

**ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS PARA LA
ALIMENTACIÓN Y LA AGRICULTURA**



OFICINA REGIONAL PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE – RLC

“Estado del Arte y Novedades de la Bioenergía en el Ecuador”

**Deisy Cecilia Trávez Peñafiel
Punto Focal en Ecuador – Consultora FAO**

**Octubre 2011
Quito – Ecuador**

Índice

1

Introducción	3
Marco Legal.....	3
Matriz Energética	8

2

Descripción de las cadenas productivas	18
Cadena de Biodiesel	18
Cadena de etanol	23
Cadena de biogás	29

3

Descripción de los impactos económicos y sociales	
Biodiesel.....	34
Etanol	38
Biogás.....	41

4

Descripción de los impactos ambientales	44
Biodiesel.....	44
Etanol	44
Biogás.....	47

5

Posibilidades de Proyectos	48
----------------------------------	----

6

CONCLUSIONES	58
---------------------------	----

1. Introducción

La Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO) a través de la Oficina Regional para América Latina y el Caribe, ha requerido la contratación de una consultoría que permita mirar el punto focal en el país con el objeto de conocer *“El estado del arte y novedades de la bioenergía en Ecuador”*.

En este sentido, y según lo requerido por las orientaciones que FAO ha enviado para el tercer y último informe a los Puntos Focales, se detalla la información según lo requerido.

1.1. MARCO LEGAL

1.1.1. La Constitución

La Constitución Política de la República del Ecuador dispone en su artículo 14 que *“el Estado reconoce el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y el buen vivir, *sumak kawsay*.”*

De la misma manera, el artículo 413 manifiesta que *“el Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.”*

Finalmente el artículo 414 dispone que *“el Estado adoptará medidas adecuadas y transversales para la mitigación del cambio climático, mediante la limitación de la emisiones de gases de efecto invernadero, de la deforestación y de la contaminación atmosférica; tomará medidas para la conservación de los bosques y la vegetación, y protegerá a la población en riesgo.”*

Se aprecia que Ecuador contempla dentro de su constitución, la promoción de las energías renovables, pero además menciona que estas prácticas no deben poner en riesgo la soberanía alimentaria de la nación.

1.1.2. El Plan Nacional de Desarrollo

La Secretaría Nacional de Planificación SENPLADES, tiene como misión¹ *“Administrar y coordinar el Sistema Nacional Descentralizado de Planificación Participativa como un medio de desarrollo integral del país a nivel sectorial y territorial, estableciendo objetivos y políticas estratégicas, sustentadas en procesos de información, investigación, capacitación, seguimiento y evaluación; orientando la inversión pública; y, promoviendo la democratización del Estado, a través de una activa participación ciudadana, que contribuya a una gestión pública transparente y eficiente.”*, según reza en su estatuto orgánico de diciembre de 2010,

Acorde a su misión y en cumplimiento de la Constitución de la República del Ecuador que en su artículo Art. 280 dispone: *“El Plan Nacional de Desarrollo es el instrumento al que se sujetarán las políticas, programas y proyectos públicos; la programación y ejecución del presupuesto del Estado; y la inversión y la asignación de los recursos públicos; y coordinar las competencias exclusivas entre el Estado central y los gobiernos autónomos descentralizados. Su observancia será de carácter obligatorio para el sector público e indicativo para los demás sectores”*, SENPLADES ha elaborado el **“Plan Nacional del Buen Vivir 2009 – 2013 Construyendo un estado plurinacional e intercultural”**, mismo que contempla la tendencia ideológica que **“la Revolución Ciudadana”**,

¹ www.senplades.gov.ec/web/senplades-portal/mision

proyecto político impulsado por el actual gobierno del Ecuador, quiere plasmar en el Ecuador, un cambio hacia la igualdad de sus habitantes con una propuesta ideológica de izquierda.

Las estrategias para conseguir este plan se detallan a continuación, debiendo desatacar para el presente análisis la estrategia VII:

- I. Democratización de los medios de producción, re-distribución de la riqueza y diversificación de las formas de propiedad y de organización.
- II. Transformación del patrón de especialización de la economía a través de la sustitución selectiva de importaciones para el Buen Vivir.
- III. Aumento de la productividad real y diversificación de las exportaciones, exportadores y destinos mundiales.
- IV. IV. Inserción estratégica y soberana en el mundo e integración latinoamericana.
- V. Transformación de la educación superior y transferencia de conocimiento en ciencia, tecnología e innovación.
- VI. Conectividad y telecomunicaciones para construir la sociedad de la información.
- VII. Cambio de la matriz energética.**
- VIII. Inversión para el Buen Vivir, en el marco de una macroeconomía sostenible.
- IX. Inclusión, protección social solidaria y garantía de derechos en el marco del Estado Constitucional de Derechos y Justicia.
- X. Sostenibilidad, conservación, conocimiento del patrimonio natural y fomento al turismo comunitario.
- XI. Desarrollo y ordenamiento territorial, desconcentración y descentralización.
- XII. Poder ciudadano y protagonismo social.

Con este fundamento, se plantean doce objetivos que son en concreto las bases para su consecución, poniendo especial énfasis para el presente análisis en el objetivo 4:

Objetivo 1. Auspiciar la igualdad, cohesión e integración social y territorial, en la diversidad.

Objetivo 2. Mejorar las capacidades y potencialidades de la ciudadanía.

Objetivo 3. Mejorar la calidad de vida de la población.

Objetivo 4. Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un medio ambiente sano y sustentable

Objetivo 5. Garantizar la soberanía y la paz, e impulsar la inserción estratégica en el mundo y la integración latinoamericana.

Objetivo 6. Garantizar el trabajo estable, justo y digno en su diversidad de formas

Objetivo 7. Construir y fortalecer espacios públicos interculturales y de encuentro común.

Objetivo 8. Afirmar y fortalecer la identidad nacional, las identidades diversas, la plurinacionalidad y la interculturalidad.

Objetivo 9. Garantizar la vigencia de los derechos y la justicia.

Objetivo 10. Garantizar el acceso a la participación pública y política.

Objetivo 11. Establecer un sistema económico social, solidario y sostenible.

Objetivo 12. Construir un Estado democrático para el Buen Vivir

1.1.3. Políticas de gobierno

Con base en lo concebido en el Plan Nacional del Buen Vivir, el Presidente de la República mediante Decreto Ejecutivo No. 146, de 27 de febrero de 2007 delega como una tarea del, en ese entonces, Ministerio de Energía y Minas² (ahora Ministerio de Electricidad y Energía Renovable), el sector de energías renovables y **biocombustibles** como su competencia, teniendo como antecedente el Decreto Ejecutivo 2332 de 2 de diciembre de 2004, mediante el que se creó el Consejo Consultivo de Biocombustibles de la Presidencia de la República, y crea con este decreto, el Consejo Nacional de Biocombustibles con la misión de: *“definir y aprobar planes, programas y proyectos relacionados a la producción manejo y comercialización de biocombustibles”*, según reza su Artículo 3, así como también la responsabilidad de: *“establecer políticas y mecanismos de apoyo preferencial a los sectores agrícola y agroindustrial, especialmente a los pequeños productores, y regulará el precio del biocombustible de que se trate”*

El consejo estaba integrado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), Ministerio de Agricultura Ganadería Acuacultura y Pesca (MAGAP), Ministerio de Ambiente (MAE), Ministerio de Industrias y Productividad (MIPRO), Ministerio de Economía y Finanzas, la Federación de Azucareros del Ecuador, y la Asociación de Productores de Alcohol del Ecuador, los distribuidores de combustibles del país y la Asociación de Cultivadores de Palma Africana.

Sin embargo en el mes de julio de 2009, mediante decreto ejecutivo No. 1831 de 10 de julio de 2009, el Presidente de la República, dispone la Supresión del Consejo Nacional de Biocombustibles, transfiriéndole todas las competencias que en materia de coordinación de las actividades de producción, distribución y comercialización de biocombustibles al **Ministerio de Coordinación de la Producción, Empleo y Competitividad (MCPEC)**.

² El Ministerio de Energía y Minas se escindió en dos: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y Recursos, y Ministerio de Recursos Naturales no Renovables.

1.2. MATRIZ ENERGÉTICA

Tal como lo menciona la matriz energética elaborada por el MEER en el año 2008 se mencionan los biocombustibles de la siguiente manera:

1.2.1. Biocombustibles

Dentro de esta categoría entran el bagazo que se emplea en la industria para calor de procesos y en la generación de electricidad, al igual que la leña y su derivado el carbón que se consumen en el medio rural de la Sierra y en las ciudades, tanto para acondicionamiento térmico del ambiente como para la cocción de alimentos. También, desde 2004 es interesante contar con el Consejo Nacional de Biocombustibles que se encarga del etanol, producto derivado de la caña de azúcar. Se espera que con el Plan Piloto de Guayaquil inicie su comercialización en esa ciudad con la mezcla al 5% de gasolinas. El biodiesel, derivado del aceite crudo de palma africana, se encuentra en estudio para concretar un Programa de Biodiesel. Ambos planes de biocombustibles tienen previsto reducir la importación de combustibles (gasolinas y diesel oil) de elevado precio internacional que se consume principalmente en el sector transporte. Aún cuando se exporta etanol y biodiesel, aún no se cuantifican en los balances energéticos.

1.2.2. Situación actual (referente a 2008 según información de la matriz energética)

La producción de biocombustibles y su exportación son impulsadas por la iniciativa privada ecuatoriana frente a las oportunidades comerciales que brinda el mercado internacional. Las principales destilerías de alcohol producen etanol a partir de la caña de azúcar y las productoras más modernas de aceite, biodiesel con la palma africana.

Las exportaciones de alcohol etílico de más de 80° han crecido a una tasa media anual del 5,8% entre 2001 y 2006. En 2004 la tasa se elevó por la excepcional exportación a República Dominicana. El precio medio de las exportaciones que en 2004 fue de USD 0,463 por litro, tuvo a partir de ese

año un comportamiento creciente hasta alcanzar USD 0,826 en agosto de 2007, según información del Banco Central del Ecuador. Hasta 2002 las ventas se destinaron casi exclusivamente al mercado colombiano y desde 2003 se diversifican con destino principalmente a Holanda y Venezuela. No obstante, el principal mercado sigue siendo el colombiano.

En modo análogo a lo sucedido con los productores de alcohol, los de aceite de palma africana se han lanzado a la producción de aceite y biodiesel que exportan por no disponer en el mercado interno de posibilidades de comercialización. Las oportunidades de negocios en el mercado internacional abrieron interesantes perspectivas, mientras que en el mercado local de aceite y sus derivados, la evolución económica del país ha estimulado la demanda para uso doméstico.

Estos emprendimientos fueron posibles por las inversiones de riesgo realizadas que ampliaron la capacidad de producción respecto a lo que hubieran tenido si se hubiesen restringido a la producción de insumos tradicionales para el mercado interno o externo. La avidez de los mercados externos por los biocombustibles abrió nuevas perspectivas a los productores locales, con precios relativos más atractivos que los de las materias primas y que en ambos casos ya se exportaban. Los efectos de estas iniciativas generaron externalidades a partir de la expansión de la ocupación directa e indirecta, aumento de los tributos que percibe el Estado e impactos a lo largo de la cadena agroindustrial, lo que asegura a los productores de caña de azúcar y de palma africana un mercado para sus productos, trabajo rural, incentivos a la expansión de los cultivos y a la aplicación de tecnología e innovación para mejorar los rendimientos de las especies con el objetivo de lograr mayor competitividad. Todo ello, sin poner en riesgo la situación alimentaria nacional y sin afectar la naturaleza. Sin estas iniciativas el Ecuador se encontraría en el momento cero del desarrollo de los biocombustibles.

Según el Ministerio de Minas y Petróleos las posibilidades de producción de biocombustibles han despertado interés y preocupación en sectores de la ciudadanía, así como expectativas en grandes y pequeños agricultores. La

disponibilidad de recursos agrícolas abre la posibilidad de sustituir parcialmente las importaciones de gasolina (naftas) y diesel por combustibles derivados del procesamiento de cultivos como la palma africana, el girasol, la caña de azúcar, la higuera, el maíz y otros. Al momento están en marcha iniciativas privadas de productores locales que exportan etanol y biodiesel.

La estrategia del portafolio prevé “que el uso de los biocombustibles constituye una opción de diversificación de las fuentes energéticas y de reducción de la contaminación, especialmente urbana, causada por los combustibles fósiles en el transporte. Además, la producción de biocombustibles abre perspectivas interesantes para el desarrollo de la agroindustria, con efectos multiplicadores sobre la economía del país.

Sin embargo, el fomento a gran escala de esta actividad presenta serios riesgos que pueden tener repercusiones negativas sobre el tejido social en los sectores rurales, así como impactos negativos irreversibles sobre el ambiente. En este sentido, cualquier decisión sobre el desarrollo de los biocombustibles en el país requiere la adopción de compromisos entre los beneficios y amenazas que implica la producción y uso de estos energéticos.

La política adoptada frente a la alternativa de producción de biocombustibles debe ser de precaución y cautela, que se plasma en dos estrategias:

Para cada proyecto o alternativa de desarrollo de biocombustibles llevar a cabo detallados diagnósticos, análisis y estudios de factibilidad sobre la base de amplios criterios económicos, técnicos, ambientales y sociales. Las decisiones se sustentarán en una activa participación de todos los actores involucrados: productores, asociaciones y gremios, instituciones públicas y privadas.

Como resultado de los estudios y análisis, emprender proyectos de carácter piloto que proporcionen información y experiencia necesarias para definir políticas y decidir sobre el alcance de la ejecución de nuevos proyectos. Los proyectos piloto en marcha se resumen a continuación.

1.2.3. Proyectos piloto

Plan piloto de etanol en Guayaquil: Iniciar el plan piloto de uso de etanol para transporte en la ciudad de Guayaquil.

El programa consiste en mezclar la gasolina con 5% de etanol que significa una demanda de alrededor de 40 mil litros por día del producto. El Ministerio de Minas y Petróleos y Petrocomercial, conjuntamente con las comercializadoras de combustibles y los productores de etanol, ultiman las condiciones económicas y financieras, así como los arreglos logísticos (surtidores, infraestructura de almacenamiento) para la puesta en marcha del proyecto.

Proyecto piloto de biodiesel: El uso del biodiesel permite reducir las importaciones de diesel, disminuir los niveles de contaminación y abre perspectivas interesantes para la agroindustria nacional.

En la actualidad, la producción nacional de biodiesel a partir del aceite de palma, se exporta en su totalidad. Un proyecto piloto de uso de biodiesel para los vehículos de transporte público urbano, posiblemente en la ciudad de Cuenca, también se analiza. A la vez se estudia la factibilidad de utilizar este combustible para la generación de termoelectricidad.

Producción de aceite de piñón en Manabí: El fomento a las plantaciones de piñón (*Jatropha Curcas*) en la provincia de Manabí forma parte de una estrategia más amplia para combatir los procesos de erosión y desertificación que afectan a algunas regiones de la Provincia.

El objetivo de este proyecto piloto consiste en la producción de aceite de piñón para ser utilizado en la generación de electricidad como complemento de los proyectos de generación eólica y solar de electricidad en la provincia de Galápagos. La complementariedad y las sinergias que se crean bajo los dos objetivos: energías limpias para

Galápagos y el combate de la erosión y desertificación en Manabí, son múltiples. Por una parte, se ataca de manera simultánea los problemas ambientales que afectan a dos provincias del país, se alivia el problema de abastecimiento energético en Galápagos y se contribuye al desarrollo económico y social de pequeñas organizaciones campesinas de la localidad.

1.2.4. Prospectiva a mediano y largo plazo

Escenario tendencial

En este escenario se asume que el desarrollo de los biocombustibles continuará dentro de las expectativas privadas sin más incentivos que los que proveen los mercados externos. Se exportarán cantidades similares a las vendidas y por ende no se prevé consumo en el mercado interno.

Escenario seleccionado

Etanol

Teniendo como referencia lo expuesto se supone que tanto el Plan Piloto Guayaquil y su extensión al resto del país implicará una expansión de las plantas de etanol. El objetivo, satisfacer la penetración de ese derivado con la mezcla del 10% en el parque automotor a gasolina y generar un excedente exportable. Esta penetración en el sector transporte implicará que la producción de caña de azúcar se comercialice hasta un máximo de 2 millones de toneladas métricas que implicará aumentar la superficie sembrada para etanol, de 1.000 hectáreas en 2006 a 2.500 ha hasta 2020, superficie menor al incremento propuesto en el Plan Agrícola Nacional. Ello sugiere la posibilidad de acentuar la penetración del etanol en el parque automotor y disminuir proporcionalmente el consumo de gasolina extra y la importación de nafta de alto octano, según la información de Petrocomercial.

Biodiesel

En cuanto al biodiesel se tiene previsto que a partir de 2008 penetre con una mezcla al 10% de diesel oil en el transporte urbano de buses y quedaría también un margen exportable

El incremento de la oferta implicará una expansión de la producción de palma africana de 1,7 millones de TM que superará a la incorporación de superficie prevista en el Plan Agrícola Nacional y que podría ser compensada por la menor superficie de caña de azúcar si es que la penetración del biodiesel resulta compatible para las expectativas del Gobierno, o procesando la parte correspondiente a las exportaciones de aceite bruto. El resultado final, tanto en el caso del etanol como del biodiesel, deberá ser estudiado teniendo como referencia las repercusiones a lo largo de las respectivas cadenas de producción, transformación y consumo.

El resultado final, tanto en el caso del etanol como del biodiesel, deberá ser estudiado teniendo como referencia las repercusiones a lo largo de las respectivas cadenas de producción, transformación y consumo.



