Operational Research*, 26(1):58–64, 1986.
62. B. Mareschal. Aide `a la d'ecision multicrit`ere : d'veloppements r'ecents des m'ethodes PROMETHEE. *Cahiers du CERO*, 29:175–214, 1987.
63. B. Mareschal. Weight stability intervals in multicriteria decision aid. *European Journal of Operational Research*, 33(1):54–64, 1988.
64. B. Mareschal and J.P. Brans. Geometrical representations for MCDA. the GAIA module. *European Journal of Operations Research*, 34:69–77, 1988.
65. B. Mareschal and J.P. Brans. BANK ADVISER. An industrial evaluation system. *European Journal of Operations Research*, 54:318–324, 1991.

66. B. Mareschal and D. Mertens. Banks : A multicriteria decision support system for financial evaluation in the international banking sector. *Journal of Decision systems*, 1(2-3):175–189, 1992.
 67. B. Mareschal and D. Mertens. Evaluation financi`ere par la m´ethode multicrit`ere GAIA: application au secteur de l’assurance. *Actualit´e Economique*, 68(4), 1992.
 68. J. M. Martel and B. Aouni. Incorporating the Decision-Makers Preferences in the Goal-Programming Model. *Journal of the Operational Research Society*, 41(12):1121–1132, 1990.
 69. J. M. Martel and B. Aouni. Multicriteria Method for Site Selection– Example of an Airport for New Quebec. *Infor*, 30(2):97–117, 1992. [65] N. J. Martin, B. St Onge, and et al. An integrated decision aid system for the development of Saint Charles River alluvial plain, Quebec, Canada. *International Journal of Environment and Pollution*, 12(2-3):264–279, 1999.
 70. K. Meier. Methods for decision making with cardinal numbers and additive aggregation. *Fuzzy Sets and Systems*, 88(2):135–159, 1997.
 71. M. Meza-Campi, W. Smith y Villavicencio. Aplicaci3n del M3todo Anal3tico Jer3rquico a la Selecci3n de Nuevas Alternativas Energ3ticas. *La energ3a en M3xico: Replanteamiento de Retos y Oportunidades*. Instituto Mexicano del Petr3leo. M3xico. 1992.
 72. N. Mladineo, L. Lozic, and et al. An Evaluation of Multicriteria Analysis for DSS in Public-Policy Decision. *European Journal of Operational Research*, 61(1-2):219–229, 1992.
 73. N. Mladineo, J. Margeta, and et al. Multicriteria ranking of alternative locations for small scale hydro plants. *European Journal of Operational Research*, 31:215–222, 1997.
 74. V. Mlynarovic. Complex evaluation and optimalization of financial structure of the firm. *Ekonomicky Casopis*, 43(10):734–745, 1995.
 75. V. Mlynarovic and E. Hozlar. Promethee – a Family of Outranking Methods in Multicriteria Analyses. *Ekonomicko-Matematicky Obzor*, 25(4):435–452, 1989.
 76. Ministerio de Minas y Energ3a (MME)
- O
77. D. L. Olson. Comparison of three multicriteria methods to predict known outcomes. *European Journal of Operational Research*, 130(3):576–587, 2001.
 78. OLADE / CEPAL / y la Agencia de Cooperaci3n T3cnica de la Republica Federal de Alemania (GTZ). *Energ3a y Desarrollo sustentable en Am3rica Latina y el Caribe: Gu3a para la formulaci3n de Pol3ticas Energ3ticas*. Quito, Ecuador. 2000.

79. F. Ouellet and J. M. Martel. Multicriteria Method for Evaluation and Selection of Interdependent R-and-D Projects. *Revue Canadienne Des Sciences De L' Administration-Canadian Journal of Administrative Sciences*, 12(3):195–209, 1995.

80. E. Ozelkan and L. Duckstein. Analysing water resources alternatives and handling criteria by multi criterion decision techniques. *Journal of Environmental Management*, 48(1):69–96, 1996.

P

81. P. C. Pandey and A. Kengpol. Selection of an Automated Inspection System Using Multiattribute Decision-Analysis. *International Journal of Production Economics*, 39(3):289–298, 1995.

82. H. R. Parsaei, M. Wilhelm, and et al. Application of Outranking Methods to Economic and Financial Justification of Cim Systems. *Computers & Industrial Engineering*, 25(1-4):357–360, 1993.

83. M. Paruccini. Applying multiple criteria aid for decision to environmental management. Kluwer Academic Publishing, Dordrecht, Boston, 1994.

84. Pavic and Z. Babic. The Use of the Promethee Method in the Location Choice of a Production System. *International Journal of Production Economics*, 23(1-3):165–174, 1991.

Q

85. L. Quintanilla-Montoya, David W. Fisher. Sistema de evaluación tecnológica de las fuentes alternativas de energía para las comunidades rurales de la zona costera pacífico de Baja California, México. Universidad Autónoma de Baja California.

R

86. K. S. Raju, L. Duckstein, and et al. Multicriterion analysis for sustainable water resources planning: A case study in Spain. *Water Resources Management*, 14(6):435–456, 2000.

87. K. S. Raju and D. N. Kumar. Multicriterion decision making in irrigation planning. *Agricultural Systems*, 62(2):117–129, 1999.

88. K. S. Raju and C. R. Pillai. Multicriterion decision making in performance evaluation of an irrigation system. *European Journal of Operational Research*, 112(3):479–488, 1999.

89. K. S. Raju and C. R. Pillai. Multicriterion decision making in river basin planning and development. *European Journal of Operational Research*, 112(2):249–257, 1999.

90. Raveh. Co-plot: A graphic display method for geometrical representations of MCDM. *European Journal of Operational Research*, 125(3):670–678, 2000.

91. Rekiek, P. De Lit, and et al. A multiple objective grouping genetic algorithm for assembly line design. *Journal of Intelligent Manufacturing*, 12(5-6):467–485, 2001.

92. Rekiek, P. De Lit, and et al. Hybrid assembly line design and user's preferences. *International Journal of Production Research*, 40(5):1095–1111, 2002.
93. B. J. Ruiz-Mendoza. *Las energías alternativas en la política energética colombiana, análisis y perspectivas*. Universidad Nacional de Colombia. 2002.

S

94. P. Salminen, J. Hokkanen, and et al. Comparing multicriteria methods in the context of environmental problems. *European Journal of Operational Research*, 104(3):485–496, 1998.
95. J. Sarkis. A comparative analysis of DEA as a discrete alternative multiple criteria decision tool. *European Journal of Operational Research*, 123(3):543–557, 2000.
96. R. V. Siemons. *Biomass gasification. Past experiences and future prospects in developing countries*. Advanced Technology Assessment System. New York. 1991.
97. R. V. Siemons. Identifying a role for biomass gasification in rural electrification in developing countries: the economic perspective. *Biomass and Bioenergy*. 20: 271-285, 2001.

U

98. F. Ulengin, Y. I. Topcu, and et al. An integrated decision aid system for Bosphorus water-crossing problem. *European Journal of Operational Research*, 134(1):179–192, 2001.
99. UPME. *Centros poblados de las ZNI, caracterización energética, tipos y agrupaciones*. Documento ANC 375-24.
100. UPME. *Estrategias y Escenarios: Minería y Energía. La Biomasa Forestal: Una alternativa para la energización rural. Caso Calamar*. Junio 2: 20-23. 1999.
101. UPME. *Plan de Expansión Preliminar de Generación y Transmisión 2002-2011*.
102. UPME. *Registro de proyectos de generación de energía eléctrica. Instructivo para Diligenciamiento de Formularios de Inscripción*.
103. B. Urli. Multicriteria approach for resource reallocation at the Child and Youth Protection Centre of the Lower St.-Lawrence (CJEP-01). *Canadian Journal of Administrative Sciences-Revue Canadienne Des Sciences De L'Administration*, 17(1):52–62, 2000.
104. B. Urli and D. Beaudry. Multicriteria approach for allocation of financial resources in the area of health care. *Rairo-Recherche Operationnelle-Operations Research*, 29(4):373–389, 1995.

V

105. K. Vaillancourt and J. P. Waaub. Environmental site evaluation of waste management facilities embedded into EUGENE model: A multicriteria approach. *European Journal of Operational Research*, 139(2):436–448, 2002.
106. G. Vanhuylbroeck. The Conflict-Analysis Method – Bridging the Gap between Electre, Promethee and Oreste. *European Journal of Operational Research*, 82(3):490–502, 1995.
107. J. J. Verdesio. Políticas públicas para la difusión de las Nuevas Energías Renovables en Brasil. Ponencia Congreso de Políticas Energéticas. UNAM. 2003.
108. P. Vincke. *Multicriteria Decision Aid*. John Wiley, 1989.
109. D. Vuk, B.N. Kozelj, and et al. Application of Multicriterional Analysis on the Selection of the Location for Disposal of Communal Waste. *European Journal of Operational Research*, 55(2):211–217, 1991.

W

110. W. Wolters and B. Mareschal. Novel types of sensitivity analysis for MCDM. *European Journal of Operational Research*, 81(2):281–290, 1995.

X

111. X. Z. Xu. The SIR method: A superiority and inferiority ranking method for multiple criteria decision making. *European Journal of Operational Research*, 131(3):587–602, 2001.