Figura 1. Producción y Demanda de Etanol, fuente Matriz Energética [MEER – 2008]

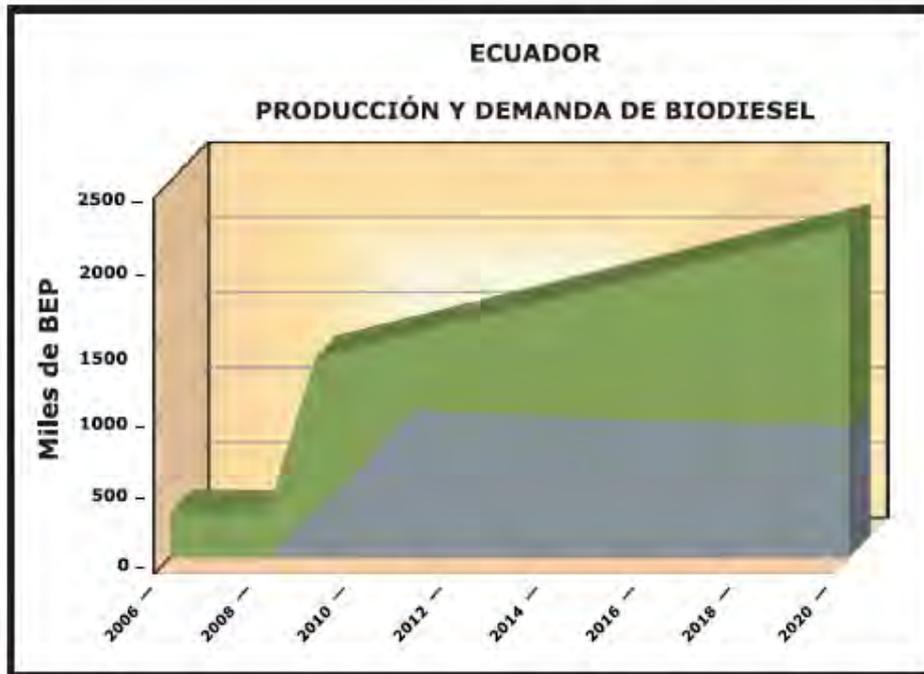


Figura 2. Producción y Demanda de Biodiesel, fuente Matriz Energética [MEER – 2008]

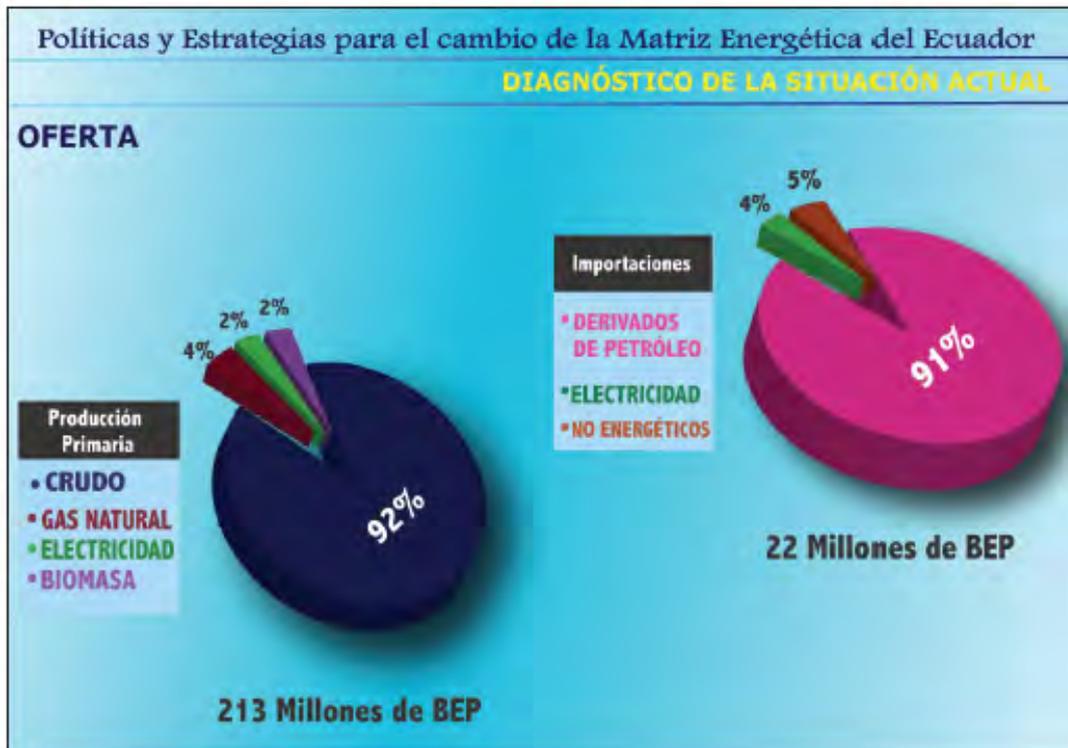


Figura 3. Situación actual OFERTA, fuente Matriz Energética [MEER – 2008]

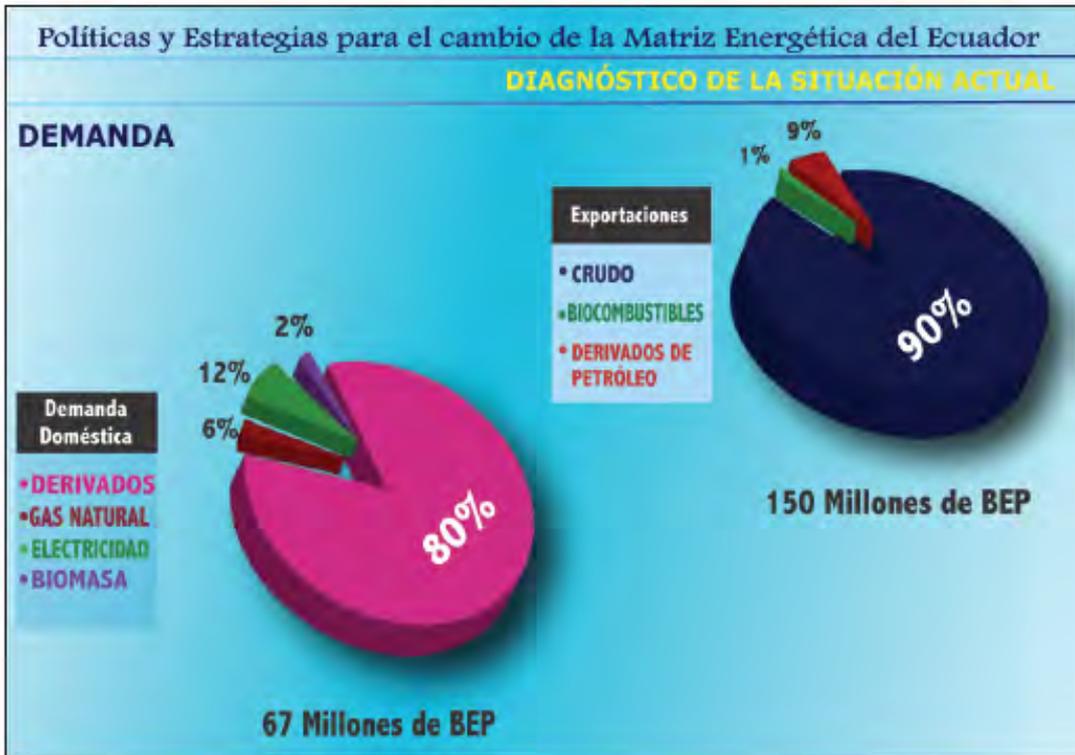


Figura 4. Situación actual DEMANDA, fuente Matriz Energética [MEER – 2008]



Figura 5. Situación actual DEMANDA, fuente Matriz Energética [MEER – 2008]

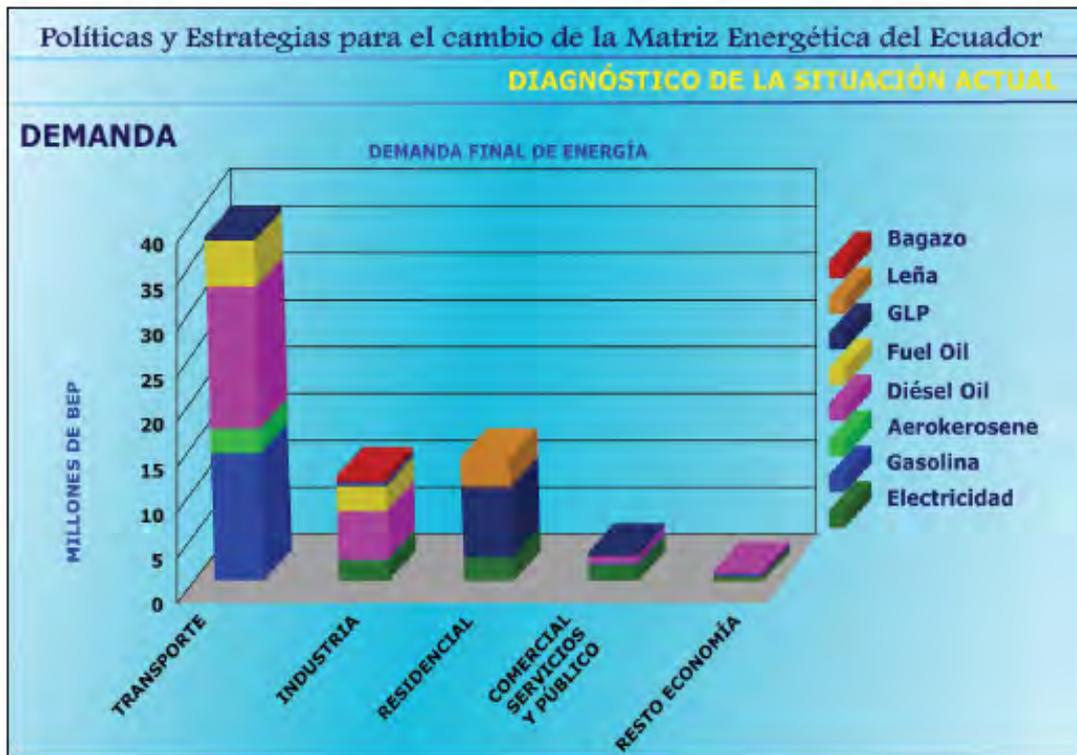


Figura 6. Situación actual DEMANDA, fuente Matriz Energética [MEER – 2008]

1.2.5. Regulaciones actuales

El Consejo Nacional de Electricidad en abril de 2011, expide tres regulaciones que:

- 1) *establece los principios y parámetros que permitan aplicar los casos de excepción para la participación privada en generación de electricidad, definidos en el párrafo segundo del artículo 2 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (regulación 002-11),*
- 2) *define la metodología para la determinación de los plazos y precios a aplicarse para los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluyendo aquellos que usen energías renovables. (regulación 003-11)*
- 3) *establece los requisitos, precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales. (regulación 004-11)*

Estas tres regulaciones³ en conjunto, permiten a inversionistas privados la posibilidad de participar en la generación de electricidad, y las condiciones y precios preferentes de la regulación 004-11 se describen a continuación:

“Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son aquellos indicados en la Tabla No. 1. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.”

Tabla No. 1

Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)

<i>CENTRALES</i>	<i>Territorio Continental</i>	<i>Territorio Insular de Galápagos</i>
<i>EÓLICAS</i>	<i>9.13</i>	<i>10.04</i>
<i>FOTOVOLTAICAS</i>	<i>40.03</i>	<i>44.03</i>
<i>BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW</i>	<i>11.05</i>	<i>12.16</i>
<i>BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW</i>	<i>9.60</i>	<i>10.56</i>
<i>GEOTÉRMICAS</i>	<i>13.21</i>	<i>14.53</i>

³ Se adjuntan las tres regulaciones como anexos al presente documento

2. Descripción de las cadenas productivas

2.1. CADENA DE BIODIESEL

En Ecuador mayoritariamente se produce biodiesel a partir de la palma africana por lo cual se dedica la mayor parte de este capítulo a este cultivo, adicionalmente se presentara los proyectos que a nivel del gobierno también se están desarrollando.

Palma Africana

Marco conceptual de la cadena de suministro

La palma aceitera fue introducida en nuestro país en 1953, en la provincia de Esmeraldas, cantón La Concordia, por Roscoe Scott; en esa época las plantaciones eran relativamente pequeñas. No es sino hasta el año de 1967 cuando comienza a entrar en auge con más de 1.000 hectáreas sembradas.

En la actualidad, el cultivo de Palma africana es uno de los principales cultivos en el país debido a los múltiples usos de esta planta y así también a su uso como biocombustible. Se cultiva principalmente en la provincias de Esmeraldas, Los Ríos, Pichincha, Santo Domingo y la provincias Orientales de Sucumbíos y Orellana.

Los frutos de la palma aceitera son carnosos y forman un racimo, Estos racimos son cultivados y llevados a las plantas extractoras de aceite donde después de varios procesos físicos y químicos, se logra extraer el aceite. Este se utiliza en la industria alimenticia para hacer manteca vegetal, utilizada como aceite para freír o aliñar; se puede elaborar también derivados equivalentes al aceite de cacao y jabón. Actualmente dada la demanda de biocombustibles, se utiliza también con este. Algunos de los subproductos resultantes en el proceso son utilizados

como abono para las mismas plantas y como fuente de extracción de un aceite mucho más fino que el que se obtiene de esta.

Según datos estadísticos de ANCUPA en el 2009, se han sembrado cerca de 23.000 ha de palma africana. La inversión total tanto en siembra como en el proceso de industrialización de la palma asciende a \$ 1 380 230 000, generando cerca de 168.667 empleos tanto directos como indirectos.

QUE SIGNIFICA LA CADENA DE OLEAGINOSAS PARA EL ECUADOR		
Superficie Sembrada con Palma Aceitera	230.000	ha
Inversión Agrícola	\$920.000.000	dólares
Inversión Extracción	\$160.000.000	dólares
Inversión Industrial	\$300.000.000	dólares
TOTAL SECTOR AGROINDUSTRIAL	\$1.380.230.000	dólares
Generación Trabajo directo (Agr. e Ind.)	76.667	empleos
Generación de Trabajo indirecto (Agr. e Ind.)	92.000	empleos
TOTAL EMPLEOS	168.667	empleos
Producción Agrícola 2009 (Ac. Crudo)	447.000	TM
A precios Actuales	371.457.000	dólares
Consumo Nacional	210.000	TM
Excedentes (Exportación)	237.000	TM
A precios Actuales	196.947.000	dólares
Ahorro de divisas por Exportaciones	\$148.680.000	dólares

Figura No. 7: Oleaginosas para el Ecuador

Fuente: ANCUPA 2010.

La producción Nacional de Palma Africana en el 1993 fue de 152.537.00 TM, desde entonces la producción de esta se ha incrementado en un 293 % llegando a ser en el 2009 de 447 667.00 TM. El consumo nacional está alrededor de los 210.000 TM, dejando alrededor de 235.667 TM de excedentes que son exportados a otros países

PRODUCCIÓN Y EXCEDENTES EN EL ECUADOR ¹		
AÑO	PRODUCCIÓN TM	EXCEDENTE TM
1.993	152.537,00	0,00
1.994	174.413,00	6.402,00
1.995	185.206,00	17.234,00
1.996	180.337,00	23.983,00
1.997	203.308,00	17.724,00
1.998	198.495,00	18.696,00
1.999	267.246,00	69.158,00
2.000	222.195,00	24.655,00
2.001	224.195,00	25.380,00
2.002	238.798,00	39.290,00
2.003	261.932,00	61.729,00
2.004	279.152,03	81.354,39
2.005	319.338,16	138.693,80
2.006	352.120,40	148.080,99
2.007	396.301,00	204.546,00
2.008	418.379,20	218.379,20
2.009	447.667,00	235.667,00

Fuente: FEDAPAL

Figura No. 8: Producción y Excedentes de Palma Africana en el Ecuador

Con estos antecedentes se estima que la superficie de palma africana sembrada para el 2019 sea de alrededor de 391.000 ha.

LA CADENA DE OLEAGINOSAS EN PROYECCIÓN A 10 AÑOS (2019)	
Superficie Sembrada con Palma Aceitera	391.000 ha
Producción Agrícola 2019 (Ac. Crudo)	1.173.000 TM
A precios Actuales	\$830.484.000 dólares
Consumo Nacional	315.000 TM
Excedentes (Exportación)	858.000 TM
A precios Actuales	\$607.464.000 dólares
Ahorro de divisas por Exportaciones	\$223.020.000 dólares
Generación Trabajo directa (Agr. e Ind.)	130.333 empleos
Generación de Trabajo indirecta (Agr. e Ind.)	156.400 empleos

Figura No. 9: Oleaginosas para el Ecuador, proyecciones 2019

Fuente: ANCUPA 2010

Marco Administrativo – Regulatorio

El Consejo Consultivo se encuentra coordinado por la Subsecretaría de Servicios Técnicos, se encuentra vigente con Acuerdo N° 81 publicado en el R.O. N° 111, del 25 de junio de 2003. Sus miembros son: un representante del Ministerio de Industria y Productividad, un principal y un alterno en representación de los productores de materia prima (Palma Aceitera) o sus delegados, un principal y un alterno en representación de

la industria extractora, un principal y un alterno en representación de la industria refinadora de aceites y grasas, un principal y un alterno en representación de los exportadores de productos primarios, un principal y un alterno en representación de los exportadores de aceites y grasas, un representante del Consejo Consultivo de la Soya y un representante del INIAP; es presidido por el MAGAP.

Puntos críticos

- Este Consejo Consultivo no se ha reunido por no existir mayores problemas en esta cadena
- Es necesario reactivarlo toda vez que el país podría implementar un Programa de Biodiesel, utilizando como materia prima el aceite crudo de palma.
- Es importante realizar los trámites correspondientes con el fin de realizar el censo de palma entre el MAGAP y ANCUPA.

Estacionalidad

Es un cultivo perenne.

Producción

PRODUCCIÓN DE PALMA AFRICA, IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ACEITE DE CRUDO				
Años	Producción de Fruta TM	Producción de Aceite TM	Exportaciones Aceite Crudo TM	Importaciones Aceite Crudo TM
2000	1.110.975,38	222.195,08	13.441,74	2.000,00
2001	1.026.982,29	205.396,46	3.928,62	3.887,01
2002	1.190.631,68	238.126,34	31.825,65	1.832,52
2003	1.309.660,77	261.932,15	58.969,47	1.041,43
2004	1.395.760,14	279.152,03	66.244,85	8,49
2005	1.596.690,78	319.338,16	121.293,75	40,10
2006	1.708.556,60	352.120,40	115.693,87	44,76
2007	1.981.506,98	396.301,40	183.273,14	76,48
2008	2.091.896,00	418.379,20	177.491,04	574,30
2009	2.238.335,00	447.667,00	185.599,46	37,26
2010	2.456.810,00	491.362,00	144.686,74	15.501,70

Fuente: ANCUPA/SIGAGRO

Elaboración. SST/DGA

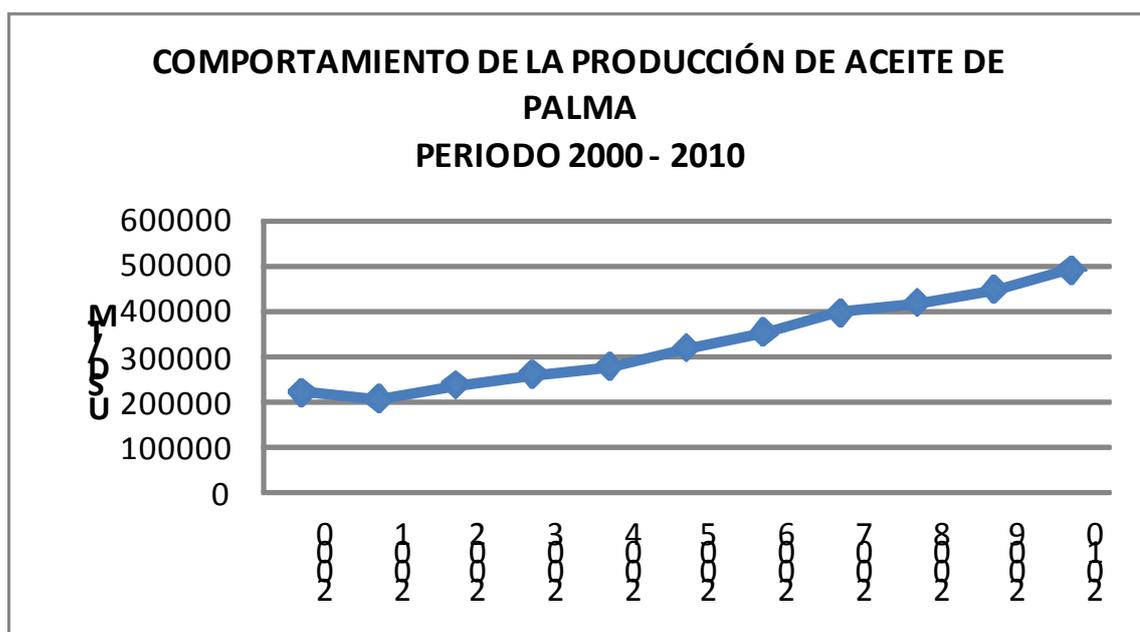


Figura No. 10: Producción de Palma Africana - Importaciones y exportaciones de aceite de crudo

Precios

PRECIOS DOMÉSTICOS DE ACEITE Y FRUTA DE PALMA			
Años	Precio Aceite USD/TM	Precio Fruta (USD/45,36 Kg)	
	Ecuador	Quinindé	Quevedo
2000	349,49	59,41	57,67
2001	392,50	66,73	64,76
2002	433,08	73,62	71,46
2003	496,36	84,38	81,9
2004	510,67	86,81	84,26
2005	459,67	78,14	75,85
2006	470,33	79,96	77,61
2007	706,42	120,09	116,56
2008	947,92	161,15	156,41
2009	663,00	113,9	110,55
2010	889,67	150,13	145,72

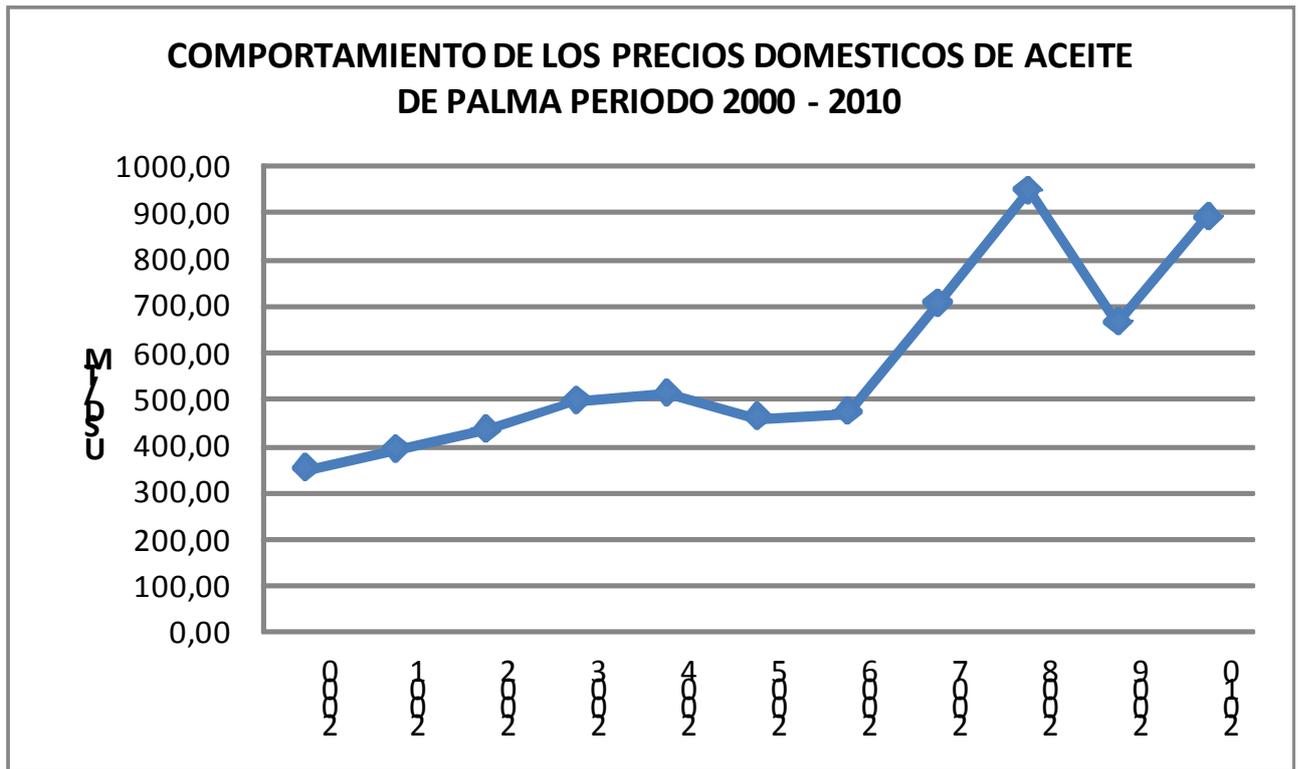


Figura No. 11: Precios domésticos de aceite y fruta de Palma

2.2. CADENA DE ETANOL

El etanol es un alcohol líquido compuesto de carbono, hidrógeno y oxígeno. Resulta de la fermentación de azúcar o de almidón convertido en azúcar, extraídos ambos de la caña de azúcar. También puede producirse a partir de la celulosa de los desechos agrícolas, urbanos o forestales, conocidos como biomasa.

Al mezclarlo con la gasolina, sus concentraciones varían entre 5% y 10%, pero pueden alcanzar hasta 85% para los vehículos, especialmente diseñados para utilizar altos contenidos de etanol. Considerando el ciclo de vida útil, la combustión de carburantes que contienen etanol emite menos dióxido de carbono (CO₂) que la gasolina

pura. Su uso permitiría reducir las emisiones de gases de efecto invernadero causadas por la combustión de energía fósil.

Caña de Azúcar

Marco conceptual de la cadena de suministro

Actualmente el país tiene instalados 6 ingenios azucareros: Ingenio La Troncal con 20.400 Has, una producción de 3'131.200 sacos de 50 kg de azúcar, un promedio de rendimientos de 61 toneladas/Ha y un rendimiento sacos/toneladas de 1,94; el Ingenio Valdez con 16340 Has, una producción de 2'472.000 sacos de 50 Kg, un promedio de rendimiento de 66 toneladas/Ha y un rendimiento sacos/toneladas de 2,28; el Ingenio San Carlos con 20.400 Has, una producción de 2'636.800 sacos de 50 Kg, un promedio de rendimiento de 61 toneladas/Ha y un rendimiento en sacos/toneladas de 1,86; el Ingenio Monterrey con 1.653 Has, una producción de 340.000 sacos de 50 Kg, un promedio de rendimiento de 101 toneladas/Ha y un rendimiento en sacos/toneladas de 2,04 y el Ingenio Isabel María con 1.500 Ha, una producción de 250.000 sacos de 50 Kg, un promedio de rendimiento de 70 toneladas/Ha y un rendimiento en sacos/toneladas de 1,76; totalizando 70.085 hectáreas (datos MAGAP 2010)

Según estadísticas del MAGAP en el año 2010 existieron 79.913 Has de caña de azúcar y una producción bruta de 5'618.045 TM con un rendimiento promedio de 70,30 TM/Ha La sierra ecuatoriana tiene la mayor superficie de producción de caña de azúcar llegando a las 53.249 Has. Con una producción de 3'106.192 TM. En la provincia de Guayas con 18.392 Has, Azuay con 10.000 Has; Cañar con 6.254 Has, Loja con 5.300 Has, Chimborazo con 6.295 Has e Imbabura con 4.200 Has. La región amazónica con una producción de 8,272 Has, en Sucumbíos 159 Has, en Napo 320 Has, en Orellana 120 Has; en

Pastaza 4.500 Has; en Morona Santiago 1.382 Has y en Zamora Chinchipe 1.800 Has. La producción nacional de panela se estima en rendimientos que van desde el 10 al 15 %.

Como podemos ver en el diagrama adjunto tenemos un mapeo de la cadena de la caña de azúcar donde se tiene que se presenta a los actores involucrados de la misma y los productos y subproductos que se tienen tanto para uso alimenticio (la mayoría) como para uso industrial describiéndose en otros un porcentaje minoritario que de usa para bioenergía (ver cuadro)

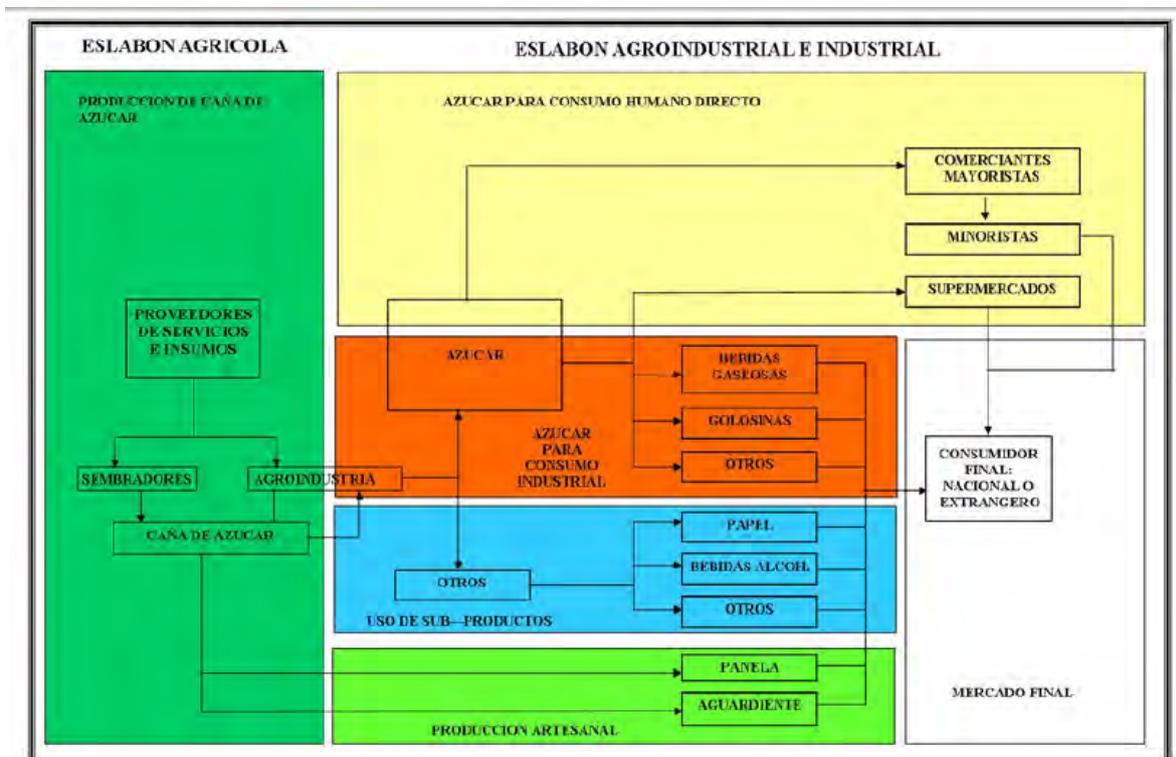


Figura No. 12: Mapeo de la cadena de caña de azúcar.

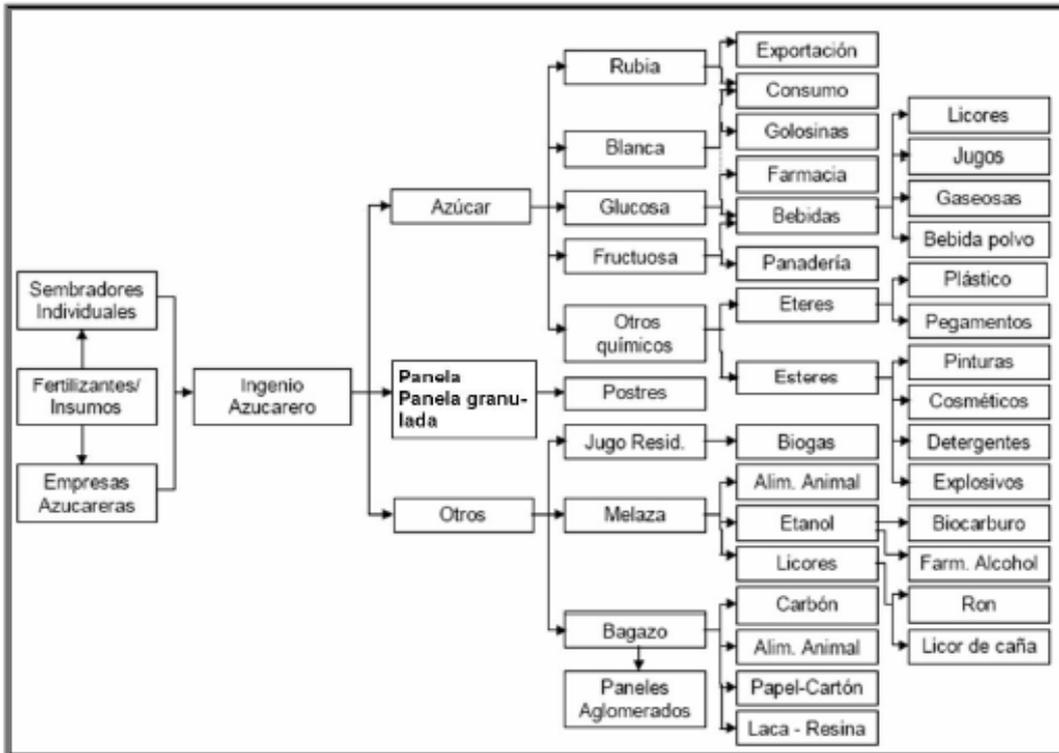


Figura No. 13: Mapeo de la cadena de caña de azúcar (2da parte).

Marco Administrativo – Regulatorio

El Consejo Consultivo es coordinado por la Subsecretaría del Litoral Sur del MAGAP, creado mediante Decreto Ejecutivo N° 3609 del 20/03/2003, y está conformado por: Unión Nacional de Cañicultores (UNCE), Federación Nacional de Azucareros FENAZUCAR, Asociación de Industriales Consumidores de Azúcar AINCA y el MAGAP

Puntos Críticos

La cadena productiva y de suministro presenta algunos puntos críticos que deben ser tomados en cuenta para una adecuada gestión de la información necesaria para el análisis requerido.

- Establecimiento de los precios de la caña de azúcar a inicio de

cosecha.

- Precio vigente zafra 2010: USD 24,75/ la tonelada métrica de caña de caña en pie, tomando en referencia el sistema indexado que corresponde al 75 % del precio del saco de 50 kilos de azúcar al comercio.
- Fugas de azúcar por la frontera por el diferencial de precios, especialmente hacia el mercado colombiano.
- En la última zafra 2010, por diversos factores la producción de azúcar se vio afectada, por lo que para el abastecimiento interno se tuvo que recurrir a importaciones.