Z

112. Zapata-Cavidad. Utilización de biogas para generación de electricidad. Fundación CIPAV. Colombia. 1992.
113. Zopounidis. Multicriteria decision aid in financial management. *European Journal of Operational Research*, 119(2):404–415, 1999.

http://europa.eu.int/comm/energy_trans/htmlu/hydtech1.html Comisión Europea de Energía

<http://sky.net.co/energia/frame.htm>. Elaborada por Humberto Rodríguez y Fabio Gónzales.

<http://retscreen.gc.ca>

<http://eetd.lbl.gov/proform>

<http://www.ccap.org/> Center for Clean Air Policy

<http://www.fao.org/docrep/T0512s/t0512s00.htm> El gas de madera como combustible para motores. Subdirección de Productos no Madereros y Energía. FAO, 1993.

ANEXOS

ANEXO 1. LEY COLOMBIANA 697 DE 2001

Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energía y se dictan otras disposiciones

EL CONGRESO DE COLOMBIA

DECRETA:

ARTÍCULO 1. Declarase el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar: el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.

ARTÍCULO 2. El Estado debe establecer las normas e infraestructura necesarias para el cabal cumplimiento de la presente ley, creando la estructura legal, técnica, económica y financiera necesaria para lograr el desarrollo de proyectos concretos URE, a corto, mediano y largo plazo, económica y ambientalmente viables asegurando el desarrollo sostenible, al tiempo que generen la conciencia URE y el conocimiento y utilización de formas alternativas de energía.

ARTÍCULO 3. Definiciones. Para efectos de interpretar y aplicar la presente ley se entiende por:

URE: Es el aprovechamiento óptimo de la energía en todas y cada una de las cadenas energéticas, desde la selección de la fuente energética, su producción, transformación, transporte, distribución, y consumo incluyendo su reutilización cuando sea posible, buscando en todas y cada una de las actividades de la cadena el desarrollo sostenible.

Uso eficiente de la energía: Es la utilización de la energía, de tal manera que se obtenga la mayor eficiencia energética, bien sea de una forma original de energía y/o durante cualquier actividad de producción, transformación, transporte, distribución y consumo de las diferentes formas de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

Desarrollo sostenible: Se entiende por desarrollo sostenible el que conduzca al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de la vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades.

Aprovechamiento óptimo: Consiste en buscar la mayor relación beneficio - costo en todas las actividades que involucren el uso eficiente de la energía, dentro del marco del

desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

Fuente energética: Todo elemento físico del cual podemos obtener energía, con el objeto de aprovecharla. Se dividen en fuentes energéticas convencionales y no convencionales.

Cadena energética: Es el conjunto de todos los procesos y actividades tendiente al aprovechamiento de la energía que comienza con la fuente energética misma y se extiende hasta su uso final.

Eficiencia energética: Es la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

Fuentes convencionales de energía: Para efectos de la presente ley son fuentes convencionales de energía utilizadas de forma intensiva y ampliamente comercializadas en el país.

Fuentes no convencionales de energía: Para efectos de la presente ley son fuentes no convencionales de energía, aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente.

Energía Solar: Llámese energía solar, a la energía transportada por las ondas electromagnéticas provenientes del sol.

Energía eólica: Llámese energía eólica, a la energía que puede obtenerse de las corrientes de viento.

Energía geotérmica: Es la energía que puede obtenerse del calor del subsuelo terrestre.

Biomasa: Es cualquier tipo de materia orgánica que ha tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico y toda materia vegetal originada por el proceso de fotosíntesis, así como de los procesos metabólicos de los organismos heterótrofos.

Pequeños aprovechamientos hidroenergéticos: Es la energía potencial de un caudal hidráulico en un salto determinado que no supere el equivalente a los 10MW.

ARTÍCULO 4. Entidad responsable. El ministerio de Minas y Energía será la entidad responsable de promover, organizar, asegurar el desarrollo y el seguimiento de los programas de uso racional y eficiente de la energía de acuerdo a lo dispuesto en la presente Ley y cuyo objetivo es:

- Promover y asesorar los proyectos URE, presentados por personas naturales o jurídicas de derecho público o privado, de acuerdo con los lineamientos del

programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás fuentes de Energía No Convencionales (PROURE), estudiando la viabilidad económica, financiera, tecnológica y ambiental.

- Promover el uso de Energías No Convencionales dentro del programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energía No Convencionales (PROURE), estudiando la viabilidad tecnológica, ambiental y económica

ARTÍCULO 5. Creación de PROURE. Créase el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales “PROURE”, que diseñará el Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo es aplicar gradualmente programas para que toda cadena energética, esté cumpliendo permanentemente con los niveles mínimos de eficiencia energética y sin perjuicio de lo dispuesto en la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

ARTÍCULO 6. Obligaciones especiales de las empresas de servicios públicos. Además de las obligaciones que se desprendan de programas particulares que diseñen, las Empresas de Servicios Públicos que generen, suministren y comercialicen energía eléctrica y gas, y realicen programas URE, tendrán la obligación especial dentro del contexto de esta ley, de realizar programas URE para los usuarios considerando el aspecto técnico y financiero del mismo y asesorar a sus usuarios para la implementación de los programas URE que deban realizar en cumplimiento de la presente ley.

ARTÍCULO 7. Mecanismos de financiación. El Gobierno Nacional creará e implementará dentro del Instituto de Fomento Industrial (IFI) o la institución que haga sus veces, una línea de redescuento blanda de carácter autónomo y sostenible para la financiación de proyectos URE, la cual deberá reglamentarse a más tardar en los siguientes seis (6) meses de la expedición de la presente ley.

ARTÍCULO 8. Estímulos y sanciones.

Para la investigación: El Gobierno Nacional propenderá por la creación de programas de investigación en el Uso Racional y Eficiente de la Energía a través de COLCIENCIAS, según lo establecido en la Ley 29/90 y el Decreto 393/91.

Para la educación: El ICETEX beneficiará con el otorgamiento de préstamos a los estudiantes que quieran estudiar carrera o especializaciones orientados en forma específica a la aplicación en el campo URE.

Reconocimiento Público: El Gobierno Nacional creará distinciones para personas naturales o jurídicas, que se destaquen en el ámbito nacional en aplicación del URE, las cuales se otorgarán anualmente. El Ministerio de Minas y Energía dará amplio despliegue a los galardonados en los medios de comunicación más importantes del país.

Generales: El gobierno Nacional establecerá los incentivos y reglamentará las sanciones, de acuerdo con el programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y de las fuentes no

convencionales de energía, que será reglamentada en un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir de la expedición de la presente Ley.

ARTÍCULO 9. De la educación ciudadana. El Gobierno Nacional a través de las entidades competentes, incorporará dentro de los programas de la educación formal y no formal la temática del Uso Racional y Eficiente de la Energía y de las fuentes no convencionales de energía, que será reglamentada en un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir de la expedición de la presente Ley.

ARTÍCULO 10. Divulgación. El Ministerio de Minas y Energía en coordinación con las entidades públicas y privadas pertinentes diseñará estrategias para la educación y fomento del Uso Racional y Eficiente de la Energía dentro de la ciudadanía, con base en campañas de información utilizando medios masivos de comunicación y otros canales idóneos. Las empresas de servicios públicos que presten servicios de Energía eléctrica y gas deberán imprimir en la carátula de recibo de factura o cobro, mensajes motivando el Uso Racional y Eficiente de la Energía y sus beneficios con la preservación del medio ambiente.

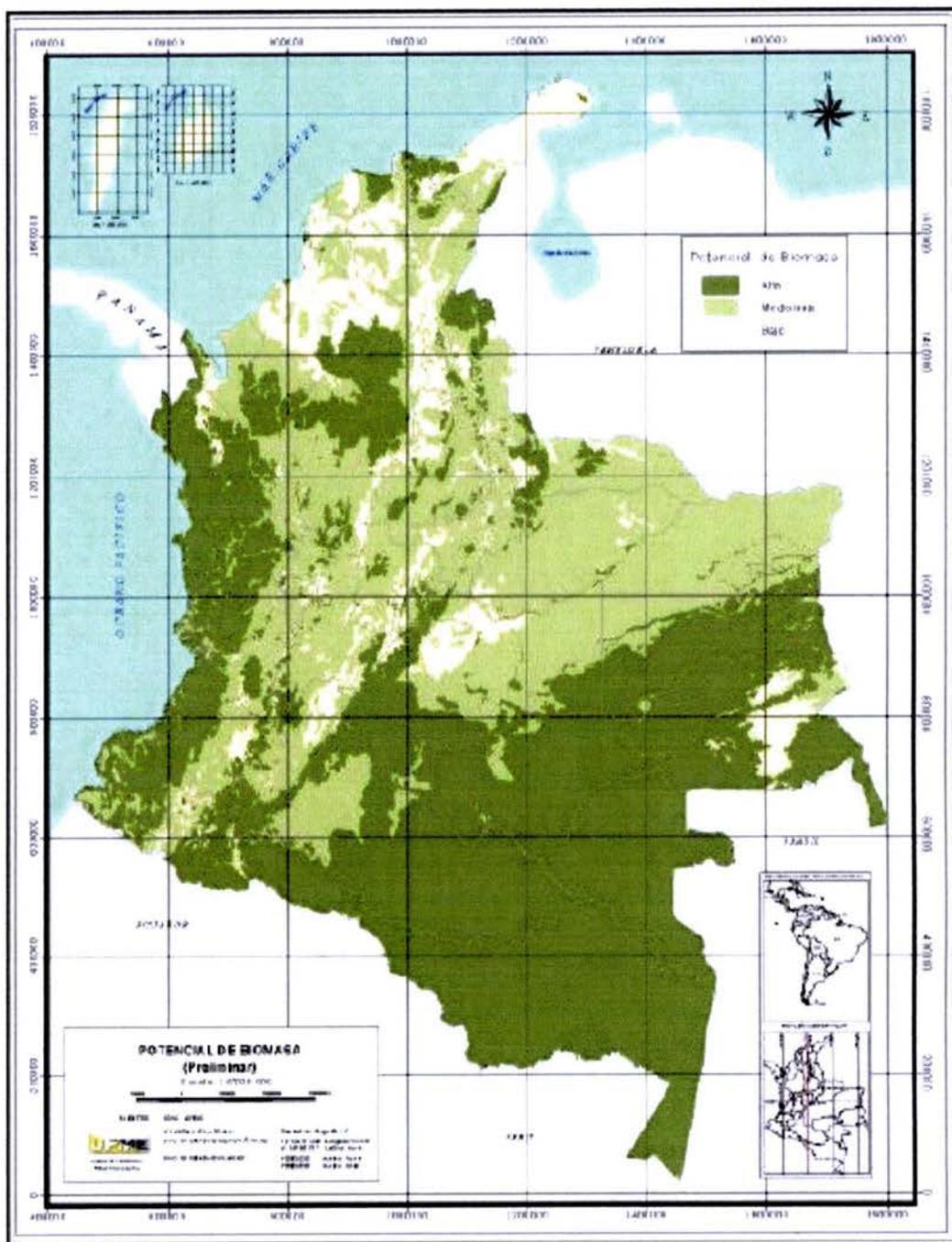
ARTÍCULO 11. Promoción del uso de Fuentes No Convencionales de Energía. El Ministerio de Minas y Energía formulará los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas.

ARTÍCULO 12. El gobierno Nacional incentivará y promoverá a las empresas que importen o produzcan piezas, calentadores, paneles solares, generadores de biogás, motores eólicos, y/o cualquier otra tecnología o producto que use como fuente total o parcial las energías no convencionales, ya sea con destino a la venta directa al público o a la producción de otros implementos, orientados en forma específica a proyectos en el campo URE, de acuerdo a las normas legales vigentes.

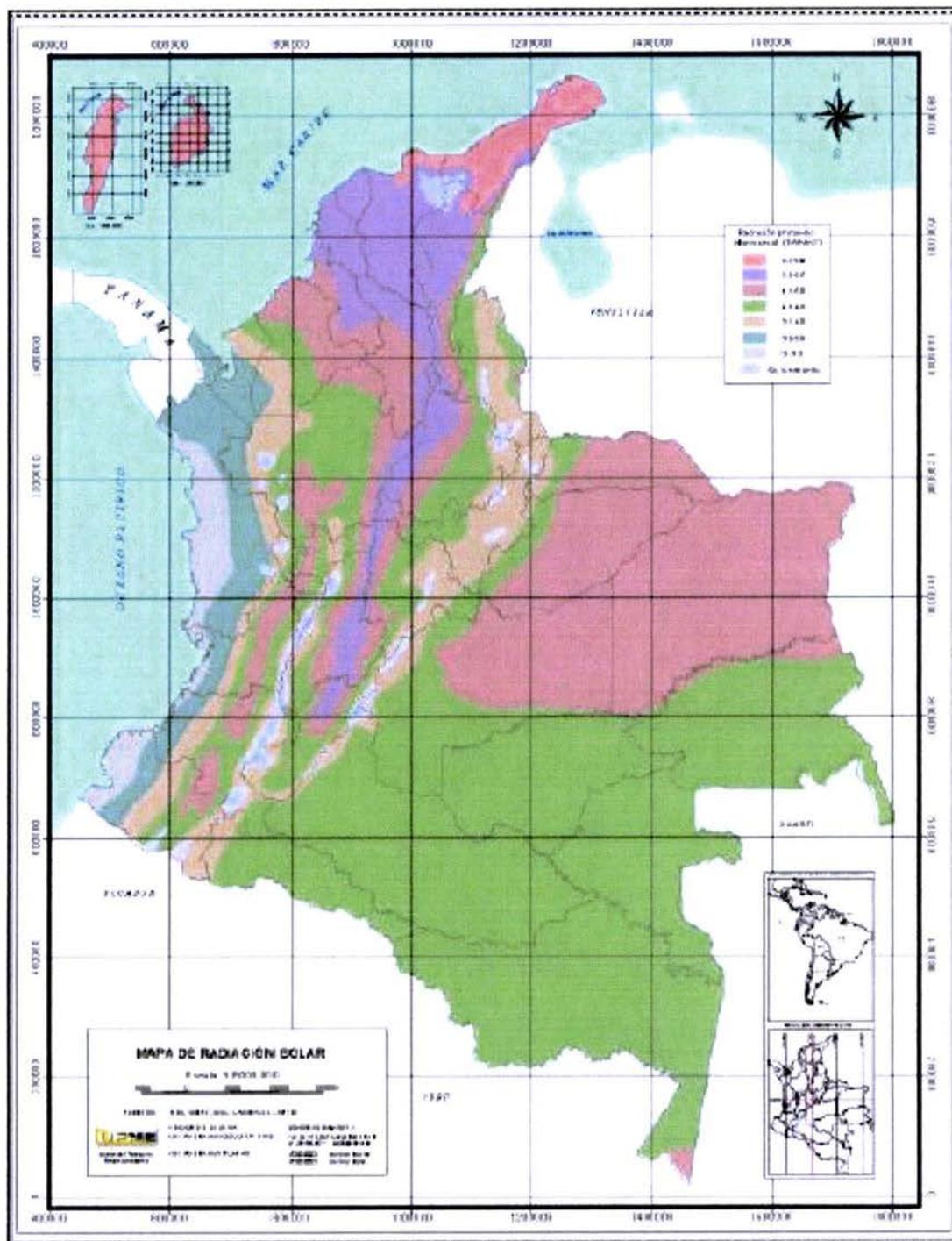
ARTÍCULO 13. Vigencia. La presente Ley rige a partir de la fecha de su promulgación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

ANEXO 2. MAPAS DE POTENCIAL ENERGÉTICO EN COLOMBIA

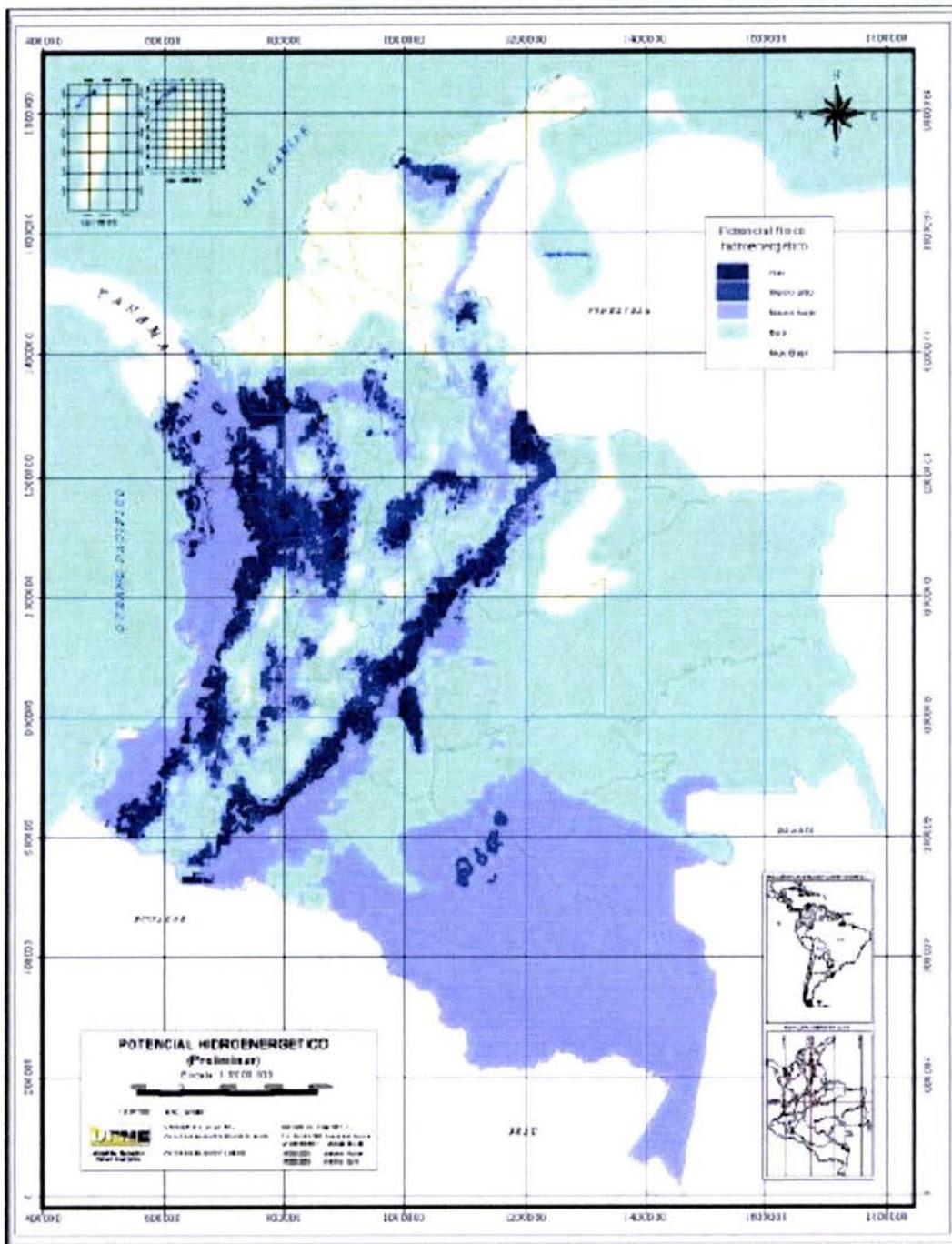
Potencial de biomasa



Potencial de radiación solar



Potencial hídrico



ANEXO 3. TIPOS DE GASIFICADORES DE BIOMASA

Gasificador de corriente ascendente o tiro directo.