Estacionalidad

Cosecha Principal: Junio – Diciembre

Producción

SUPERFICIE SEMBRADA, COSECHADA, PRODUCCIÓN DE CAÑA Y AZÚCAR, IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES						
AÑOS	Has. Sembradas	Has. Cosechadas	Produc. Caña TM	Producción TM	Importación TM	Exportación TM
2000	69.898	65.963	4.841.310	472.376	6.000	32.500
2001	68.822	65.745	4.744.230	467.417	24.000	48.941
2002	74.943	67.526	4.850.000	477.759	47.500	10.689
2003	75.500	68.000	4.870.545	463.159	8.276	60.521
2004	76.000	69.000	4.970.250	476.263	17.355	65.567
2005	76.500	69.500	5.070.350	502.977	606	44.223
2006	76.800	70.000	5.554.550	536.705	8.838	43.919
2007	77.200	71.000	5.640.950	547.343	15.487	14.458
2008	77.200	69.000	5.000.000	481.655	483	1.884
2009	78.000	74.000	5.920.000	511.743	74	552
2010	80.000	78.000	6.240.000	556.950	2.047	905

Figura No. 14: Producción, Importación, Exportación Fuente: Ingenios azucareros/Elaboración: SST/DGA

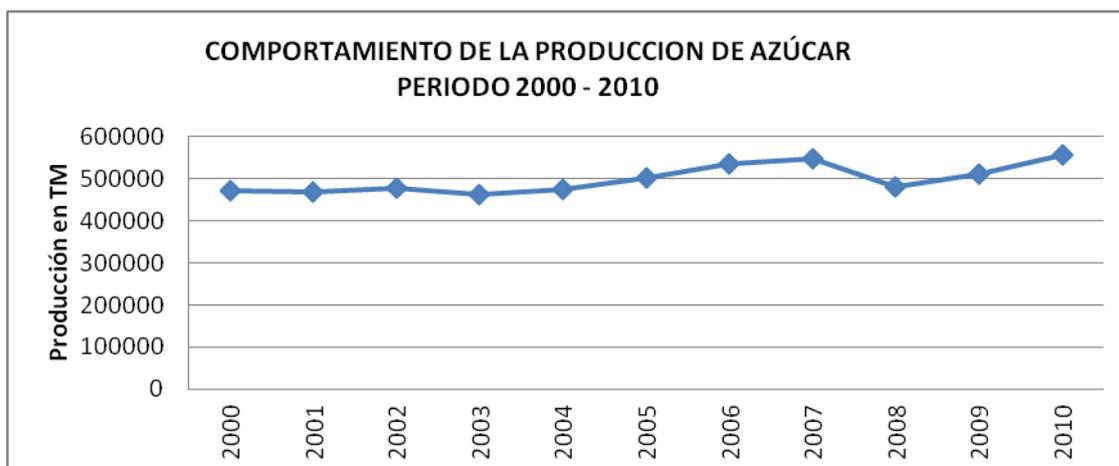


Figura No. 15: Producción 2000 -2010 Fuente: Ingenios azucareros/Elaboración: SST/DGA

PRECIOS DE CAÑA DE AZUCAR, EX INGENIO, MAYORISTA Y CONSUMIDOR DE AZUCAR PERIODO 2000 - 2010					
AÑOS	PRECIOS				
	Caña USD/TM	Ex - Ingenio USD / SACO	Mayoristas USD/SACO	Consumidor USD/KG	Internacional USD/SACO
2000	13,50	17,20	20,29	0,48	11,10
2001	14,60	19,50	20,79	0,52	12,45
2002	15,38	19,50	22,50	0,53	11,45
2003	15,38	20,50	22,60	0,53	10,75
2004	15,38	20,50	22,80	0,54	11,95
2005	16,13	21,50	23,00	0,55	15,25
2006	18,00	24,00	24,00	0,55	23,75
2007	19,50	26,00	28,00	0,63	17,05
2008	20,00	27,00	29,00	0,67	18,85
2009	20,00	27,00	30,00	0,78	24,25
2010	24,75	33,00	39,00	0,80	31,80

PRECIOS EX INGENIO DEL SACO DE AZÚCAR DE 50 KILOS Y PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE LAS VENTAS				
INGENIOS	PRECIOS USD		PORCENTAJE	
	COMERCIO (Pc)	INDUSTRIA (Pi)	COMERCIO (%c)	INDUSTRIA (%i)
SAN CARLOS	36,00	31,50	62%	38%
ECUDOS	36,30	33,50	55%	45%
VALDEZ	36,00	32,20	70%	30%
PROMEDIO	36,10	32,40	62%	38%

#	ESCENARIOS	USD/TMC
1.	75% del precio ex ingenio para venta para el comercio (Pc * 75%)	27,08
2.	75% del precio promedio simple ex ingenio comercio e industria => ((Pc + Pi)/2) * 75%	25,69
3.	75% precio promedio ponderado de partición comercio e industria => ((Pc * %c) + (Pi * %i)) * 75%	26,03

Figura No. 16: Precios de caña de azúcar Fuente: SIGAGRO/Ingenios Azucareros/Elaboración: SST/DGA

2.3. CADENA DE BIOGAS

En 2008, la Corporación ENYA realizó una consultoría para el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, de la que se desprende la siguiente información del resumen ejecutivo:

Disponibilidad de biomasa

En cuanto a la disponibilidad de biomasa, se revisaron estadísticas disponibles en los diferentes ministerios inherentes a las actividades pecuaria, agroindustrial y agrícola, así como se mantuvieron reuniones de trabajo con varios actores privados, que desarrollan actividades empresariales en estos sectores; se visitaron sitios y granjas que nos permitieron el acceso a la información y observación directa. Como

resultado de la primera fase de este trabajo, se ha encontrado que el potencial de generación de energía por este medio, es el siguiente:

Desechos avícolas

La gallinaza y la pollinaza, no estaría disponibles para ser utilizadas como materia primara para proyectos de cogeneración, ya que hemos encontrado que se utilizan directamente para abonar los suelos, a pesar del consiguiente riesgo de contaminación ambiental. Para estos usos la pollinaza es vendida en USD 10/m³. También se utilizan estas excretas, en algunos casos como alimento para el ganado lo cual contraviene los principios de la bioseguridad. El potencial de las gallinas ponedoras es de 77,2 Gwh/año; se considera solamente esta variedad porque es de la que se recogen puros los desechos.

De otro lado, las excretas de las reproductoras o pollos de engorde, están mezcladas con paja y viruta a manera de cama, que se las neutralizan y reducen su rendimiento para proyectos de cogeneración, quedando como opción la quema para fabricar el denominado “gas pobre”, con un gran contenido de monóxido de carbono, que es combustible. Pero para este caso se requiere una inversión muy elevada en un horno y sistemas de compresión, cuya período de recuperación se estima no es muy atractivo económicamente.

Desechos porcícolas

Si se utilizarían todas las excretas de ganado porcino producidas a nivel nacional, se podría cogenerar alrededor de 1600 GWh/año. Es uno de los sectores más prometedores por el tamaño de la población y debido al hecho que los residuos de los cerdos son utilizados en mínima fracción en la elaboración de compost. Otro hecho favorable es que es bueno el rendimiento de producción de biogás por unidad de masa de desechos, según tablas consultadas.

Desechos de ganado de leche

A nivel de finca, los desechos del ganado vacuno no tienen prácticamente valor económico, aunque el Camal Metropolitano de Quito vende en 40 USD una volqueta de 7 m³, producido por los animales que esperan en los corrales. El potencial de generación es de 373 Gwh/año.

Desechos de banano

En cuanto a los residuos de banano, hay que afrontar ciertas externalidades, por ejemplo, las relacionadas con el hecho de que los residuos se usan regularmente para alimentar cerdos y vacas como suplemento, sea como alimento directo o en preparación de balanceados o harina de banano de uso humano y animal. El costo de negociación de los desechos es de 0,5 USD/quintal. El potencial de banano suma 37,15 Gwh/año, si se utilizaran todos los desechos producidos en este subsector.

Desechos florícolas

Otro sector importante es el floricultor particularmente en Pichincha y Cotopaxi, zonas que cubren el 83% de la producción total del país, sin embargo también estos residuos están siendo utilizados para la fabricación de compost, sea preparado técnicamente o simplemente por disposición de los residuos sobre sus propias plantaciones.

Conclusiones de la consultoría

Utilizando cifras de rendimiento tabuladas en documentación técnica consultada, se probó con cinco zonas del país, de lo que se determinó que las zonas de mayor potencial son **Santo Domingo y Pasaje**, con un potencial individual de 189,3 y 157,6 GWh/año, respectivamente. Dentro de este potencial se incluye la energía que se pueden obtener de la biodigestión de los residuos agrícolas, sobre todo el banano. Estos criterios técnicos permiten concluir que las zonas más adecuadas para implementar el presente proyecto son las mencionadas.

En cuando a la disponibilidad materias primas para la cogeneración, podemos concluir que las excretas de ganado vacuno y porcino, serían seguras de disponer para el proyecto, no así las excretas aviares, ya que éstas tienen una cadena de uso y además tienen ya su precio de venta, que se convierte en el límite a superar por cualquier proyecto nuevo.

Una segunda conclusión que es importante tomar en cuenta que parte importante de la biomasa es utilizada por los propios generadores o la venden a terceros para otros propósitos.

Un tema común a todos los residuos es el de los costos que demanda la mano de obra para la recopilación y transporte de biomasa de manera continua, suponiendo que no se produce en las inmediaciones del proyecto.

No hay una cultura de utilización intensiva de este recurso, como fuente de energía. Se recomienda que se lance una campaña de difusión, información y tecnificación entre los gremios y asociaciones agropecuarios que abra el camino para el aprovechamiento energético de los desechos, a más de su uso como fertilizante orgánico actual, lo que en ciertos casos no es lo más adecuado.

Finalmente, consideramos muy importante la implementación de estos proyectos, para reducir el riesgo de producir un impacto ambiental al suelo, al aire y a cuerpos de agua superficial y la afectación al ser humano, ya que sobre todo las excretas de ganado porcino y ovino, que se convierte en efluente, una vez que se limpian los establos, son descargados al ambiente, con el consiguiente perjuicio ambiental.

Nota 1: Los resultados de dicho estudio se encuentran en la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética.

Nota 2: Ver mapa de síntesis de las zonas de biomasa en Ecuador en anexo 4

3. Descripción de los impactos económicos y sociales

3.1. BIODIESEL

Según Alfredo Barriga, PHD de la Escuela Politécnica del Litoral, institución de educación superior ubicada en Guayaquil, menciona en un análisis realizado en noviembre de 2007 lo siguiente:

“Biodiesel de palma aceitera es la más desarrollada en Ecuador. La producción total de aceite crudo en 2006 fue alrededor de 350 mil TM, de las cuales se exportó cerca de 150 TM, con un área de producción de 200 mil hectáreas”

“En el caso de *Jatropha curcas* (Piñón en Ecuador), este es un cultivo que se ha desarrollado de forma silvestre en zonas marginales, y se usa en algunos casos como cercas vivas para alejar animales en razón de sus características un tanto tóxicas de hojas y fruto.”

“En Ecuador el Piñón se desarrolla de manera silvestre en zonas de las provincias de Manabí, Loja y Machala, así como en menor escala en Guayas. Muchos de los agricultores indagados confirman conocer existencia de estos cultivos silvestres, si bien no conocen claramente la productividad ni condiciones para cultivos más formales...” esto en el año 2007.

Piñón

Se ha considerado dentro de este informe los avances del proyecto Piñón ya que en Ecuador este proyecto tiene un alcance importante debido a lo delicado de la situación ambiental en el archipiélago de Galápagos y la manera positiva en que ha impactado tanto al Ecuador

continental como el insular, no se tienen estudios exhaustivos de una cadena de producción de este producto.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, a través de la Dirección Nacional de Biocombustibles, está llevando a cabo el proyecto piloto “Piñón – Galápagos”. Dicho proyecto fue presentado en conjunto con el Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca y cuenta con el apoyo del Ministerio Federal Alemán de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad de los Reactores (BMU), a través de la Cooperación Alemana, GIZ. El proyecto surgió como resultado del estudio de factibilidad para la sustitución de combustibles fósiles por biocombustibles para la generación de energía eléctrica en la Isla Floreana, contratado en el año 2007, por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo y ejecutado por el Servicio Alemán, en el cual se recomendó el uso de aceite vegetal puro de piñón, como la mejor opción para el reemplazo del diesel.

La generación de electricidad a partir de aceite vegetal puro en la Isla Floreana tiene miras a replicarse a nivel insular, de tal forma que se integre la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables no convencionales, como la eólica y fotovoltaica, con la térmica proveniente de aceite vegetal puro de piñón y de esta forma dar cumplimiento con la iniciativa Cero Combustibles Fósiles en el Archipiélago de Galápagos, al mismo tiempo, se espera contribuir al desarrollo agroindustrial del piñón (*Jatropha curcas*) existente principalmente en la cerca viva de la provincia de Manabí.

En el área agrícola, a partir del 2009 se está desarrollando un programa de investigación y capacitación, con la Estación Experimental Portoviejo del Instituto Nacional Autónomo de Investigaciones Agropecuarias, INIAP, y la participación de investigadores privados locales quienes han mostrado alto interés en el proyecto. La investigación realizada por INIAP presentó interesantes resultados, en

cuanto a determinación de variedades existentes, técnicas para incrementar la producción, posibles enfermedades y plagas entre otros, en este año se ha conseguido continuidad en el trabajo desarrollado por INIAP con el que se espera alcanzar una reactivación del sector agropecuario marginal en Manabí en base del piñón.

En 2010 con el apoyo de las Escuelas de la Revolución Agropecuaria, del MAGAP, se trabajó en alrededor de 15 organizaciones campesinas, entre las que destacan las de los cantones: Chone, Sucre, San Vicente, Tosagua, Rocafuerte, Junín, Calceta, Portoviejo, Santa Ana y Jipijapa, en las cuales se ha dado capacitación sobre poda y manejo apropiado de cerca; se ha llevado a cabo un plan de compra y acopio de semilla de piñón y se ha concienciado sobre la posibilidad de obtener un ingreso adicional por la venta de un producto que hasta la fecha, no tenía un valor económico representativo. En el año 2011, el número de comunidades con las que se trabajó para la recolección y acopio ascendió a 40, beneficiando a más de 240 familias de la provincia.

En el 2009 se comercializaron y acopiaron 118 quintales de semilla seca y limpia, y 480 quintales de frutos secos, en el 2010 se adquirieron 727 quintales de frutos secos en cáscara y 196 quintales de semilla. De las cosechas 2009 y 2010, se obtuvieron en total 2 560 galones (9 691 litros) de aceite de piñón. En lo que va del año 2011 se ha acopiado 2 433 quintales de piñón del que se espera obtener 9 444 galones (36 608.7 litros) de aceite que será enviado a la isla Floreana para ser utilizado en la generación eléctrica, esta cantidad de aceite se estima podrá sustentar la generación durante un periodo de 8 meses, suficientes para alcanzar la cosecha del próximo año, sin embargo, hay que aclarar que esta proyección contempla que los grupos trabajen durante las 9 horas.

El proyecto, desde su concepción, ha contemplado el uso de este aceite de piñón para la generación térmica durante un periodo de 9 horas

diarias debido a la existencia del sistema fotovoltaico instalado en el edificio multipropósito de la isla, cuya operación y mantenimiento son de responsabilidad de ElecGalápagos. Sin embargo, a mediados del 2009, la generación fotovoltaica dejó de alimentar la red eléctrica de la isla y la población experimentó por varios meses cortes de energía y el suministro de apenas 9 y 12 horas diarias, para lo cual se utilizaban los generadores a diesel existentes en la isla.

Una vez que los nuevos grupos electrógenos fueron instalados en la casa de máquinas y se concluyeron las pruebas, la empresa eléctrica operó los equipos durante las 24 horas al día utilizando únicamente el aceite de piñón suministrado por el proyecto, esta decisión hizo que el volumen de aceite enviado abastezca la operación alrededor de dos meses. No obstante, se debe recalcar que el concepto del proyecto es implementar generadores duales, de manera que se opere con diesel o aceite dependiendo de la disponibilidad, sin necesidad de ningún cambio tecnológico u operacional; y esta concepción se sustentó en la posibilidad no contar con la producción de aceite de piñón por causas climáticas y el tiempo que demora el desarrollo en sí de nuevos conceptos agrícolas, en donde se requiere trabajo constante durante por lo menos 3 años.

Debido al carácter innovador del proyecto, se ha requerido superar múltiples dificultades, sin embargo, el 8 de febrero de 2011, se realizó la inauguración de la Central de Generación Térmica a partir de Aceite Vegetal Puro de Piñón en la Isla Floreana y el 10 y 11 de febrero de 2011 se llevó a cabo el Seminario “Experiencias del Proyecto Piñón para Galápagos” en la ciudad de Guayaquil, en donde se dio a conocer los resultados obtenidos y las lecciones aprendidas durante el desarrollo del proyecto.

El proyecto contempla la implementación de una planta de extracción en una comunidad de Manabí, que será la beneficiaria de la

comercialización del aceite. Esta actividad se ha postergado para finales del 2011, debido a que se requirió experiencia en extracción considerando factores de presión y temperatura que permita alcanzar la calidad del combustible requerida. Dicha experiencia se ha conseguido a través de pruebas en prototipos de extractoras y servicios de plantas locales.