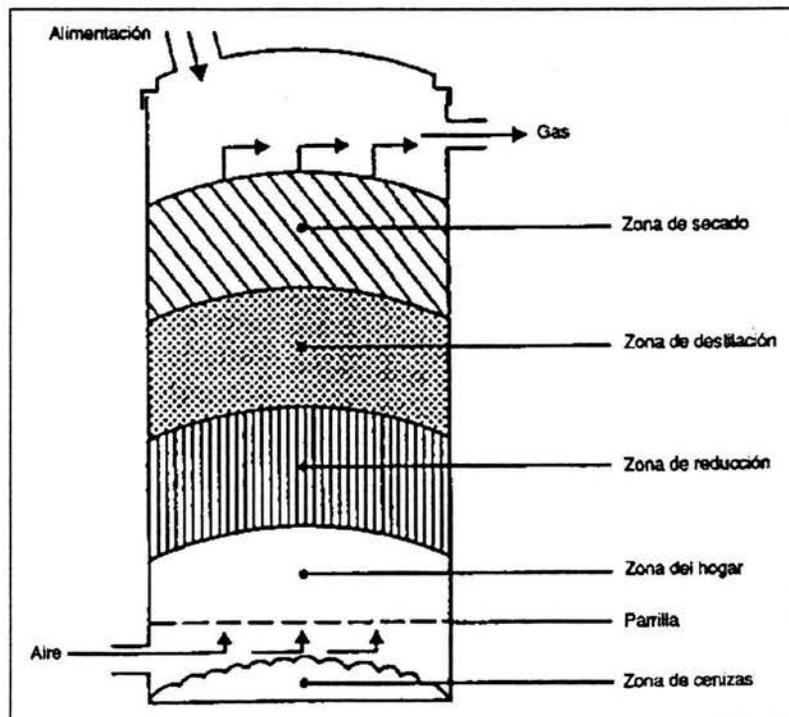


Figura A1. Esquema de un gasificador de corriente ascendente o tiro directo

La toma de aire se encuentra en el fondo y los gases salen por arriba. Cerca de la parrilla, en el fondo, tienen lugar las reacciones de combustión, que van seguidas de reacciones de reducción algo más arriba, en el gasificador. En la parte alta del gasificador tiene lugar el calentamiento y pirólisis de la carga, como resultado de la transferencia de calor, por convección forzada y radiación, de las zonas inferiores. Los alquitranes y productos volátiles producidos durante este proceso son transportados por la corriente de gas. Se remueven las cenizas del fondo del gasificador.

Las principales ventajas de este tipo de gasificador consisten en su simplicidad, alta proporción de carbón vegetal quemado e intercambio interno de calor que motiva unas bajas temperaturas de salida del gas y alta eficiencia del equipo y también la posibilidad de funcionar con muchos tipos de carga (aserrín, cáscaras de cereales, etc.).

Los principales inconvenientes provienen de la posibilidad de que se produzcan "chimeneas" en el equipo, lo que puede motivar la salida de oxígeno y situaciones explosivas peligrosas y la necesidad de instalar parrillas de movimiento

automático y también problemas relacionados con la eliminación de líquidos condensados que contienen alquitranes, resultantes de las operaciones de depuración del gas.

Esto último tiene poca importancia si el gas se emplea para aplicaciones directas del calor, en cuyo caso los alquitranes simplemente se queman.

Gasificador de corriente descendente o tiro invertido

Se ha encontrado una solución al problema del arrastre de alquitrán con la corriente de gas, diseñando gasificadores de tiro invertido o corriente descendente, en los cuales el aire de primera gasificación se introduce en la zona de oxidación del gasificador o por encima de ésta. El gas pobre sale por el fondo del aparato de modo que el combustible y el gas se mueven en la misma dirección, como se muestra esquemáticamente en la Figura A2.

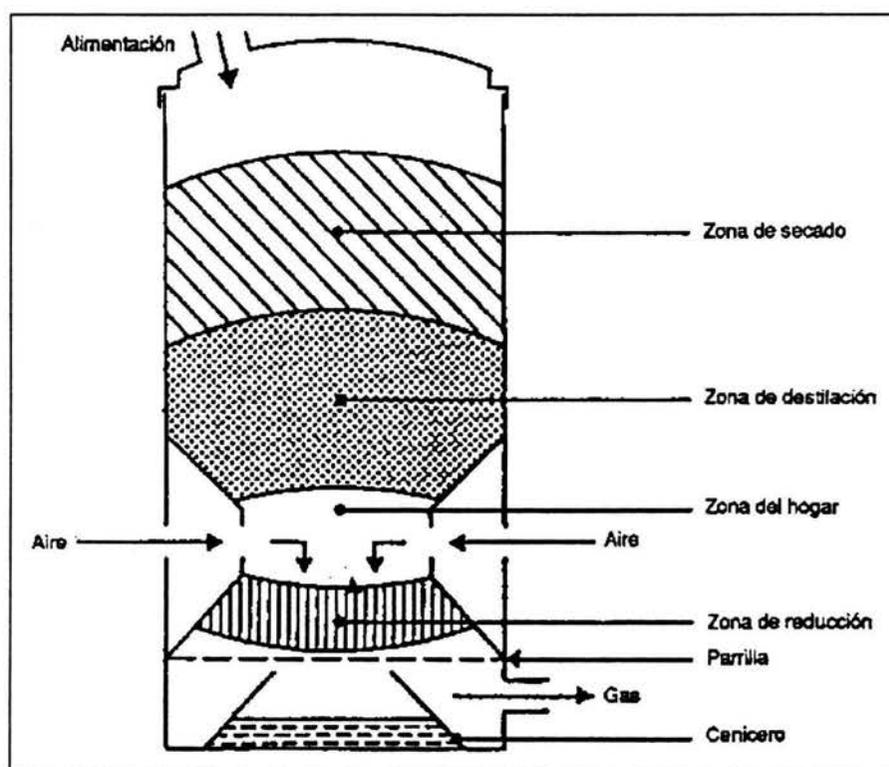


Figura A2. Esquema de un gasificador de corriente descendente o tiro invertido.

En su camino hacia abajo, los productos ácidos y alquitranes de la destilación procedentes del combustible deben pasar a través de un lecho incandescente de carbón vegetal y se transforman por ello en gases permanentes de hidrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono y metano. Dependiendo de la temperatura de la zona incandescente y del tiempo de paso de los vapores con alquitrán, se logra una descomposición más o menos completa de los alquitranes.

La principal ventaja de los gasificadores de tipo invertido radica en la posibilidad de producir un gas sin alquitrán apropiado para aplicarlo a motores. Sin embargo, en la práctica es muy raro lograr un gas libre de alquitranes, en todo el funcionamiento del equipo: se considera normal un índice tres de relación entre los alquitranes existentes y los remanentes al final de la operación; se considera excelente un factor 5 a 6. Debido al menor contenido de componentes orgánicos en el líquido condensado, los gasificadores de tiro invertido sufren menos objeciones ambientales que los gasificadores de tiro directo.

Un inconveniente importante de los equipos de tiro invertido es la imposibilidad de funcionar con una serie de combustibles no elaborados. En particular, los materiales blandos y de baja densidad ocasionan problemas de circulación y una caída excesiva de presión. El combustible sólido hay que convertirlo en gránulos o briquetas antes de utilizarlo. Los gasificadores de tiro invertido sufren también los problemas relacionados con los combustibles de alto contenido de cenizas (formación de escoria), en mayor proporción que los gasificadores de tiro directo. Un pequeño inconveniente del sistema de tiro invertido en comparación con el de tiro directo es su menor eficiencia, debida a la falta de intercambio interno de calor y al menor valor calorífico del gas. Además de esto, la necesidad de mantener unas temperaturas altas uniformes en una sección transversal determinada, hace imposible el uso de los gasificadores de tiro invertido en una serie de potencias superior a los 350 kW (potencia en el eje).

Gasificador de tiro transversal

Los gasificadores de tiro transversal, que se ilustran esquemáticamente en la Figura A3, son una adaptación para el empleo de carbón vegetal. La gasificación del carbón vegetal produce temperaturas muy elevadas (del orden de los 1,500°C) en la zona de oxidación que pueden producir problemas en los materiales. En los gasificadores de tiro transversal, el propio combustible (carbón vegetal) sirve de aislamiento contra estas altas temperaturas.

La ventaja del sistema están en poder funcionar en muy pequeña escala, pudiendo resultar económicamente viables, en ciertas condiciones, instalaciones inferiores a 10 kW (potencia en el eje). La razón está en la gran sencillez del conjunto de depuración del gas (sólo un quemador de ciclón y un filtro caliente) que se puede emplear cuando se utiliza este tipo de gasificador junto con motores pequeños.

Un inconveniente de los gasificadores de tiro transversal es su capacidad mínima de transformación del alquitrán y la necesidad consiguiente de emplear carbón vegetal de alta calidad (bajo contenido de productos volátiles). Debido a la incertidumbre sobre la calidad del carbón, cierto número de gasificadores de carbón vegetal emplean el sistema de corriente descendente para mantener al menos una capacidad mínima de cracking del alquitrán.

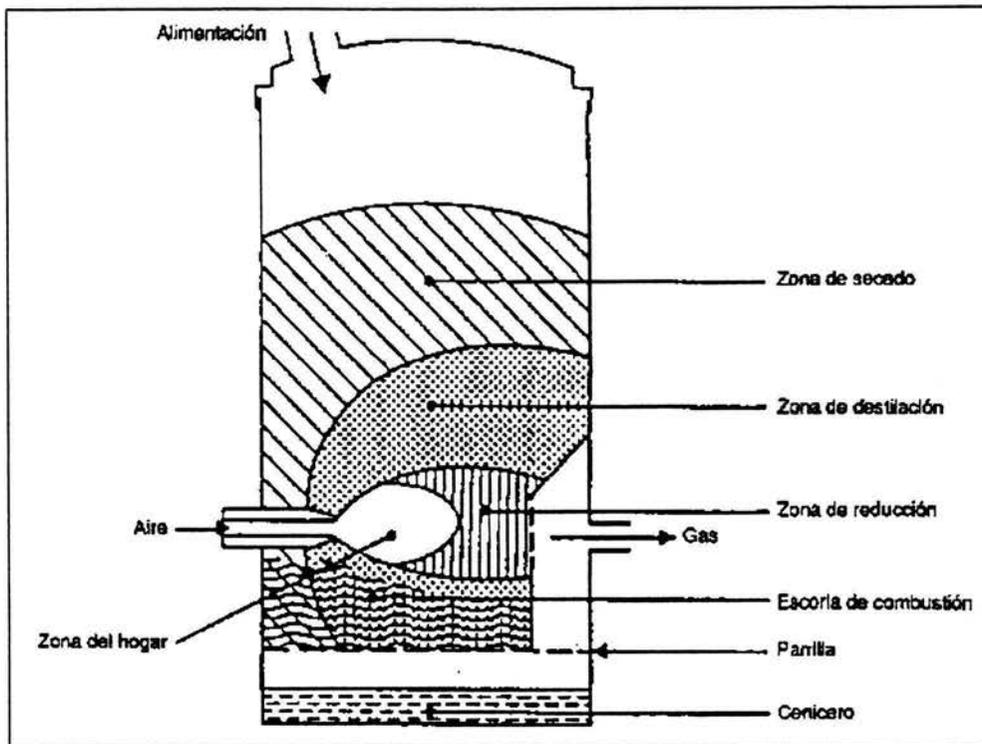


Figura A3. Esquema de un gasificador de tiro transversal

Gasificador de lecho fluidizado

El funcionamiento de los gasificadores de tiro directo y de tiro invertido se ve afectado por las propiedades morfológicas, físicas y químicas del combustible. Los problemas que se encuentran comúnmente son: la falta de tiro en el depósito, la formación de escoria y la excesiva caída de presión en el gasificador. Un sistema de diseño que pretende eliminar tales dificultades es el gasificador de lecho fluidizado, que se ilustra esquemáticamente en la Figura A4.

Se sopla aire a través de un lecho de partículas sólidas a velocidad suficiente para mantenerlas en estado de suspensión. Se comienza por calentar externamente el lecho y el material de alimentación se introduce tan pronto como se alcanza una temperatura suficientemente elevada. Las partículas del combustible se introducen por el fondo del reactor, se mezclan muy rápidamente con el material del lecho y se calientan casi instantáneamente alcanzando la temperatura del lecho. Como resultado de este tratamiento, el combustible se piroliza muy rápidamente, dando como resultado una mezcla de componentes, con una cantidad relativamente elevada de materiales gaseosos. En la fase de gas, se produce una nueva gasificación y reacciones de transformación de los alquitranes. La mayoría de los sistemas van equipados con un ciclón interno, a fin de reducir al mínimo el escape de alquitrán por soplado. Las partículas de ceniza se transportan también por la parte superior del reactor, debiendo extraerse de la corriente de gas si este se emplea en aplicaciones para motores.

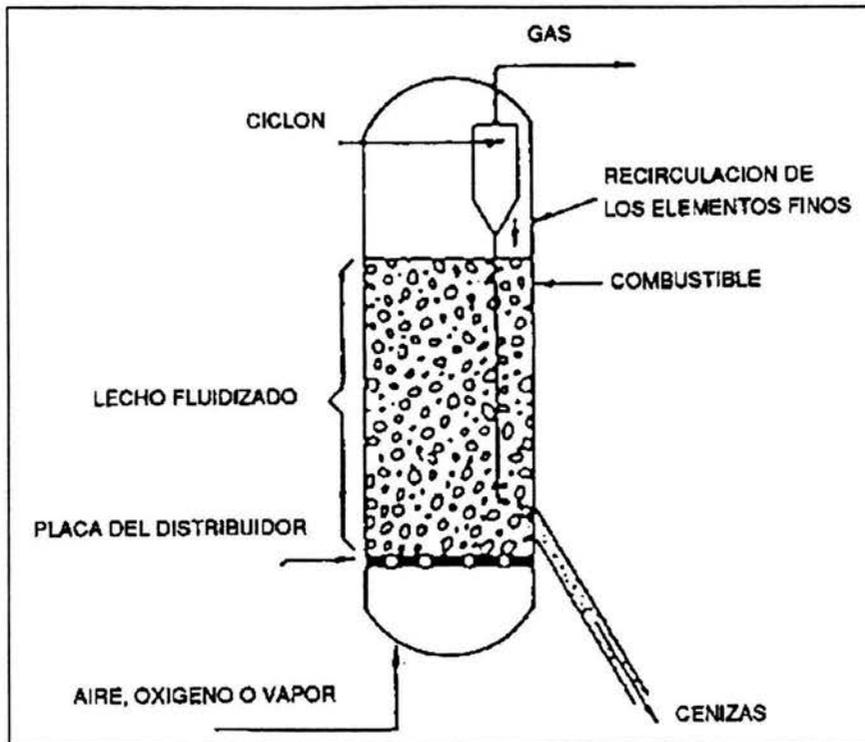


Figura A4. Esquema de un gasificador de lecho fluidizado

Las principales ventajas de los gasificadores de lecho fluidizado, tal como lo indican Van der Aarsen y otros, proceden de su flexibilidad en cuanto al material de alimentación debida al fácil control de la temperatura, que puede mantenerse por debajo del punto de fusión de las cenizas (cáscaras de arroz), y a su capacidad de funcionar con materiales blandos y de grano fino (serrín, etc.) sin necesidad de un proceso previo. Con algunos combustibles de biomasa pueden producirse problemas en cuanto a alimentación, inestabilidad del lecho y entrada de cenizas volantes en los conductos de gas.

Otros inconvenientes del gasificador de lecho fluidizado están en el contenido bastante alto de alquitrán del gas producido (hasta 500 mg/m^3 de gas), la combustión incompleta del carbono y lo mal que responde a los cambios de carga. Debido especialmente al equipo de control necesario para hacer frente a este último inconveniente, no se prevén gasificadores muy pequeños de lecho fluidizado, debiendo establecerse su campo de aplicación, en principio, por encima de los 500 kW (potencia en el eje).

Los gasificadores de lecho fluidizado están actualmente disponibles, con carácter semicomercial, en varios países de Europa y EE.UU.

ANEXO 4. ESTADO DEL ARTE DE LOS MÉTODOS MULTICRITERIO

También llamados “métodos de análisis con criterios múltiples” (Analytic Hierarchy Procedure) son métodos del tipo de posicionamiento o “ranking” que tienen por objetivos proporcionar a los tomadores de decisiones herramientas que les permitan resolver un problema donde varios puntos de vista, la mayoría de las veces contradictorios, deben tomarse en cuenta. La primera constatación que debe hacerse, cuando se abordan este tipo de problemas, es que no existe forzosamente una decisión que sea la mejor simultáneamente para todos los puntos de vista.²⁶

En general, los especialistas han subdividido estos métodos en los siguientes:

- La teoría de la utilidad multiatributo (Multiattribute Utility Theory)
- Los métodos de sobre clasificación
- Los métodos interactivos.

Esta clasificación incluye aquellos llamados “compensatorios” y “no-compensatorios”. Los métodos multicriterio tienen las siguientes características:

- Producen una escala de posiciones para los proyectos cuando los criterios puedan descomponerse jerárquicamente.
- En la elaboración de la matriz, al realizar las comparaciones se muestra el grado de importancias de dichos puntos permitiendo incorporar juicios del analista.