Palma Africana

Por la parte privada, La Fabril, empresa ecuatoriana con sede en la ciudad de Manta, también fabrica Biodiesel hecho a base del extracto de Palma Aceitera o Palma Africana, que se cultiva en nuestro país.

La Fabril es la única Industria a nivel Sudamericano que cuenta con la licencia Internacional EPA (Environmental Protection Agency) para exportar este producto a los Estados Unidos desde el 29 de agosto del 2005.

En el 2008 el Ecuador fue el segundo productor de biodiesel de aceite de palma en América Latina. Se exportó el 55% de la producción nacional de este aceite y el excedente se convierte en una excelente materia prima. La empresa en sus dos plantas industriales en Manta y Guayaquil cuenta con tecnología que permite mediante procesos de transesterificación obtener y garantizar un biocombustible de altísima calidad.

Los mercados a donde llega el biodiesel son los Estados Unidos, Alemania y Perú. (Fuente eldiario.ec)

Para tener más información al respecto de esta empresa se puede visitar la web: www.lafabril.com

3.2. ETANOL

Al ser el Plan Piloto Guayaquil (Ecopaís), la única aplicación visible de etanol en Ecuador, se realiza una referencia a este. Según el estudio

realizado por la ESPOL, en 2008 denominado “Estudio de Impacto y Plan de Manejo Ambiental del Plan Piloto de Formulación y Uso de gasolina extra con etanol anhidro en la ciudad de Guayaquil”, en lo correspondiente al impacto sobre el Medio Socio-Económico señala lo siguiente:

Impactos sobre el Medio Socio-Económico

Se describen a continuación los impactos que están asociados a la población, la sociedad civil y las instituciones sobre las cuales el proyecto puede ejercer influencia positiva o negativa. Se han identificado los siguientes impactos:

1. Impactos sobre la salud

En cuanto al potencial impacto sobre la salud humana, se ha considerado tanto el aspecto de salud de los trabajadores que operen el producto, así como los usuarios, de modo que se estima que este recurso puede ser eventualmente afectado especialmente durante el proceso de recepción, distribución, almacenamiento, estaciones de servicio y vehículos de usuarios. El porcentaje acumulado estimado en la matriz de evaluación de impactos es de 51.28%, por lo que se determina que el impacto ambiental sobre la salud humana se ha considerado como de carácter negativo, directo, local, temporal de baja a moderada magnitud e importancia.

2. Impactos sobre la Infraestructura Física

En cuanto al potencial impacto sobre la infraestructura, se ha considerado tanto las instalaciones como los distintos elementos que forman parte de la cadena logística, de modo que se estima que este recurso puede ser eventualmente afectado especialmente durante el proceso de recepción, distribución, almacenamiento, estaciones de servicio y vehículos de usuarios. El porcentaje acumulado estimado en la matriz de evaluación de impactos es de 28.21%, por lo que se

determina que el impacto ambiental sobre la salud humana se ha considerado como de carácter negativo, directo, local, temporal de baja magnitud e importancia.

3. Impactos sobre la Actividad Productiva

En cuanto al potencial impacto sobre la actividad productiva, se ha considerado tanto la generada por los trabajadores de los distintos componentes del proyecto, así como de los usuarios, de modo que se estima que este recurso puede ser eventualmente afectado especialmente durante el proceso de recepción, distribución, almacenamiento, estaciones de servicio y vehículos de usuarios. El porcentaje acumulado estimado en la matriz de evaluación de impactos es de 10.26%, por lo que se establece que el impacto ambiental sobre la actividad productiva se ha considerado como de carácter negativo, directo, local, temporal, de baja magnitud e importancia.

4. Impactos sobre la vida útil de equipos y vehículos

En cuanto al potencial impacto sobre la vida útil de equipos y vehículos, tanto de los

existentes en las instalaciones que forman parte de los componentes del proyecto, así como de los usuarios, de modo que se estima que este recurso puede ser eventualmente afectado especialmente durante el proceso de transporte en auto tanques, estaciones de servicio y vehículos de usuarios, derivados de potenciales sucesos, manejo general de la gasolina E-10. El porcentaje acumulado estimado en la matriz de evaluación de impactos es de 20.51%, por lo que se establece que el impacto ambiental sobre la actividad productiva se ha considerado como de carácter negativo, directo, local, temporal, de baja magnitud e importancia.

5. Impactos sobre la generación de empleos

En cuanto al potencial impacto sobre la generación de empleos, tanto de los existentes en las instalaciones que forman parte de los componentes del proyecto, así como en la cadena de distribución y estaciones de servicio, se estima que este recurso tendrá un impacto ambiental positivo leve, ya que básicamente se mantendrán los mismos puestos de trabajo, con ligero incremento durante el proceso de mezcla de la gasolina E-10 en el Terminal Pascuales, por ser un producto nuevo. El porcentaje acumulado estimado en la matriz de evaluación de impactos es de 7.79%, por lo que se establece que el impacto ambiental sobre la generación de empleos se ha considerado como de carácter positivo, directo, local, temporal, de baja magnitud e importancia.

6. Impactos sobre las divisas

En cuanto al potencial impacto sobre las divisas, éstas aumentarán en beneficio del país, ya que poco a poco se irá disminuyendo el volumen de importación de gasolina extra, e irá parcialmente reemplazándose por la gasolina E-10. Se estima que este recurso tendrá un impacto ambiental positivo ligero, aunque económico muy significativo, por la reducción paulatina de costos en los procesos de importación de gasolina para el país. El porcentaje acumulado estimado en la matriz de evaluación de impactos es de 7.79%, por lo que se establece que el impacto ambiental sobre las divisas se ha considerado como de carácter positivo, directo, local, temporal, de baja magnitud e importancia, que irá progresivamente siendo más significativo en el aspecto económico en el presupuesto del Estado.

3.3. BIOGAS

Para el caso del Biogás, y tomando en cuenta el trabajo realizado por ENYA a petición del MEER, referente al aprovechamiento de residuos agrícolas agroindustriales y pecuarios para la producción de biogás esta consultoría concluye lo siguiente:

1. En Ecuador se maneja el concepto de biodigestores hace algunos años. Pero los proyectos que han tomado en cuenta éstos sistemas solo llegan a un nivel artesanal. No se ha explotado las ventajas de la biodigestión (biogás y bioabono) a gran escala y por eso la tecnología que se dispone en el medio es incipiente. Si bien algunas empresas agroindustriales han comenzado con proyectos de biodigestores grandes (5000 – 11000 m³) su meta no es la producción de energía a partir de biogás, sino más bien un manejo ambiental correcto de sus desechos orgánicos. En otros países como China, India, Alemania y Suiza, los biodigestores llevan años siendo una forma alternativa de obtención de energía y un mecanismo de desarrollo limpio. La tecnología involucrada en estos sistemas ya está desarrollada y puede ser adaptada a nuestra realidad sin mayores dificultades.

2. **ESTUDIO DE MERCADO:** el estudio permitió determinar la cantidad de materia prima disponible para operar continuamente una planta de generación de energía eléctrica o térmica. Existe mucha biomasa animal y vegetal en nuestro país, pero está diseminada geográficamente y el tamaño promedio de las unidades productivas es pequeño. Sólo contadas empresas podrían desarrollar solas un proyecto de este tipo. Sin embargo se comprobó que el potencial energético en lo que se refiere a biomasa es significativa y con un manejo y recolección adecuado se podría convertir en una nueva fuente de energía muy representativa en la matriz energética actual. Se eligieron dos sitios, los cuales son los más propicios para la instalación de una empresa procesadora de biomasa (EPB): Santo Domingo y El Oro.

En el Ecuador, salvo por contadas excepciones, no hay una tradición, cultura y orientación de parte de los productores

agrícolas, pecuarios o agroindustriales, para el uso de los desechos resultantes de la producción de sus productos principales.

Las excepciones encontradas son las siguientes:

- Desechos de producción avícola: la gallinaza es destinada a la fabricación de abonos orgánicos
- Desechos de producción de azúcar: el bagazo de caña, y últimamente la vinaza, son destinados a fines energéticos ya sea por quema directa o por recuperación de biogás
- Desechos de producción maderera y de palma africana: los desechos son utilizados como combustible para generación térmica (posteriormente eléctrica en el caso de las palmicultoras según se conoce),
- Desechos de cría de cerdos: en agroindustrias de gran tamaño, se ha iniciado la instalación de piscinas de descomposición anaeróbica, cuyo objetivo primario es el manejo ambiental de tales desechos.
- La leña y el carbón, son combustibles tradicionales de generación térmica de baja intensidad

4. Descripción de los impactos ambientales

4.1. BIODIESEL

En el país excepto el caso puntual de La Fabril no se cuenta con proyectos de biodiesel ejecutados a nivel gubernamental, por lo cual no se puede medir los impactos ambientales que se pueden generar, sin embargo en la cadena de Palma Africana descrita anteriormente podemos medir los impactos ambientales del cultivo.

4.2. ETANOL

La operación del proyecto del plan piloto de formulación y uso de gasolina extra con etanol anhidro en la ciudad de Guayaquil (E-10), involucra una serie de acciones las mismas que de una u otra forma están asociadas con el medio ambiente. Entre estas se han identificado como las más relevantes las siguientes:

Actividades de la Fase de Operación del Proyecto que originan impactos sobre los factores ambientales

En el Terminal de Pascuales:

- Recepción,
- Almacenamiento,
- Mezcla (en línea),
- Despacho

En el proceso de distribución de gasolina E-10:

- Transporte en Auto tanques

En las estaciones de servicio:

- Recepción,
- Almacenamiento,
- Despacho

Vehículos de Usuarios:

- Carga de gasolina E-10
- Uso de gasolina E-10
-

Impactos sobre el Medio Físico

1. Calidad del aire

Durante el periodo de operación del proyecto, se generarán impactos al medio físico debido a potenciales derrames, fugas, o potenciales sucesos, en algunos de los componentes o actividades del proceso. Al analizar la matriz de la Tabla 6.2 es posible observar que el factor ambiental de la Calidad del Aire, debido a emisiones, acumula 21 puntos en la matriz de calificación, sobre un total de 39 puntos posibles, lo que representa el 53.85% de potencial afectación. De aquí surge la necesidad de implementar medidas de mitigación principalmente para evitar derrames, fugas, potenciales sucesos, o evaporación tanto a nivel de vehículos de usuarios, transporte de la gasolina E-10, como en las estaciones de servicio. En cuanto a la generación de ruido, se considera que los niveles de ruido no serán afectados por la operación del proyecto. Se concluye que el impacto sobre la calidad del aire será negativo, directo, puntual, temporal de moderada magnitud e importancia.

2. Calidad del Agua

Para el caso de que ocurra alguno de los aspectos ambientales vinculados a las actividades a ser desarrolladas en alguno de los componentes del proyecto, estos pueden derivar en impactos sobre el

agua, especialmente sobre el nivel freático, debido al proceso de infiltración o escurrimiento, luego del derrame de gasolina E-10, fugas, o potenciales sucesos. El porcentaje acumulado estimado en la matriz de evaluación de impactos es de 13.33%, por lo que se establece que el impacto sobre la calidad del nivel freático del agua será negativo, directo, puntual, temporal de baja magnitud e importancia.

3. Calidad del suelo

En lo relacionado con el suelo, se estima que este recurso puede ser eventualmente afectado en cualquiera de los componentes considerados, con mayor énfasis debido a derrames accidentales de gasolina E-10, fugas, o potenciales sucesos. El porcentaje acumulado estimado en la matriz de evaluación de impactos es de 38.46%, por lo que se establece que el impacto sobre la calidad del nivel freático del agua será negativo, directo, puntual, temporal de baja a moderada magnitud e importancia.

4. Impactos sobre la Seguridad Física

En lo relacionado con la seguridad física e industrial, se estima que este recurso puede ser eventualmente afectado en cualquiera de los componentes considerados, tanto en el Terminal de Pascuales, proceso de distribución, estaciones de servicio o vehículos de los usuarios, con mayor énfasis debido a derrames accidentales de gasolina E-10, fugas, evaporación, o potenciales sucesos. El porcentaje acumulado estimado en la matriz de evaluación de impactos es de 66.67%, por lo que se establece que el impacto sobre la calidad del nivel freático del agua será negativo, directo, puntual, temporal de moderada a alta magnitud e importancia.

5. Impactos sobre el Medio Biótico

En cuanto a la potencial alteración sobre el medio biótico, se estima que este recurso puede ser eventualmente afectado especialmente durante el proceso de distribución y estaciones de servicio. El porcentaje

acumulado estimado en la matriz de evaluación de impactos es de 10.26% tanto para flora como la fauna terrestre respectivamente, por lo que se determina que el impacto ambiental sobre la fauna y flora terrestre se ha considerado como un impacto no significativo, ya que no será afectada por la operación del proyecto.

4.3. BIOGAS

La factibilidad ambiental está asegurada si se considera que el biogás puede provenir de las siguientes fuentes:

1. Botaderos de Basura de ciudades o de mercados.
2. Lagunas de oxidación de aguas servidas de ciudades.
3. Desechos orgánicos vegetales y animales de haciendas y agroindustrias.

5. POSIBILIDADES DE PROYECTOS

INSTITUTO NACIONAL DE PRE-INVERSIÓN (INP)

El Instituto Nacional de Pre-inversión (INP), ha venido trabajando conjuntamente con el Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO) de Brasil, con quienes conjuntamente se encuentran desarrollando los objetivos, metas y alcances de los estudios necesarios para desarrollar el uso de los residuos de cultivos agrícolas en producción de energía para el Ecuador.

También existe interés en el desarrollo de la biomasa en el país y el potencial que existe en esta materia. Al momento se han identificado tres tipos de biomasa en el país: vegetal, de origen pecuario y de residuos urbanos. El INP ha puesto énfasis en la biomasa de tipo vegetal, que se encuentra en gran cantidad en los cultivos de cacao, maíz, palma africana y cascarilla de arroz.

El INP cuenta con los siguientes proyectos que son parte del Plan de Desarrollo de los Proyectos Bioenergéticos que serían factibles de desarrollar en Ecuador:

- Atlas bioenergético a partir de residuos de cultivos agrícolas para el Ecuador, que permitirá el desarrollo futuro de proyectos, al identificar la ubicación de los productos bioenergéticos con potencial de biomasa.
- Identificación de la mejor tecnología para la producción de biocombustibles (bio etanol y biodiesel) y de energía eléctrica utilizando biomasa como materia prima.
- Proponer políticas para la gestión de residuos de biomasa de cultivos agrícolas.

Fuente: website INP

<http://www.preinversion.gob.ec/?p=2225>

MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE (MEER)

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovables (MEER) cuenta dentro de su estructura organizacional con la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética (SEREE), que a su vez tiene como dependencia a la Dirección Nacional de Biocombustibles (DNB, detalla en su sitio web los objetivos, misión, metas y proyectos en ejecución. A continuación se describen exclusivamente los que tienen que ver con el área de la bioenergía:

OBJETIVOS

- Determinar políticas, estrategias, directrices y planes en materia de energía renovable, eficiencia energética y biocombustibles.
- Desarrollar proyectos de marco legal y reglamentario para la aplicación de energías renovables y biocombustibles, y la viabilización de la ejecución de auditorías energéticas, ahorro de energía, normas y etiquetado de artefactos que usan energía eléctrica y térmica.
- Desarrollar estudios de investigación en cooperación con universidades y centros de investigación, para el levantamiento de información estadística, técnica, económica, social y ambiental con respecto al status quo de la eficiencia energética, las energías renovables y los biocombustibles, y del potencial futuro de desarrollo de estas áreas (Línea Base).
- Desarrollar e impulsar los mercados de servicios energéticos, energías renovables y biocombustibles, y la generación de capacidades empresariales.
- Desarrollar una estrategia de mitigación y adaptación al cambio climático para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a través de programas de Eficiencia Energética, Energías Renovables y Biocombustibles.
- Diseñar e implementar campañas de comunicación y promoción de eficiencia energética, biocombustibles y energías renovables.

- Desarrollar programas de educación a los niños y jóvenes, y capacitación profesional sobre ENERGÍA (ER, EE, BIO) con la participación de colegios, universidades, empresas consultoras, proveedores de equipos e instituciones gubernamentales y no gubernamentales.

MISIÓN

La Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética, es la autoridad rectora de la gestión energética eficiente y del desarrollo de las energías renovable en el territorio ecuatoriano, y como tal, determina, políticas, estrategias y directrices energéticas basadas en la sostenibilidad, seguridad y la diversificación; y fomenta el levantamiento de información y generación de conocimiento; y la aplicación de tecnologías eficientes y amigables con el medio ambiente, para mitigar los efectos del cambio climático y apuntalar hacia un desarrollo económico sostenible.

VISIÓN

En el 2010, la ciudadanía y las entidades públicas, privadas, nacionales y extranjeras reconocen a la Subsecretaría de Energías Renovable y Eficiencia Energética como pionero en impulsar y promover la Eficiencia Energética, lo Biocombustibles y las Energías Renovables y como referente institucional por su gestión transparente y participativa, realizada con total capacidad técnica y operativa.

METAS

- En Octubre del 2008, la SEERE cuenta con una estrategia de Eficiencia Energética, una estrategia de desarrollo de Energías Renovables y una estrategia de Biocombustibles; y con un Plan Nacional de Eficiencia Energética, un Plan Nacional de Energías Renovables y un Plan Nacional de Biocombustibles.