Criterios²⁷

Se llama criterios a una función “g”, definida sobre un conjunto de acciones “A”, que toma valores en un conjunto totalmente ordenado y que representa las preferencias del tomador de decisiones, de acuerdo a su punto de vista o al punto de vista obtenido como resultado del asesoramiento por parte de un grupo de expertos, en el entendido de que dicha persona, sabe, puede y quiere tomar decisiones al respecto de un problema dado.

Los diversos puntos de vista (aspectos, factores, características, atributos, etc.) estarán representados por medio de una familia $F = \{g_1, \dots, g_j, \dots, g_n\}$ de criterios, siendo esta la parte más delicada de un problema de toma de decisiones. La familia F de criterios debe representar todas las fases del problema, evitando las redundancias y deberán acompañarse de pruebas que permitan verificar la coherencia.

²⁶ Escobar, Carlos (2002). Métodos Multicriterio, Análisis Estratégicos y Optimización. Curso Maestría de Ingeniería y Administración de Proyectos.

²⁷ Idem

Problema multicriterio²⁸

Un problema de decisión multicriterio, es una situación donde, habiendo definido un conjunto A de acciones, existe una familia F coherente de criterios sobre A y, se desea:

- Determinar un subconjunto de acciones consideradas como las mejores respecto de F (problema de selección).
- Particionar A en subconjuntos que siguen normas preestablecidas (problema de clasificación).
- Ordenar las acciones de A de la mejor a la menos buena (problema de jerarquización).

Un problema de decisión multicriterio no es obviamente una realidad objetiva de la cual se pueda proporcionar inmediatamente una descripción aceptable para todos los actores en la toma de decisiones. En efecto, en realidad un problema multicriterio es una mezcla de la evaluación, selección y jerarquización de los propios criterios y también puede dar lugar a:

- Definiciones diferentes de A,
- Definiciones diferentes de F,
- Definiciones diferentes de la problemática asociada (seleccionar, clasificar, jerarquizar).

Dos ejemplos claros de la aplicación de los métodos multicriterio son: la planeación energética²⁹ con el desarrollo de las estrategias de la política deseada, así como la realización de los proyectos de Investigación y Desarrollo Tecnológico. Esto debido principalmente a que las alternativas no se les puede evaluar, ni por lo tanto jerarquizar ni seleccionar, sin tomar en cuenta en forma integral y simultánea todos los atributos que convergen en la estrategia corporativa y tecnológica de las instituciones del estado o privadas. A continuación se dará una breve descripción de diferentes métodos multicriterio, y finalmente un ejemplo de aplicaciones con la metodología utilizada en esta investigación.

4.1 Métodos multicriterio compensatorios³⁰

El Método Multipol

Este método presenta la ventaja de poder distinguir las políticas generales o « intenciones estratégicas » de las estrategias de competitividad o de actividades.

Llamaremos P_k a las « intenciones estratégicas » y S_i a las estrategias. Estas últimas se evalúan sobre la base de diferentes criterios que llamaremos C_j como los criterios

²⁸ Idem

²⁹ Véase Planeación Energética. Capítulo I.

³⁰ Capítulo IV. Métodos Multicriterios, Análisis Estratégicos y Juegos de Actores. Dr. Carlos Escobar Toledo

comerciales, tecnológicos y financieros. La ponderación de tales criterios se definirá a partir de las políticas generales o « intenciones estratégicas » y cada estrategia será calificada para cada criterio. Naturalmente, la escala de calificación cuantitativa puede ser entre 0-10; 0-20; 0-100; etc.

4.2 Métodos multicriterio no compensatorios³¹

Contrariamente al método multipol precedente, los métodos multicriterio no compensatorios: permiten a cada criterio conservar su impacto sobre la decisión final. Así, se evita una elección media particularmente mal adaptada a cada selección estratégica. Entre los métodos no compensatorios encontramos el método de jerarquización comparada y el método Electra I y II.

El principio de cada uno de estos dos métodos reside en evaluar una estrategia S_i a partir de diferentes criterios C_j . Para explicar la metodología seguida sin necesidad de conocer sus fundamentos teóricos, se utilizará un ejemplo. En tal ejemplo, existen 3 estrategias y 3 criterios. La evaluación puede hacerse a través de una escala cuanti o cualitativa. El método de jerarquización comparada se basa en criterios cualitativos mientras que Electra II se basa en una escala cuantitativa.

Método de Jerarquización Comparada

En este método cada criterio da lugar a la definición de una escala de medición cualitativa, por ejemplo expresiones como «bueno»; «malo»; «muy bueno»; «muy malo»; «pésimo», etc.. Entre más grande se haga la escala, la ponderación del criterio será más fuerte. Si para ello se coloca $C_1 > C_2 > C_3$, las escalas correspondientes podrán ser, a título de ejemplo:

C_1 : Muy Bueno (TB); Bueno (B); Medio (M); Mediocre (TM); Débil (F).

C_2 : Bueno (B); Medio (M); Débil (F).

C_3 : Bueno (B); Débil (F).

Consideraremos la matriz de evaluación siguiente:

S_i C_j	C_1	C_2	C_3
S_1	B	F	B
S_2	M	B	F
S_3	F	M	B

Un primer tratamiento consiste en hacer corresponder los grados de las escalas cualitativas a clasificaciones. Por ejemplo, el grado o calificación mas favorable corresponderá siempre a la clase 1. Los grados siguientes son desclasificaciones de la

³¹ Idem.

primera, traducidas por las clases o cifras de más en más grandes. Entre más importantes sean las desclasificaciones, mas fuerte o grande será la ponderación del criterio.

Por ejemplo, fijaremos para:

C1 : TB=1; B=3; M=5; TM= 7; F=9. Las desclasificaciones van de 2 en 2.

C2 : B=1; M=4; F=6. La primera desclasificación es de 3, la segunda de 2.

C3 : B=1; F=5. La desclasificación es de 4.

Así la jerarquía de criterios se respeta: $C1 > C2 > C3$.

El segundo paso consiste en construir las matrices que comparen los criterios de dos en dos, sea por ejemplo: C1 / C2 y C1 + C2 / C3.

C1 C2	TB	B	M	TM	F
B	1	3	5	7	9
M	4	6	8	10	12
F	6	8	10	12	14

El primer renglón y la primera columna de la matriz consideran exactamente las clases de los criterios C1 y C2. Los otros términos respetan las desclasificaciones.

Establezcamos la segunda matriz. Esta toma en cuenta exactamente todos los términos de la matriz precedente y la primera escala del criterio C3. El resto, respeta las desclasificaciones.

C1+C2 C3	1	3	4	5	6	7	8	9	10	12	14
B	1	3	4	5	6	7	8	9	10	12	14
F	5	7	8	9	10	11	12	13	14	16	18

La última operación consiste en hacer corresponder una estrategia Si a una clase utilizando la última matriz y las evaluaciones.

La evaluación de S1, con calificación de «B» para el criterio C1 y de «F» para el criterio C2, coloca a S1 en la clase 8, si nos referimos a la primera matriz. Esta clase 8 combinada ahora a una evaluación de «B» para el criterio C3, la posiciona finalmente en la clase 8.

De la misma manera, S2 está en la clase 9 y S3 en la clase 12.

La clasificación de las estrategias (léase entonces, su «jerarquización») sigue el orden natural del número que materializa las clases. Así, en definitiva se tiene : $S1 > S2 > S3$.

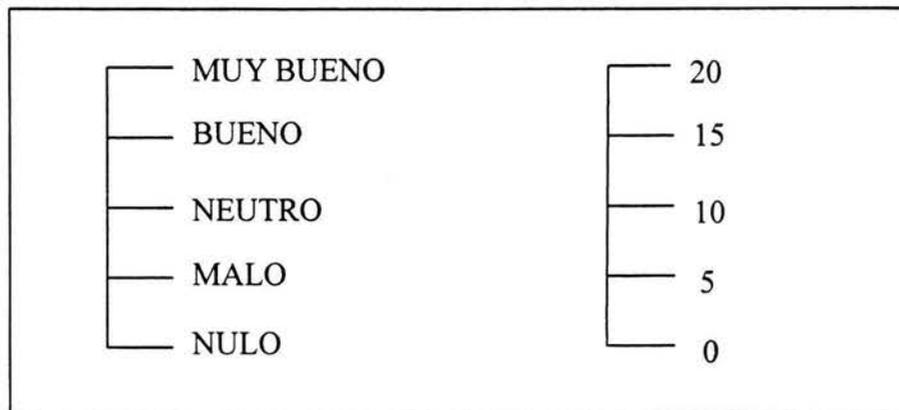
Los métodos ELECTRA I y ELECTRA II.

Los métodos de decisión multicriterio denominados «Electra» (*EL*imination *Et* *CHO*ix *TR*aduisant la *RE*alité), se aplican, generalmente, a problemas conceptualizados en

entornos “ciertos” y constituyen una herramienta operativa muy sencilla. Tienen como propósito la selección de proyectos entre un conjunto, teniendo en cuenta criterios múltiples.

Su implantación supone que:

- Cada criterio contiene varios niveles y puede representarse por una escala. A cada nivel puede corresponder un juicio cualitativo. Véase la siguiente figura.
- A cada uno de los criterios o atributos, se puede asociar un peso relativo.
- A cada proyecto evaluado al respecto de un criterio se debe poder hacer corresponder un escalón y uno sólo de la escala relativa a este criterio.