- En Enero del 2009, la SEERE ha desarrollado proyectos legales y reglamentarios en materia de Eficiencia Energética, Energías Renovables y Biocombustibles, que permitan la aplicación de las estrategias y planes planteados.
- En Enero del 2009, la SEERE cuenta con una "línea base" que contiene todos los estudios necesarios para determinar el status quo y el potencial de aplicación futura de las energías renovables, la eficiencia energética y biocombustibles en el país.
- En el 2009 se crea un pool de empresas nacionales e internacionales que forman parte de los programas de la SEERE y que satisfacen la demanda de bienes y servicios energéticos, biocombustibles y energías renovables de manera eficaz y eficiente.
- En el 2012, el Ecuador cuenta con un mix de generación con porcentajes del 5% de energías renovables no convencionales y del 75% de hidroelectricidad convencional.
- A partir de Octubre del 2008 se lanza una campaña de comunicación y promoción de eficiencia energética, biocombustibles y energías renovables que informa, sensibiliza y moviliza a la ciudadanía favorablemente con respecto a los programas y planes de la SEERE.
- A partir del año electivo 2008/2009 el Ecuador cuenta con un programa de educación formal validado para escuelas y colegios en el que se promueve el uso eficiente de la energía y los recursos naturales. 2) A partir de Octubre del 2008 se inician varios programas de capacitación profesional para el desarrollo de capacidades locales en temas de eficiencia energética y energías renovables.

PROYECTOS EN EJECUCIÓN

- Proyecto de ley de Biocombustibles
- Estudio de factibilidad del aprovechamiento de residuos agrícolas, agroindustriales y pecuarios para la obtención de biogás para la generación de energía eléctrica y térmica•.
- Estudio de factibilidad de la combustión de la cascarilla de arroz para la obtención de energía térmica o eléctrica.

Fuente: website MEER

http://www.meer.gov.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=64&Itemid=209

Nota: Existen algunas metas que se han cumplido parcialmente, así como algunos proyectos que cuentan con estudios de factibilidad terminados y se podría financiar los diseños definitivos de estos proyectos.

MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES (MRNNR)

El MRNNR, se encuentra coordinando el Plan Piloto Guayaquil conjuntamente con PetroComercial. La iniciativa se encuentra actualmente en ejecución en la ciudad de Guayaquil, y dependiendo de sus resultados, se podría extender a nivel nacional.

Fuente: website MRNNR

http://www.mrnr.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=615%3Aecopais&catid=86%3Aespeciales&Itemid=84&lang=es

INSTITUTO NACIONAL AUTÓNOMO DE INVESTIGACIONES AGROPECUARIAS (INIAP)

El INIAP como entidad adscrita al Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca, se encuentra con algunos proyectos en ejecución en lo relativo al Piñón y la Palma Africana, tal como se describe a continuación:

Piñón

Objetivo

Generar tecnologías de producción, aplicación industrial y mecánica, así como las recomendaciones comerciales para el aprovechamiento de piñón como biocombustible y uso de los subproductos, que permitan beneficiar a pequeños productores de zonas marginales secas del Litoral Ecuatoriano y generar impactos positivos en la conservación ambiental.

Áreas de trabajo

- Desarrollo de tecnología para un manejo integrado del cultivo
- Procesamiento y valor agregado
- Estudios de adaptación agroecológica del cultivo

Enfoques

Conservación del medio ambiente por medio de la forestación de áreas protegidas y la reducción de la emisión de gases que producen el efecto invernadero.

Generación de tecnología para la generación de energía renovable y aceite del piñón
Mejoramiento de los ingresos y el nivel de vida de los productores.

Zonas de intervención

Litoral

Proyectos en ejecución

- Desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento del piñón (*Jatropha curcas* L) como fuente de biocombustibles en tierras marginales secas del Litoral ecuatoriano
- Biocombustibles Galápagos-Sustitución de Combustibles Fósiles por Biocombustibles en la Generación Eléctrica en las Islas Galápagos con aceite de Piñón (*Jatropha curcas* L.) procedente de la Provincia de Manabí

Tecnologías desarrolladas

El INIAP en la búsqueda de soluciones tecnológicas innovadoras en el campo de la Agro energía, inició la domesticación de la planta de Piñón (*Jatropha curcas* L) y el desarrollo de tecnologías del cultivo, no solo con la finalidad de producir biocombustibles, que son recursos renovables y de menor grado de contaminación que el diesel fósil; sino para que la explotación comercial de esta especie, permita ampliar el grado de ocupación del sector rural y mejorar los ingresos y nivel de vida de los productores. Además de, contribuir a la conservación del medio ambiente mediante la forestación de áreas desprotegidas.

Fuente: website INIAP

http://www.iniap.gob.ec/sitio/index.php?option=com_content&view=article&id=28:pinon&catid=6:programas&Itemid=132

Palma Africana

Objetivos

- Generación de material genético mejorado enfocado al incremento de la producción de aceite y la resistencia a enfermedades
- Desarrollo de tecnologías para el manejo integrado del cultivo y de las plagas y enfermedades.

Enfoques

- Cuidado del medio ambiente (control biológico / biocombustibles)
- Manejo integrado del cultivo
- Manejo integrado de plagas y enfermedades
- Procesamiento de los subproductos de la palma africana

Áreas de trabajo

- Mejoramiento Genético
- Protección Vegetal
- Nutrición
- Normal Producción de semillas y plantas para la venta

Zonas de intervención

Litoral

Amazonía

Proyectos en ejecución

- Incremento del Banco de Germoplasma
- Evaluar, mejorar y conservar de manera ex situ el germoplasma de Palma Africana procedente de colecta, intercambio donación con otros centros de Investigación. Estación Experimental Santo Domingo y Estación Experimental Central de la Amazonía.
- Mejoramiento de la Productividad de Palma Africana con buenas prácticas de fertilización y manejo de agua

- Obtención de progenitores Dura y Pisífera para la obtención de semilla comercial Tenera INIAP Estación Experimental Santo Domingo y Estación Experimental Central de la Amazonía.
- Investigación de enemigos naturales para el control de insectos plagas en palma africana
- Obtención de materiales Teneras de altos rendimientos. Estación Experimental Tropical Pichilingue, Estación Experimental Santo Domingo y Estación Experimental Central de la Amazonía.

Fuente: website INIAP

http://www.iniap.gob.ec/sitio/index.php?option=com_content&view=article&id=24:palma-africana&catid=6:programas&Itemid=132

OTRAS ENTIDADES

Es importante también no dejar de lado instituciones educativas, asociaciones o empresas que se encuentran desarrollando su trabajo en el área de la Bioenergía en el Ecuador.

Universidades:

- Escuela Politécnica Nacional, www.epn.edu.ec
- Escuela Politécnica del Litoral, www.espol.edu.ec
- Universidad Técnica Particular de Loja, www.utpl.edu.ec
- Escuela Politécnica del Ejército, www.espe.edu.ec
- Escuela Politécnica de Chimborazo, www.esPOCH.edu.ec
- Universidad Central del Ecuador, www.uce.edu.ec
- Universidad San Francisco de Quito, www.usfq.edu.ec
- Pontificia Universidad Católica del Ecuador, www.puce.edu.ec

Asociaciones

- Asociación de Productores de Alcohol del Ecuador (APALE).

- Asociación Nacional de Cultivadores de Palma Aceitera (ANCUPA), www.ancupa.com
- Unión Nacional de Cañicultores del Ecuador (UNCE)

Empresas

- La Fabril, www.lafabril.com.ec
- ENYA, <http://enyatec.com.ec/>
- CIE, <http://www.energia.org.ec/>

6. CONCLUSIONES

- Los planes de gobierno referentes a los biocombustibles se encuentran en una fase experimental o piloto. Si bien es cierto existen algunas iniciativas que se han dado desde las diferentes carteras de estado, las mismas aún se encuentra evaluando su impacto económico político y social.
- Por otra parte desde el punto vista privado existen algunas iniciativas que han comenzado a trabajar con el estado, en función de los proyectos que se han ido gestando, tal es el caso de la asociación de piñoneros de la provincia de Manabí para el proyecto de Piñón de las islas Galápagos, o Producargo, que es la empresa que provee de etanol anhidro al estado.
- Un caso muy específico es La Fabril, empresa privada que desde hace varios años atrás, se encuentra en el negocio de la palma aceitera, y está exportando aceite de palma hacia otros países para la producción de biodiesel; además de encontrarse desarrollando investigaciones para la producción local de biodiesel.
- En relación al marco jurídico, el gobierno del Ecuador, se encuentra trabajando desde hace algunos años atrás en la propuesta de la ley de biocombustibles, la misma que considera dentro el Consejo Nacional de Biocombustibles a participantes del sector público y privado, sin embargo hasta la fecha del presente informe (octubre 2011) no se ha conseguido que esta propuesta de ley sea elevada a la Asamblea Nacional.
- El estado ecuatoriano dispone de normativas técnicas aprobadas por organismos técnicos nacionales de carácter público y privado, para la evaluación de la calidad tanto de Etanol Anhidro como de Biodiesel (ver anexo 5.)
- El Ecuador como estado soberano no apoya el desarrollo de biocombustibles que afecten la soberanía alimentaria del país, en este

sentido, la política gubernamental desestimula proyectos cuyas fuentes de energía provengan de cultivos alimenticios (maíz, papa, remolacha, yuca, entre otras), a diferencia de la estimulación de la producción de biocombustibles de segunda generación a partir de fuentes como algas, lechuguines, entre otros.

BIBLIOGRAFÍA

Embajada del Ecuador en Washington DC

<http://www.ecuador.org>

Wikipedia

<http://es.wikipedia.org/wiki/Ecuador>

World Map Finder

www.worldmapfinder.com

SENPLADES

www.senplades.gob.ec

Instituciones fuente de información

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Ministerio Coordinador de la Productividad, Empleo y Competitividad.

Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca.

Ministerio de Ambiente.

Ministerio de Recursos Naturales No Renovables.

Ministerio de Industrias y Productividad.

Instituto Nacional de Preinversión

INIAP

ANEXOS

Anexo 1

REGULACIÓN No. CONELEC - 002/11

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD CONELEC

Considerando:

Que, el artículo 313, de la Constitución de la República del Ecuador, establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos; dentro de los cuales, se consideran a la energía en todas sus formas.

Que, el artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador, preceptúa que el Estado será responsable de la provisión de servicios públicos, entre otros, el de energía eléctrica, de acuerdo con los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad;

Que, el artículo 316 de la Constitución de la República del Ecuador, en su segundo párrafo, establece que el Estado podrá, de forma excepcional, delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de actividades en los sectores estratégicos y de servicios públicos, en los casos que establezca la Ley.

Que, el artículo 1 del Mandato Constituyente No.15, da directrices para el establecimiento de la tarifa única, siendo necesario realizar ajustes al modelo de funcionamiento del sector eléctrico, y así mismo al marco jurídico vigente, para lo cual el CONELEC, por disposición del referido Mandato, está facultado, sin limitación alguna a establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran;

Que, los artículos 108, 111 y 116, entre otros, del Código Orgánico de Organización Territorial, Autonomía y Descentralización, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 303 de martes 19 de octubre de 2010, facultan al CONELEC a emitir la regulación necesaria para el adecuado cumplimiento de la política pública en los sectores estratégicos, con el fin de dirigir, orientar o modificar la conducta de los administrados;

Que, en el literal g) del artículo 4 del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 de 29 de diciembre de 2010, establece como uno de sus fines: Incentivar y regular todas las

formas de inversión privada en actividades productivas y de servicios, socialmente deseables y ambientalmente aceptables.

Que, el artículo 96 del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, determina que el Estado podrá delegar a la iniciativa privada las inversiones en sectores estratégicos en los casos que se establezcan en las leyes de cada sector y, subsidiariamente, en el presente Código.

Que, la Disposición Reformativa Cuarta del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, reformó el artículo 2 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, quedando de la siguiente manera:

“Art. 2.- Concesiones y Permisos.- El Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, solo él, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad como ente público competente, puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

El Estado podrá delegar la prestación del servicio de energía eléctrica en sus fases de generación, transmisión, distribución y comercialización a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria. De forma excepcional, podrá otorgar delegaciones a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria para la prestación del servicio público de energía eléctrica, en cualquiera de los siguientes supuestos:

- 1. Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; o,*
- 2. Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas.”*

Que, es necesario fomentar y facilitar la construcción de proyectos de generación eléctrica con el propósito de garantizar el abastecimiento actual y futuro de la demanda mas una reserva de generación adecuada y evitar posibles desabastecimientos de energía eléctrica; y,

En ejercicio de sus facultades,

Resuelve:

Emitir la presente Regulación denominada “Excepcionalidad para la participación privada en la generación eléctrica”

CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES

1. OBJETIVO

Establecer los principios y parámetros que permitan aplicar los casos de excepción para la participación privada en generación de electricidad, definidos en el párrafo segundo del artículo 2 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico.

2. ALCANCE.

Determinar las condiciones que permitan establecer los dos casos de excepcionalidad siguientes:

- a. Que es necesario y adecuado satisfacer el interés público, colectivo o general a través de la inversión privada, en generación eléctrica.
- b. Que la demanda del servicio eléctrico no pueda ser cubierta por empresas públicas.

3. INTERES PÚBLICO, COLECTIVO O GENERAL.

Se calificará como necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general, entre otros, a la promoción de generación eléctrica mediante el uso de Energías Renovables No Convencionales.

4. CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA Y RESERVA DE GENERACION

La expansión de generación, determinada en el Plan Maestro de Electrificación - PME, considera el cubrimiento de la demanda y una reserva técnica mínima definida por el CONELEC. En el PME constarán los proyectos que serán ejecutados tanto por el Estado como también aquellos que serán delegados a la iniciativa privada para su construcción y explotación.

Cada uno de los proyectos de generación, a ser delegados a la iniciativa privada mediante procesos de selección, que serán llevados por Autoridad competente, deberán disponer de la siguiente documentación mínima: estudios de factibilidad, permiso ambiental y autorización de uso de los recursos naturales, este último en los casos que sea aplicable. En el caso de centrales termoeléctricas, se informará además sobre la capacidad disponible, por parte del ente estatal petrolero, para el abastecimiento del tipo de combustible a usarse.

5. PROYECTOS PROPUESTOS POR LA INICIATIVA PRIVADA

La iniciativa privada puede proponer al CONELEC el desarrollo de proyectos de generación que no consten en el PME.

El CONELEC analizará los proyectos presentados, de cuyo proceso se deriva una acción de aceptación o rechazo. Para su aceptación, se considerará lo siguientes aspectos:

- Que los estudios presentados sean a nivel de pre factibilidad.
- Que el proyecto propuesto no conste en el Plan Maestro de Electrificación - PME
- Que se optimice el uso del recurso natural para generación eléctrica y que no se afecten los proyectos que consten en el PME.
- Que el costo de las centrales de generación no sea superior a los costos promedios estipulados en los contratos regulados, para cada tipo de tecnología.
- Que el cálculo de la energía firme o energía garantizada esté técnicamente sustentado.

Si es aceptado el proyecto por el CONELEC, una vez verificados que se cumplan los requisitos antes detallados, se determinarán los precios y plazos para dicho proyecto, sobre la base de la aplicación de la normativa específica y del estudio de factibilidad que posteriormente debe presentar el interesado. Los valores, así determinados, serán reservados y constituirán la referencia como valores máximos a aceptarse, para el proceso de negociación.

Una vez terminado el proceso de negociación, entre el CONELEC y el proponente, y de haberse llegado a un acuerdo entre las partes respecto a los precios y plazos a considerarse en los contratos regulados, el proponente continuará con el trámite para la consecución de las autorizaciones para el uso de recursos naturales, permisos ambientales y los demás que se requieran para la ejecución del proyecto.

El CONELEC, una vez revisada y aceptada la documentación adicional requerida de acuerdo a la normativa vigente, procederá a otorgar el Título Habilitante correspondiente, mismo que le facultará como agente generador a suscribir los contratos regulados.

Si luego del análisis del proyecto que efectuará el CONELEC, se produce una acción de rechazo, se informará al proponente las razones para ello, con la argumentación correspondiente.

6. PROYECTOS DE AUTOGENERACIÓN

Para el caso de los interesados en desarrollar proyectos de autogeneración, se verificará por parte del CONELEC, los siguientes aspectos:

- Que los estudios presentados sean a nivel de pre factibilidad.
- Que el proyecto propuesto no conste en el Plan Maestro de Electrificación - PME
- Que se optimice el uso del recurso natural para generación eléctrica.

La determinación del plazo del Título Habilitante y las condiciones para comercializar los excedentes, en caso los hubiera, serán definidos en la regulación específica.

7. PROCESO PÚBLICO DE SELECCIÓN PARA CASOS DE EXCEPCIONALIDAD¹

Los detalles de los procesos públicos de selección para la delegación a la iniciativa privada de los proyectos de generación que constan en el PME, serán establecidos por el CONELEC mediante Regulación.

Se efectuarán procesos públicos de selección, por cada proyecto y, se escogerá como ganadora, a la oferta técnica y económicamente más conveniente a los intereses del país, sobre la base de la normativa específica.

El ganador del proceso de selección tendrá derecho a suscribir el Título Habilitante y los contratos regulados con los Distribuidores.

8. CONTRATOS REGULADOS

Los contratos regulados se encuentran definidos en la(s) Regulación(es) que sobre el Mandato Constituyente No. 15 expidió el CONELEC. Los ganadores de los procesos públicos de selección podrán usar los contratos regulados suscritos para obtener el financiamiento de sus proyectos. Toda la producción del generador será contratada, a precios y plazos consecuencia del proceso público de selección.