El Método ELECTRA I

El método consiste en establecer el perfil de los juicios de los proyectos a clasificar relativamente a los criterios considerados. Discrimina del conjunto A todas las alternativas factibles no dominadas de solución, aquellas que pueden calificarse como mejores dentro de un contexto multicriterio. El objetivo consiste en encontrar el Kernel (L) del grafo síntesis reducido (un grafo reducido se define como aquél que no tiene ciclos pues, en este contexto, un ciclo corresponde a una clase de equivalencia entre alternativas por lo que el conjunto de alternativas contenidas en el ciclo puede sustituirse por un único representante), escogiendo todos aquellos nodos que cumplan las dos condiciones siguientes:

1. *Estabilidad interna*; Ninguna alternativa perteneciente a L está sobreordenada por otra alternativa de L
2. *Estabilidad externa*; Toda alternativa fuera de L está sobreordenada por, al menos una alternativa de L.

Sean K_1 , K_2 , K_3 Y K_4 los criterios considerados a los que se les deberá definir qué proyectos son mejores (sobre-clasificación) que otros. Para definir esta sobre-clasificación se utiliza una regla que se basa sobre las nociones:

- De un índice de concordancia de los juicios preferidos.
- De un índice de discordancia de los juicios de preferencia.

- De umbrales de concordancia y discordancia.

Consideremos dos proyectos **A** y **B**, si el índice de concordancia de las preferencias de **A** es superior a un cierto umbral y que, **simultáneamente** su índice de discordancia es inferior a un cierto umbral, se podrá concluir que **A** es mejor que **B** (lo sobre-clasifica).

A medida que se aumentan los niveles de los umbrales, es decir se aumenta la severidad de la regla de preferencia (o sobre-clasificación), el número de proyectos comparables por clasificar disminuye inversamente.

Es así posible dividir el conjunto de los proyectos en dos distintos grupos:

- Un subconjunto que llamaremos el **núcleo** que es una “población” más reducida y que contiene al o los proyectos buscados.
- Un subconjunto que contiene a los proyectos restantes, que se eliminarán.

Un análisis del núcleo permite enseguida seleccionar, entre un número reducido de proyectos aquel o aquellos buscados. En resumen:

1.- Es necesario realizar la separación de un conjunto **E** en dos subconjuntos: **S** (elementos retenidos) y **E - S** (elementos desechados).

2.- Se requiere definir una relación de dominación entre dos elementos de **E**.

3.- Para todo par $i, j \in E$, es necesario analizar si $i > j$; $j > i$; $i \sim j$, y si i y j no son comparables $i \neq j$.

4.- Al proponerse un grafo, los arcos se definen como sigue:

$i > j \rightarrow i \rightarrow j$; si $j > i \Rightarrow j \rightarrow i$; si $j \sim i \Rightarrow i$; si $i \neq j$ No hay arco ni dirección.

5.- Se tendrán que cumplir al menos dos condiciones:

- \forall elemento en **E - S** debe ser dominado por al menos uno de los elementos de **S**.
- \forall elemento de **S** no deber ser dominado por ningún otro.

6.-Es necesario proponer escalas para poder apreciar (“calificar”) cada comparación entre **i** y **j**

7.-Definidas las escalas, debe admitirse que $i > j$ para todo criterio K_i para el cual $i \sim j$; sin embargo, es posible que no todos los criterios tengan la misma importancia. Por ello es necesario acudir a coeficientes de ponderación para cada uno de ellos.

8.-Se llama índice de concordancia de (**i**) que domina a **j** ($i > j$) a la relación siguiente:

$$\text{Indice de Concordancia} = C_{ij} = \frac{\text{Suma de los coeficientes de ponderación de los } K_i (\forall i > j)}{\text{Suma total de los coeficientes de ponderación de los } K_i \text{ si } i \text{ fuese absolutamente mejor que } j}$$

El valor de C_{ij} está entre 0 y 1.

9.- Se llama índice de discordancia (d_{ij}) a la consideración de hacer intervenir el peso de los criterios en los que j domina i ($j > i$).

Para construir este último indicador se toman las calificaciones de la escala de apreciación que contradicen la superioridad de $i > j$. Se divide la mayor diferencia encontrada en la K_i entre el mayor rango existente en la escala de apreciación. d_{ij} también está en 0 y 1.

$$\text{Indice de discordancia} = d_{ij} = \frac{\text{Mayor diferencia de calificación entre dos proyectos en } k_i}{\text{Mayor rango existente en la puntuación de la escala de calificación}}$$

Es necesario por lo tanto determinar un rango de concordancia " p " ($0 \leq p \leq 1$) y un rango de discordancia " q " ($0 \leq q \leq 1$) donde " i " dominará a " j " para la pareja de rangos (p, q) obteniéndose que simultáneamente:

$$C_{ij} \geq p \quad ; \quad d_{ij} \leq q$$

No es forzoso que se cumpla una relación transitiva del tipo:

$$i > j \text{ y } j > k \therefore i > k.$$

El método ELECTRA II.

En este método, cada criterio da lugar a una evaluación y a una ponderación cuantitativa. Introduce la variante de producir dos relaciones de sobreclasificación: una fuerte y una débil, y con ello se puede obtener un ordenamiento de todo el conjunto de alternativas.

El método de cálculo para examinar las estrategias se toma de dos en dos e igualmente que en ELECTRA I, se calculan dos índices: el de concordancia y el de discordancia, de acuerdo a las fórmulas siguientes:

$$\text{Índice de concordancia : IC } S1/S2 = \frac{\sum P_j \text{ para los cuales } S_1 \geq S_2}{\sum P_j}$$

$$\text{Índice de discordancia : ID } S1/S2 = \frac{\text{diferencia máxima de calificación entre } S2/S1}{\text{diferencia máxima de calificación posible}}$$

Una estrategia « sobreclasifica » a otra si el índice de concordancia es superior o igual a un cierto umbral **y si además** el índice de discordancia es inferior o igual a un cierto umbral. La diferencia entre ELECTRA I y ELECTRA II consiste en calificar esta sobreclasificación de acuerdo a los umbrales que muestren las preferencias del tomador de decisiones. Así, la sobreclasificación puede ser « fuerte » o « débil ». Los umbrales más usuales son los siguientes:

IC ID	$1 \geq IC \geq 0.8$	$0.8 > IC \geq 0.7$	$0.7 > IC \geq 0.6$
$0 < ID \leq 0.2$	Sobreclasificación fuerte	Sobreclasificación fuerte	Sobreclasificación débil
$0.2 < ID \leq 0.4$	Sobreclasificación fuerte	Sobreclasificación débil	Sobreclasificación débil

Pueden existir sobreclasificaciones recíprocas que necesitan entonces la construcción de un grafo y la determinación de una clasificación directa, indirecta y mediana.

- **La clasificación directa:** número de flechas o arcos que llegan a un nodo; entre mayor sea el número de arcos que llegan a un determinado nodo, mas este nodo estará mal clasificado.
- **Clasificación indirecta:** número de arcos que parten de algún nodo; entre mayor sea el número de arcos que parten de ese nodo, mejor clasificado estará.
- **Clasificación mediana y final:** es la mediana de las dos clasificaciones anteriores.

El método jerárquico multicriterio (AJM)

El AJM fue desarrollado por Thomas L. Saaty, con posteriores refinamientos y la adición de sistemas computacionales, se ha aplicado a diversidad de situaciones tanto a nivel económico como para analizar decisiones en problemas políticos, sociales y tecnológicos.

El método AJM (Analytic Hierarchy Process), tiene por objeto la descomposición del problema en niveles jerárquicos para determinar en forma clara, a través de la síntesis de los valores de los agentes de decisión, una medida global para cada una de las alternativas, priorizándolas o clasificándolas hasta el final.

Con la construcción de una jerarquía, cada agente de decisión hará una comparación llevada a cabo por pares (par a par) de un nivel jerárquico dado, creando así, una matriz de decisiones cuadrada donde se representará, a partir de una escala predefinida, su

opinión/preferencia de entre los elementos comparados entre sí, dado un elemento del nivel superior, C_k se lleva a cabo la comparación de dos elementos de un nivel inferior A_{ij} en función de C_k generando una matriz cuadrada de preferencia:

A_{ij} ; $i=1,2,\dots,n$; $j=1,2,\dots,n$.

Lo que será hecho para cada uno de los niveles de la jerarquía.

Así, un agente de decisión deberá hacer $n(n-1)/2$ comparaciones.

Se llama una matriz de “dominio” a aquella que expresa el número de veces que una alternativa domina a las demás o que es dominada por alguna o alguna(s) de éstas. Se trata de una matriz cuadrada en que las alternativas se comparan par a par.

Se dice que una alternativa es superior a otra si ésta domina a una segunda alternativa en un número de factores mayor del que la segunda alternativa domina a la primera.

Cada elemento de A_{ij} del vector línea de la matriz de dominación representará la dominación de la alternativa A_{ij} sobre la alternativa A_{ij+1} . A su diagonal principal será precedida por un valor estipulado que represente la dominación de una alternativa sobre otra.

Para la comparación por pares se utiliza una escala definida por Saaty como *escala fundamental*.