Para el caso de los proyectos propuestos directamente por privados y que hayan sido sujetos de negociación, los precios y plazos de los contratos regulados serán aquellos resultantes del proceso de negociación.

Los contratos regulados comenzarán a ejecutarse desde el inicio de su operación comercial; esto es, luego de efectuadas las pruebas y concluido el periodo de operación experimental.

9. PENALIZACIONES

En los Títulos Habilitantes y en los contratos regulados, se deberán incluir cláusulas que determinen penalizaciones en caso de incumplimiento de los plazos de construcción y/o entrada en operación del proyecto, mismas que podrán llegar incluso a la terminación del Título Habilitante y del contrato.

10. CASOS ESPECIALES

En los casos que la iniciativa privada proponga proyectos de generación con energías renovables no convencionales o de capacidad menor a 1 MW, su participación y tratamiento estará normado exclusivamente en las Regulaciones específicas vigentes.

DISPOSICION FINAL: NORMATIVA COMPLEMENTARIA

¹ Modificación del texto del título del numeral 7, mediante Resolución No. 032/11 de 12 de mayo de 2011.

En aplicación del Artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15, que faculta al CONELEC, sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, en todo lo demás que no esté expresamente indicado en esta Regulación y que no se oponga a las disposiciones establecidas en la Constitución de la República, el Mandato Constituyente No. 15 y en la presente Regulación, se observará lo dispuesto en la normativa vigente para el funcionamiento del sector eléctrico.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 021/11, en sesión del 14 de abril de 2011.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

Anexo 2

REGULACIÓN No. CONELEC 003/11

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CONELEC

Considerando:

Que, el artículo 316 de la Constitución de la República del Ecuador establece que el Estado podrá, de forma excepcional, delegar a la iniciativa privada la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos, en los casos que establezca la ley;

Que, el artículo 44 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, determina que las concesiones, permisos y licencias, para proyectos de generación serán otorgados de acuerdo con la regulación que para el efecto dicte el CONELEC, por un plazo de hasta 50 años;

Que, el literal a) del artículo 50 del Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, señala que la duración de los contratos de concesión, para los proyectos de generación incluidos en el Plan de Electrificación aprobado por el CONELEC o nuevas unidades de generación resultantes del proceso de modernización del sector eléctrico, será determinada por el CONELEC, tomando en cuenta el período requerido por el proyecto para la amortización de la inversión y la obtención de una razonable utilidad, considerando el valor residual esperado, a recuperarse al término de la concesión;

Que, el artículo 55 del Reglamento *Ibidem*, dispone que la duración de los permisos de los proyectos de generación se lo hará de conformidad con el procedimiento que para tal efecto determinará el CONELEC mediante regulación;

Que, el Procurador General del Estado mediante Oficio No. 06024 de 06 de febrero de 2009, da respuesta a una consulta del CONELEC referida al trámite de concesiones manifestando entre otros aspectos que *"[...] aquellas solicitudes de concesión del servicio de energía eléctrica que ingresaron antes de la vigencia de la nueva Constitución de la República del Ecuador, se sujetarán a las leyes vigentes al tiempo de la respectiva solicitud, y debe continuarse con el trámite hasta la formalización de los correspondientes contratos de concesión"*;

Que, en la Disposición Reformatoria Cuarta del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones se dispone agregar un párrafo adicional al artículo 2 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, con el texto: *"El Estado podrá delegar la prestación del servicio de energía eléctrica en sus fases de generación, transmisión, distribución y comercialización a empresa mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria. De forma excepcional, podrá otorgar delegaciones a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria para la prestación del servicio público de energía eléctrica, en cualquiera de los siguientes supuestos: 1) cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; o, 2) cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas"*;

Que, con Resolución No. 0138/08 de 27 de noviembre de 2008, el Directorio del CONELEC aprobó la Regulación No. CONELEC - 013/08 "Regulación Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15", en cuyo numeral 17, último inciso, se establece la responsabilidad del CONELEC en cálculo del precio de reserva para la contratación regulada; y,

En ejercicio de sus facultades,

Resuelve:

Emitir la Regulación denominada **"Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración"**.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

11. OBJETIVO

Definir la metodología para la determinación de los plazos y precios a aplicarse para los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluyendo aquellos que usen energías renovables.

12. ALCANCE

Esta Regulación establecerá:

- La metodología para la determinación de los plazos a aplicarse en los Títulos Habilitantes a través de los cuales el Estado delegará a la iniciativa privada la ejecución de proyectos de generación, incluidos aquellos que han iniciado un trámite dentro del CONELEC, hasta la entrada en vigencia de la actual Constitución de la República.
- La metodología para la determinación del precio de reserva a aplicarse en los procesos públicos de selección para la adjudicación de los proyectos de generación que consten en el Plan Maestro de Electrificación y que el Estado haya delegado a la iniciativa privada.
- La metodología para la determinación del precio referencial a aplicarse en el proceso de negociación para la adjudicación de los proyectos de generación que no consten en el Plan Maestro de Electrificación y que hayan sido propuestos por la iniciativa privada y delegados por el Estado de conformidad con la Regulación pertinente.
- Los plazos a aplicarse en los Títulos habilitantes que el CONELEC otorgue a los auto generadores y a los proyectos de generación que usen energías renovables, desarrollados por la iniciativa privada.
- Los precios con los que se podrán comercializar en el sector eléctrico los excedentes de energía de los auto-generadores y la energía proveniente de los proyectos de generación que usen fuentes renovables.

13. PLAZOS A SER CONSIDERADOS EN LOS TÍTULOS HABILITANTES.

El CONELEC determina los plazos a ser considerados en los Títulos Habilitantes para los siguientes casos:

- Los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada.
- Los proyectos de generación que usen energías renovables y que se acojan a la Regulación para el incentivo de este tipo de proyectos.
- Los proyectos de autogeneración desarrollados por la iniciativa privada.

La determinación del plazo de los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada se aplicará para los proyectos de generación que se encuentren dentro del PME que cuenten con sus estudios de factibilidad completos, y una vez que el Estado a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable haya definido la necesidad de su delegación a la iniciativa privada; y para los proyectos de generación que no consten en el PME y que hayan sido propuestos por la iniciativa privada y delegados por el Estado de conformidad con la Regulación pertinente.

En el primer caso, el plazo determinado será incluido en las condiciones del Título Habilitante al que tendrá derecho quien resultare ganador en el proceso público de selección, mientras que para el segundo caso, el plazo será considerado en el proceso de negociación.

El plazo que se aplicará en el Título Habilitante para los proyectos de generación que usen energías renovables y que se acojan a la Regulación para el incentivo de este tipo de proyectos, consta como anexo a esta Regulación.

El plazo que se aplicará en el Título Habilitante para los proyectos de autogeneración desarrollados por la iniciativa privada se determina sobre la base de la capacidad total del proyecto y consta como anexo en esta Regulación.

Los plazos definidos en la presente Regulación, podrán ser modificados por el CONELEC, cuando las condiciones del sector eléctrico así lo ameriten, rigiendo estas modificaciones a los proyectos que presenten su trámite en fecha posterior a la entrada en vigencia de los nuevos plazos.

14. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PLAZOS.

15. Proyectos de generación delegados a la iniciativa privada

La determinación del plazo que se aplicará en los Títulos Habilitantes de los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada considerará la siguiente información:

- Tecnología utilizada para la generación de la energía eléctrica.
- Capacidad de potencia a ser instalada.
- Vida útil de los proyectos.
- Disponibilidades operativas anuales estimadas.
- Precios de venta de energía estimados.
- Recuperación de todos los costos de inversión, tanto el componente de financiamiento como los recursos propios.
- Componente fijo de los costos de administración, operación y mantenimiento.
- Costo financiero de la deuda.
- Rentabilidad.
- Se considera que una vez concluido el plazo del Título Habilitante, los activos serán revertidos al Estado sin costo alguno, es decir, no existe un valor residual de los proyectos

A través de un proceso iterativo, el cual considera varios proyectos de generación con diferentes condiciones de los aspectos señalados anteriormente, se establecerá un plazo en años dentro del cual el valor actual neto de los flujos financieros de los diferentes proyectos analizados permite la recuperación de la inversión, de acuerdo al detalle que se presenta en el ANEXO I de esta Regulación; dicho plazo será el que debe aplicarse al Título Habilitante para un determinado tipo de tecnología en cierto rango de potencia.

Los plazos obtenidos a través de esta metodología para cada tipo de proyecto se detallan en el ANEXO II.

16. Proyectos de generación que utilizan energías renovables.

Los plazos que se aplicarán en los Títulos Habilitantes de los proyectos de generación que utilizan energías renovables y que por sus características técnicas se acojan a la Regulación específica para este tipo de proyectos, se definen en el ANEXO II de la presente Regulación.

Para la determinación de los plazos de los proyectos de generación que utilizan energías renovables y que no cumplan con las características técnicas que les permita acogerse a la Regulación para el incentivo de este tipo de proyectos ó que hayan decidido no acogerse a la Regulación antes citada aun cumpliendo con las características técnicas; se deberá aplicar lo dispuesto en numeral inmediato anterior.

17. Proyectos de autogeneración.

Los plazos que se aplicarán en los Títulos Habilitantes de los proyectos de autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, se determina como el menor valor entre el plazo definido en esta Regulación y el período establecido en la autorización que permita el uso del recurso natural, en los casos que fuera pertinente. Para este efecto, los plazos se detallan en el ANEXO II.

Para el caso de los proyectos de autogeneración cuya capacidad instalada sea menor a 1 MW, no se determina un plazo ya que de conformidad a la normativa vigente, estos proyectos únicamente deben cumplir un proceso de registro ante el CONELEC.

18. PRECIOS.

El CONELEC determinará los precios para los casos que se detallan a continuación:

- Para cada proceso público de selección de los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada que consten en el PME.
- Para cada proceso de negociación de los proyectos de generación propuestos y delegados a la iniciativa privada.
- Para los proyectos de generación que usen energías renovables y que se acojan a la Regulación para el incentivo de este tipo de proyectos.
- Para la comercialización de los excedentes de energía de los proyectos de autogeneración.

19. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS

- 20. Proyectos de generación delegados a la iniciativa privada y que constan en el PME.**

Para el cálculo del precio referencial para los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada se utilizará la información de los estudios de factibilidad considerados en el PME.

Con la información antes citada, se procederá a estimar los flujos financieros con los que se determinará el precio que permita recuperar la inversión, reconociéndole una rentabilidad y aplicando el plazo determinado por el CONELEC para el tipo de tecnología y rango de potencia al que corresponda al proyecto; de acuerdo al detalle que se muestra en el ANEXO III.

El precio que resulte del cálculo realizado por el CONELEC, se utilizará como precio referencial en el proceso público de selección.

21. Proyectos de generación propuestos por la iniciativa privada.

Para el cálculo del precio de referencia de los proyectos de generación propuestos por la iniciativa privada y que no consten en el PME, se utilizará la información de los estudios de factibilidad realizados por el proponente, debiendo éste cumplir con todos los requisitos que se establezcan en la normativa pertinente; a esta información se aplicará la metodología determinada en el ANEXO III.

El valor que resulte del cálculo realizado por el CONELEC, se utilizará como precio de referencia en el proceso de negociación.

22. Proyectos de generación que utilizan energías renovables.

El precio que se reconocerá a los proyectos de generación que usen energías renovables y que se acojan a la Regulación para el incentivo de este tipo de proyectos, será el determinado en dicha Regulación.

Para los proyectos de generación que utilizan energías renovables y que no cumplan con las características técnicas que les permita acogerse a la Regulación para el incentivo de este tipo de proyectos ó que hayan decidido no acogerse a la

Regulación antes citada aún cumpliendo con las características técnicas; se deberá aplicar la metodología definida en el ANEXO III.

23. Proyectos de autogeneración.

El precio que se reconocerá a los excedentes de energía de los proyectos de autogeneración privados, corresponderá al precio promedio de los Contratos Regulados suscritos por las empresas privadas del mismo tipo de tecnología y rango de potencia. En el caso de los proyectos de autogeneración estatales, el precio que se reconocerá en el mercado eléctrico a los excedentes de energía corresponderá al precio promedio de los Contratos Regulados suscritos por las empresas estatales del mismo tipo de tecnología y rango de potencia.

En el caso de que no existan contratos regulados suscritos de un determinado tipo de tecnología y rango de potencia, el CONELEC definirá el precio en base a referencias internacionales.

Para el caso de los proyectos de autogeneración que utilicen energías renovables y cuya capacidad instalada sea menor a 1 MW, el precio que se reconocerá a sus excedentes, en caso que los hubiere, será el definido en la regulación pertinente.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

Para el caso de los proyectos de generación que hayan iniciado su trámite en el CONELEC antes de la entrada en vigencia de la Constitución de la República del Ecuador, se aplicará los plazos determinados en la Regulación NO. CONELEC 004/06 Determinación de los Plazos de Contratos de Concesión y Permiso para las Centrales Generadoras, los mismos que constan en el ANEXO IV, mientras que los precios serán calculados de acuerdo a la metodología definida en esta regulación.

DISPOSICIÓN FINAL

Derogase la Regulación No. CONELEC - 004/06 Determinación de los Plazos de Contratos de Concesión y Permiso para las Centrales Generadoras, emitida por el CONELEC, mediante Resolución No. 140/06, en sesión del 08 de junio de 2006.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 022/11, en sesión de 14 de abril de 2011.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde

Secretario General del CONELEC

ANEXO I

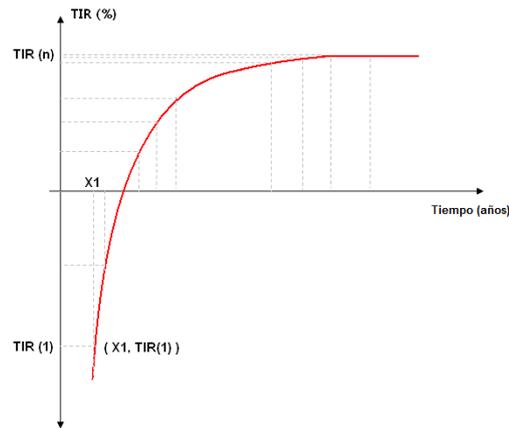
METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PLAZO PARA LOS PROYECTOS DELEGADOS A LA INICIATIVA PRIVADA.

La metodología definida en la presente regulación establece la determinación del plazo de concesión a través de un proceso iterativo, el cual parte del análisis varios proyectos de generación para diferentes condiciones de precios de venta de energía, costos de inversión y de administración, operación y mantenimiento y estructura del capital, a fin de establecer el período en el cual el precio que permite la recuperación económica de la inversión pierde sensibilidad ante la variación del tiempo de valoración de los flujos financieros, para grupos de proyectos de similares características.

En primera instancia se determinará la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto sobre la base de las características mencionadas en esta Regulación, y con un precio de remuneración (por potencia instalada) definido P_1 , para un plazo de concesión inicial establecido previamente de "x" años. El resultado de esta TIR evidenciará cual es el retorno del proyecto para el tiempo de "x" años seleccionado. Para este análisis financiero se deberá considerar los siguientes aspectos:

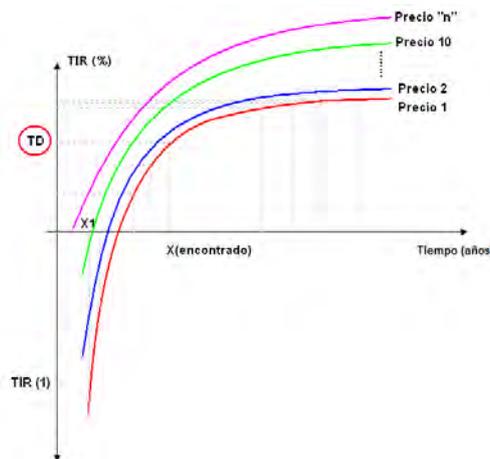
- Estructura del capital,
- Precios estimados de venta de la energía,
- Vida útil de los proyectos,
- Potencias instaladas,
- Disponibilidades anuales estimadas,
- Costos de inversión y componente de los costos fijos de administración, operación y mantenimiento.
- No existe valor residual del proyecto.

Como siguiente paso, se debe variar el tiempo de concesión, sin variar el precio P_1 , hasta que la TIR alcance una Tasa de descuento (TD), que será calculada sobre la base de la metodología establecida en el ANEXO V, considerando como límite máximo para este proceso iterativo la vida útil del proyecto.

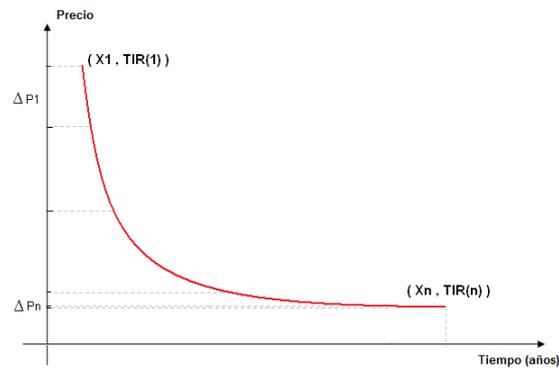


El plazo de concesión que resulte cuando la TIR y la TD se igualen, para el proyecto valorado con el precio P₁, será considerado como un primer par ordenado, dentro una curva precio – plazo que permitirá determinar la elasticidad del precio en función del plazo.

Una vez calculado el primer punto de la curva precio – plazo, se incrementa el precio de remuneración P₁, a P₂, y con esto se realiza nuevamente el procedimiento descrito en los párrafos anteriores, obteniendo así el segundo par ordenado de la curva precio – plazo.