Los elementos fundamentales del método AHP, son:

- Atributos y propiedades. Conjunto finito de alternativas comparadas en función de un conjunto finito de propiedades.
- Correlación binaria. Al comparar dos elementos basados en una propiedad dada, se estará llevando a cabo una comparación binaria, en la que podemos tener, como solución, una que es preferible a otra o que es indiferente.
- Escala fundamental. Ésta asocia un valor de la prioridad de un elemento sobre otro, que se podrá leer a través de una escala numérica de números positivos y reales.
- Jerarquía. Un conjunto de elementos ordenados, homogéneos en un sus respectivos niveles jerárquicos, siguiendo un orden de preferencia.

El método se integra de cuatro etapas como se muestra en la Figura B.1.

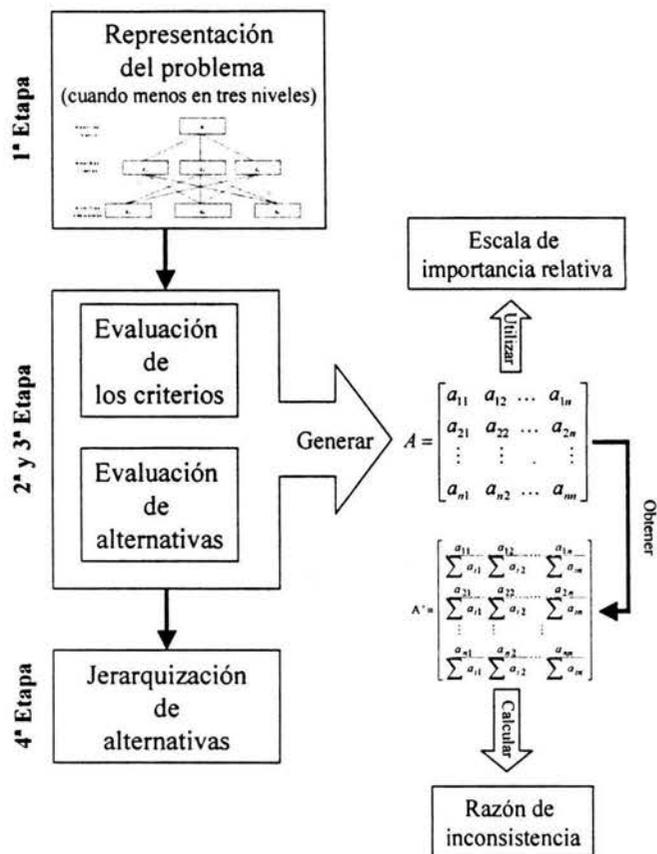


Figura B.1. Procedimiento para realizar la jerarquización analítica

Primera etapa. Representación del problema

Para esto se requiere representar el problema mediante la construcción de un arreglo jerárquico de al menos tres niveles, llamado diagrama de árbol, como el que se muestra en la Figura B.2.

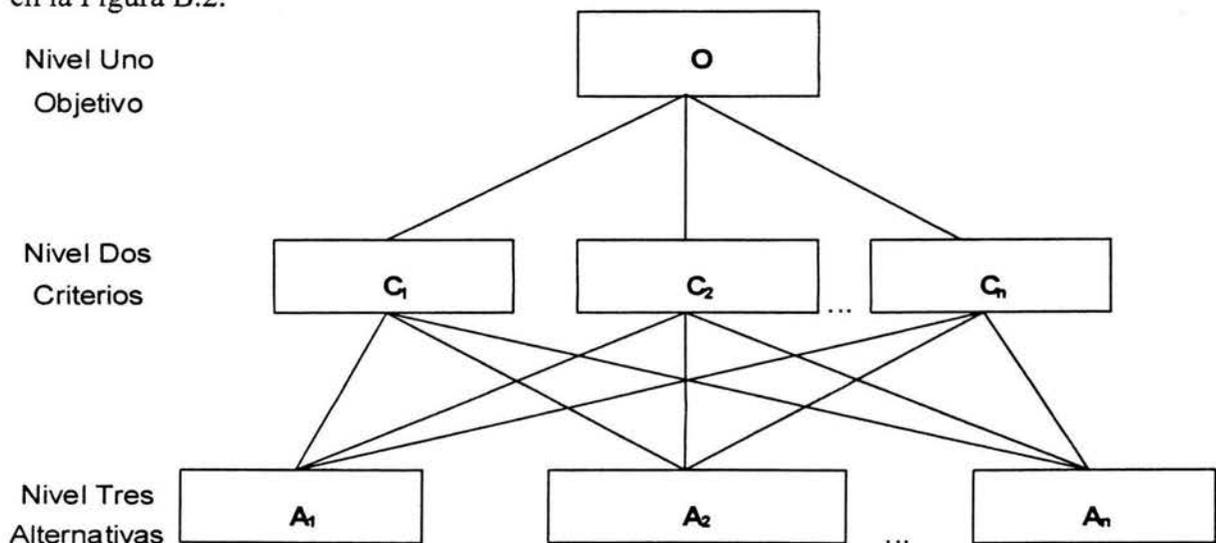


Figura B.2. Representación jerárquica del problema

La jerarquía implica una clasificación ordinal donde los niveles están subordinados entre sí, mediante alguna base definida.

Este arreglo arbóreo se forma con los tres factores básicos para la toma de decisiones: las alternativas que serán sujetas de valoración (llámense actividades, estrategias, proyectos, cursos de acción, etc.), el objetivo que se pretende alcanzar y los criterios de valoración con los que se habrán de valorar las alternativas.

El árbol no se limita a un número de niveles ni de elementos por nivel, sin embargo se sugiere un máximo de cuatro niveles y siete elementos por nivel.

Conviene vigilar que tanto las alternativas como los criterios procuren tener el mismo nivel de complejidad y ser mutuamente excluyentes, de lo contrario se pueden producir problemas de consistencia.

Segunda etapa. Evaluación de los criterios de valoración.

En esta etapa se construye una matriz A, a partir de la comparación de los diferentes criterios con el propósito de estimar la importancia relativa entre cada uno de ellos.

La matriz A tiene la forma

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & . & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix}$$

y presenta la propiedad de que $a_{ji}=1/a_{ij}$ y $a_{ii}=1$

A cada comparación se le asignará una calificación. Saaty propone la siguiente escala de importancia relativa de la cual se obtienen las calificaciones para las diferentes comparaciones.

Escala de Importancia Relativa

Intensidad de la importancia	Definición	Explicación
1	Igual Importancia	Dos actividades contribuyen igualmente al objetivo
3	Importancia moderada	La experiencia y el juicio están moderadamente a favor de una actividad sobre la otra
5	Importancia	La experiencia y el juicio están fuertemente a favor de una actividad

	Fuerte	sobre la otra
7	Importancia muy fuerte	Una actividad está muy fuertemente favorecida y su dominio ha sido demostrado en la práctica
9	Importancia extrema	Es máxima la importancia de una actividad sobre la otra
2,4,6,8	Valores intermedios entre los dos juicios contiguos	Cuando un término medio es necesario
Recíproco de los números de arriba	Si al elemento i le fue asignado alguno de los números de arriba al compararse con el elemento j, entonces j tiene el valor recíproco cuando se compara con el elemento i	

Una vez llena la matriz A con las respectivas calificaciones, se procede a estimar los correspondientes pesos relativos de los criterios W. Los pesos relativos es el vector característico o eigenvector de la matriz. Una estimación para su cálculo se presenta a continuación.

Primero, se normaliza la matriz A, obteniéndose A'

$$A' = \begin{bmatrix} \frac{a_{11}}{\sum a_{i1}} & \frac{a_{12}}{\sum a_{i2}} & \dots & \frac{a_{1n}}{\sum a_{in}} \\ \frac{a_{21}}{\sum a_{i1}} & \frac{a_{22}}{\sum a_{i2}} & \dots & \frac{a_{2n}}{\sum a_{in}} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{a_{n1}}{\sum a_{i1}} & \frac{a_{n2}}{\sum a_{i2}} & \dots & \frac{a_{nn}}{\sum a_{in}} \end{bmatrix}$$

A continuación se calcula el promedio de cada renglón de la matriz A', del renglón 1 hasta el renglón n, y se obtiene la matriz W de los pesos relativos o eigenvector, que con frecuencia se coloca al lado derecho de la matriz A.

$$W = \begin{bmatrix} \frac{a_{11}}{\sum a_{i1}} + \frac{a_{12}}{\sum a_{i2}} + \dots + \frac{a_{1n}}{\sum a_{in}} \\ \frac{a_{21}}{\sum a_{i1}} + \frac{a_{22}}{\sum a_{i2}} + \dots + \frac{a_{2n}}{\sum a_{in}} \\ \frac{a_{n1}}{\sum a_{i1}} + \frac{a_{n2}}{\sum a_{i2}} + \dots + \frac{a_{nn}}{\sum a_{in}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_n \end{bmatrix}$$

Finalmente, un proceso de agregación se encargará de colocar los valores finales de las alternativas, escalonándolas, utilizando una función aditiva, como la siguiente:

$$f(A_j) = \sum_{i=1}^m \omega(C_i) \check{v}(A_j); j = 1, \dots, n$$

siendo "n" el número de alternativas y "m" el número de criterios correspondiente al último nivel. Se obtiene así, un orden global a través de una función global de valor.