Este proceso se repite hasta obtener los suficientes puntos en la curva precio – plazo, para determinar el punto donde la variación del precio es mínima respecto a la variación del plazo de concesión. A partir de este punto, una variación del plazo no requiere una variación de la misma magnitud del precio, para hacer que el proyecto, con ciertas características obtenga una TIR similar a la TD. La figura mostrada a continuación presenta de manera gráfica lo planteado:



Este resultado corresponde al plazo de concesión "óptimo" desde el punto de vista económico, para un proyecto con un grupo de características G_1 . Las características se refieren a los costos y parámetros técnico-económicos descritos en la presente Regulación y utilizados para el análisis.

Por ello, se deberá realizar varias simulaciones para varios grupos de características, a fin de que el promedio de los resultados para cada grupo, sea el plazo de concesión definitivo para un tipo de tecnología. El objetivo es cubrir la mayor cantidad de variaciones que generen grupos diferentes, a fin de que el resultado refleje un valor que, en promedio, sirva para una gran cantidad de hipótesis que se puedan presentar.

ANEXO II

PLAZOS A SER CONSIDERADOS EN LOS TÍTULOS HABILITANTES

TECNOLOGÍA	PLAZO PARA LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DELEGADOS A LA INICIATIVA PRIVADA	PLAZO PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	PLAZO PARA LOS AUTOGENERADORES
Tipo de central y rango de potencia	Años		
Vapor	30		30
MCI < 514 rpm	20		20
MCI 514 - 900 rpm	15		15
MCI > 900 rpm	7		7
Gas Industrial	20		20
Gas jet	7		7
Eólicas	25	25	25
Fotovoltaicas	20	20	20
Biomasa - Biogas	15	15	15
Geotérmicas	30	30	30
Hidro 0 - 0,5 MW	-	20	20
Hidro 0,5 - 5 MW	20 - 30	30	30
Hidro 5 - 10 MW	23 - 40	40	40
Hidro 10 - 50 MW	28 - 40	40	40
Hidro > 50 MW	32 - 50		50

ANEXO III

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS REFERENCIALES PARA LOS PROYECTOS DELEGADOS A LA INICIATIVA PRIVADA.

Para el cálculo del precio referencial se deberá considerar los siguientes aspectos:

- a. **Plazo.** Es el valor en años que se aplicará en el Título Habilitante con el que se delegue los proyectos de generación a la iniciativa privada. Será calculado de acuerdo a lo definido en el ANEXO I.
- b. **Costos de Inversión.** Corresponden a los costos de inversión definidos para cada proyecto en los estudios de factibilidad, considerando la estructura del capital, es decir, la parte que corresponde a capital propio de los inversionistas y la parte que corresponde a capital financiero o deuda.
- c. **Costos de administración, operación y mantenimiento.** Corresponde al componente fijo de los costos de administración, operación y mantenimiento, definidos para cada proyecto en los estudios de factibilidad.
- d. **Tasa de descuento.** Se calcula una tasa de descuento en función de la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital – CPPC,:

$$CPPC = CAPM \% \frac{Capital_Inversionistas}{Total_Inversión} + i\%(1-T) \frac{Capital_Financiero}{Total_Inversión}$$

Donde:

$i\%$: Tasa de interés del capital financiero.

$(1-T)$: Efecto de corrección de la tasa nominal, por el efecto fiscal

El Modelo de Fijación de Precios de Activos de Capital - CAPM reflejará la tasa de rendimiento para el capital del inversionista, y se calculará de la siguiente manera:

$$CAPM\% = \%_{LR} + \beta(\%_I - \%_{LR}) + PRM$$

Donde:

$\%_{LR}$: Tasa libre de riesgo

β : Conocido como el riesgo sistemático o no diversificable. Coeficiente que refleja el riesgo de la industria de generación eléctrica con respecto al portafolio de mercado.

$\%_I$: Rentabilidad esperada de la industria

PRM : Prima por el riesgo asociado al mercado interno

Los flujos correspondientes al costo de inversión y a los costos de administración, operación y mantenimiento son evaluados para el plazo determinado por el CONELEC en función del tipo de tecnología y rango de potencia, y traídos a valor presente aplicando la tasa de descuento calculada. Este valor es mensualizado, y finalmente se lo divide por la potencia efectiva del proyecto obteniendo un precio en USD/Kw – mes.

Este valor corresponde al precio referencial que será utilizado en el proceso público de selección del proyecto.

En el flujo financiero no se considerará un valor residual del proyecto, debiendo los bienes revertirse al Estado, sin costo, una vez terminado el plazo de conformidad con la normativa pertinente.

ANEXO IV

PLAZOS DEFINIDOS EN LA REGULACIÓN 004/06

TIPO DE CENTRAL	TIEMPO DE LA CONCESIÓN O PERMISO (Años)
Hidroeléctricas	50
Térmicas a Vapor	30
Térmicas a Gas de ciclo simple, turbinas industriales	25
A gas de ciclo simple con turbinas de tipo aeroderivativo	20
A gas con ciclo combinado	30
Térmicas de combustión interna	20
Eólicas	25
Fotovoltaica	20

Anexo 3

REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CONELEC

Considerando:

Que, el artículo 63 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas;

Que, la seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles;

Que, es de fundamental importancia la aplicación de mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, considerando que los mayores costos iniciales de inversión, se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incidirá en una reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales;

Que, como parte de la equidad social, se requiere impulsar el suministro de la energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados, en donde no se dispone de este servicio, con la instalación de centrales renovables no convencionales, distribuyendo los mayores costos que inicialmente estos sistemas demandan entre todos los usuarios del sector;

Que, para disminuir en el corto plazo la dependencia y vulnerabilidad energética del país, es conveniente mejorar la confiabilidad en el suministro, para lo cual se requiere acelerar el proceso de diversificación de la matriz energética, prioritariamente con fuentes de energía renovable no convencionales –ERNC-, con lo cual se contribuye a la diversificación y

multiplicación de los actores involucrados, generando nuevas fuentes de trabajo y la transferencia tecnológica;

Que, como parte fundamental de su política energética, la mayoría de países a nivel mundial, vienen aplicando diferentes mecanismos de promoción a las tecnologías renovables no convencionales entre las que se incluyen las pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que les ha permitido desarrollar en forma significativa este tipo de recursos;

Que, el artículo 64 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el CONELEC dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad;

Que, en la parte final del artículo 53 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se establece que la operación de las centrales de generación que utilicen fuentes no convencionales se sujetarán a reglamentaciones específicas dictadas por el CONELEC;

Que, el CONELEC mediante Resolución No. 127/08, de 23 de octubre de 2008, aprobó la Regulación No. CONELEC – 009/08 “Registros de Generadores Menores a 1 MW”, la cual determina el procedimiento que deben ajustarse los generadores menores a 1 MW para su funcionamiento en el sistema;

Que, la Regulación No. CONELEC 013/08 Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 determina el despacho preferente de centrales de generación que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del CENACE;

Que, el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversión, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 de 29 de diciembre de 2010, en su libro VI, Sostenibilidad de la Producción y Regulación con su Ecosistema, en sus artículos 233 al 235 establece disposiciones para el desarrollo, uso e incentivos para la producción más limpia; además que, en la disposición reformativa Cuarta se establece que se podrá delegar a la iniciativa privada el desarrollo de proyectos de generación cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; y,

En ejercicio de sus facultades,

Resuelve:

Expedir la presente Regulación denominada "Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales".

1. OBJETIVO

La presente Regulación tiene como objetivo el establecimiento de los requisitos, precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

2. ALCANCE

Para los efectos de la presente Regulación, las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada.

3. DEFINICIONES

Central a biomasa: central que genera electricidad utilizando como combustibles: residuos forestales, residuos agrícolas, residuos agroindustriales y ganaderos y residuos urbanos.

Central a biogás: Central que genera electricidad utilizando como combustible el biogás obtenido en un digestor como producto de la degradación anaerobia de residuos orgánicos.

Central convencional: Central que genera electricidad utilizando como energía primaria las fuentes de energía que han tenido ya una larga trayectoria de explotación y comercialización a nivel mundial, como por ejemplo: agua, carbón, combustibles fósiles, derivados del petróleo, gas natural, materiales radioactivos, etc.

Central eólica: Central que genera electricidad en base a la energía cinética del viento.

Central geotérmica: Central que genera electricidad utilizando como energía primaria el vapor proveniente del interior de la tierra.

Central no convencional: Central que utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes del: sol (fotovoltaicas), viento (eólicas), agua, (pequeñas centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas, las mismas que, por su relativo reciente desarrollo y explotación, no han alcanzado todavía un grado de comercialización para competir libremente con las fuentes convencionales, pero que a diferencia de estas últimas, tienen un impacto ambiental muy reducido.

Central solar fotovoltaica: Central que genera electricidad en base a la energía de los fotones de la luz solar, que al impactar las placas de material semiconductor del panel solar fotovoltaico, desprenden los electrones de su última órbita, los mismos que al ser recolectados forman una corriente eléctrica.

Centrales Hidroeléctricas: Generación a base de centrales hidroeléctricas con capacidad instalada igual o menor a 50 megavatios.

4. REQUISITOS DE PARTICIPACIÓN

Cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación que utilice fuentes renovables como las descritas en el numeral anterior de la presente Regulación, podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional.

Los generadores hidroeléctricos, cuya capacidad instalada sea mayor a los 50 MW, no podrán acogerse a la presente Regulación.

El generador que desee acogerse a este sistema preferente, y para su proceso de calificación al interior del CONELEC, deberá presentar los siguientes requisitos:

1. Escritura de constitución de la empresa en la que se contemple como actividad social de ésta, la generación de energía eléctrica;

2. Copia certificada del nombramiento del representante legal;
3. Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado por el CONELEC. Deberán considerar dentro del estudio el uso óptimo del recurso, sin disminuir la potencialidad de otros proyectos que tengan relación directa con éste y puedan desarrollarse a futuro;
4. Memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo, tipo de central, ubicación, implantación general, característica de la línea de transmisión o interconexión cuando sea aplicable;
5. Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor, o a un sistema aislado;
6. Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente que indique que el Proyecto se encuentra o no dentro del sistema nacional de áreas protegidas;
7. Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por uso del recurso, por parte del organismo competente; y
8. Esquema de financiamiento.

5. PROCEDIMIENTO DE CALIFICACIÓN Y OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE:

El generador no convencional deberá presentar al CONELEC, para la calificación, la documentación señalada en el numeral anterior y someterse al proceso indicado en esta Regulación.

El CONELEC, adicionalmente, en función del parque generador que cubre la demanda eléctrica del país podrá negar la solicitud del generador no convencional en caso se estime que la energía a entregarse no es necesaria, en las condiciones presentadas por el inversionista.

Una vez obtenido el certificado previo al Título Habilitante, por el cual se califica la solicitud de la empresa para el desarrollo y operación de un proyecto de generación, se determinará el plazo máximo que tiene el solicitante para la firma de contrato. Durante

este periodo no se aceptará a trámite otro proyecto que utilice los recursos declarados por el primero.

Para la obtención del Título Habilitante, el proyecto calificado se someterá a lo descrito en la normativa vigente.

6. CONDICIONES PREFERENTES

6.1 PRECIOS PREFERENTES

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son aquellos indicados en la Tabla No. 1. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

Tabla No. 1

Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Además, para las centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW se reconocerán los precios indicados en la Tabla No. 2, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh. No se reconocerá pago por disponibilidad a este tipo de centrales que se acojan a la presente Regulación.

Tabla No. 2

**Precios Preferentes Centrales Hidroeléctricas
hasta 50 MW en (cUSD/kWh)**

CENTRALES	PRECIO
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS HASTA 10 MW	7.17
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 10 MW HASTA 30 MW	6.88
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 30 MW HASTA 50 MW	6.21

6.2 VIGENCIA DE LOS PRECIOS

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, y hasta que se termine su plazo determinado en el título habilitante de las centrales renovables no convencionales operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha, con las siguientes particularidades:

- a) Para los generadores de la Tabla No. 1, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente, se negociará con la normativa vigente a esa época.

- b) Para los generadores de la Tabla No. 2, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente se liquidará con el promedio de precio de contratos regulados de centrales o unidades de generación en operación, correspondiente a esa tecnología vigentes a esa fecha.

6.3 DESPACHO PREFERENTE

El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al sistema, hasta el límite del 6%, de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado, según lo establecido la Regulación complementaria del Mandato 15. Para el cálculo de límite se consideran todas las centrales renovables no convencionales que se acojan a esta regulación, a excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, las que no tendrán esta limitación.

Si el límite referido anteriormente se supera, con la incorporación de nuevas centrales no convencionales, éstas se someterán a la condiciones de las centrales convencionales en cuanto al despacho y liquidación.

En el caso se dicten políticas de subsidio o compensación tarifaria por parte del Estado, para el fomento a la producción de energías renovables no convencionales, podrá haber un despacho preferente sobre el 6% y hasta el porcentaje máximo que se determine en esas políticas.

Los generadores hidroeléctricos que se acojan a esta Regulación tendrán un despacho obligatorio y preferente.

7. CONDICIONES OPERATIVAS

7.1 PUNTO DE ENTREGA Y MEDICIÓN

El punto de entrega y medición de la energía producida por este tipo de plantas, será el punto de conexión con el Sistema de Transmisión o Distribución, adecuado técnicamente para entregar la energía producida.

La red necesaria para conectarse al sistema de transmisión o distribución, deberá estar contemplada en los planes de expansión y transmisión.

El sistema de medición comercial deberá cumplir con lo indicado en la Regulación vigente sobre la materia.

7.2 CALIDAD DEL PRODUCTO

Los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por estos generadores, en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que los establecidos para los generadores convencionales, señalados en las Regulaciones, que sobre la materia, estén vigentes.

7.3 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

En el punto de entrega, el generador debe instalar todos los equipos de conexión, control, supervisión, protección y medición cumpliendo con la normativa vigente sobre la materia y demás requisitos que se exijan en los instructivos de conexión del transmisor o del distribuidor.

7.4 PREVISIÓN DE ENERGÍA A ENTREGARSE

Los generadores que están sujetos al despacho centralizado, deben comunicar al CENACE, la previsión de producción de energía horaria de cada día, dentro de los plazos establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación, a efectos de que el CENACE realice la programación diaria.

Los generadores que no están sujetos al despacho centralizado, deberán cumplir con lo establecido en el Art. 29 del Reglamento de Despacho y Operación.

8. LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA

El CENACE, sobre la base de los precios establecidos en las Tablas Nos. 1 y 2 de la presente Regulación, liquidará mensualmente los valores que percibirán los generadores no convencionales por la energía medida en el punto de entrega, bajo las mismas normas de liquidación que se aplica a generadores convencionales.

La liquidación realizada por el CENACE a los Distribuidores y Grandes Consumidores, deberá considerar el cargo correspondiente para remunerar a los generadores no convencionales, en forma proporcional a su demanda.

Para el caso se supere el 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del mercado, con despacho preferente, el Estado asumirá el diferencial de costos (sobrecostos) entre el precio señalado en la presente Regulación y el valor medio del precio de contratos.

9. PRECIO DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL 2013

Para aquellos proyectos cuyos contratos se suscriban o por incremento de capacidad se modifiquen a partir del año 2013, el CONELEC realizará una revisión de los precios de la energía y su periodo de vigencia, los que serán aplicables únicamente para los casos antes señalados a partir de ese año y por un período de vigencia que el CONELEC lo definirá en esa fecha.

Para la revisión de los precios y fijación del plazo de vigencia, indicados en el párrafo inmediato anterior, el CONELEC realizará el estudio correspondiente basado en referencias internacionales de este tipo de energías, la realidad de precios del mercado eléctrico ecuatoriano o cualquier otro procedimiento que estimare conveniente.

10. GENERADORES MENORES A 1 MW

Los generadores menores a 1 MW que se acojan a los precios preferentes de esta regulación no firmarán un contrato, sino que deberán obtener el registro, de conformidad con la regulación respectiva, adicionalmente a los requisitos establecidos en ésta se deberá verificar que la potencia del Proyecto haga un uso óptimo del recurso. En dicho registro deberán

constar los precios preferentes y el plazo de conformidad con los numerales 6.1 y 6.2 de la presente Regulación.

En caso estos generadores deban entregar su energía a una empresa distribuidora, ésta se liquidará a los precios de la regulación y serán facturados a la respectiva empresa distribuidora.

Los procesos de supervisión, revocatoria del registro y su actualización serán los establecidos en la Regulación relacionada con los registros de los generadores menores a 1 MW.

Para la operación de estas centrales deberán observar lo establecido en el artículo 29 del Reglamento de Despacho y Operación en lo referente al envío de la información requerida por el Centro Nacional de Control de Energía. El sistema de medición comercial que se exija a estos generadores será el establecido en la Regulación del sistema de medición comercial para cargas menores a 650 kW.

11. SISTEMAS NO INCORPORADOS

Los precios fijados en esta Regulación, son también aplicables para el caso de Sistemas no incorporados al S.N.I.

La energía producida por este tipo de generadores y entregada a un sistema no incorporado, se considerará, para efectos de liquidación, como entregada al SNI y su sobre costo se distribuirá entre todos los participantes, con el procedimiento establecido en el numeral 8. El costo medio también deberá ser asumido por el sistema no incorporado.

Para efectos de las liquidaciones, el CENACE determinará, en conjunto con los generadores no convencionales y distribuidores que no se encuentren incorporados al

SNI, el procedimiento necesario para efectuar la liquidación de la energía que entregan y reciben.

DISPOSICIÓN FINAL

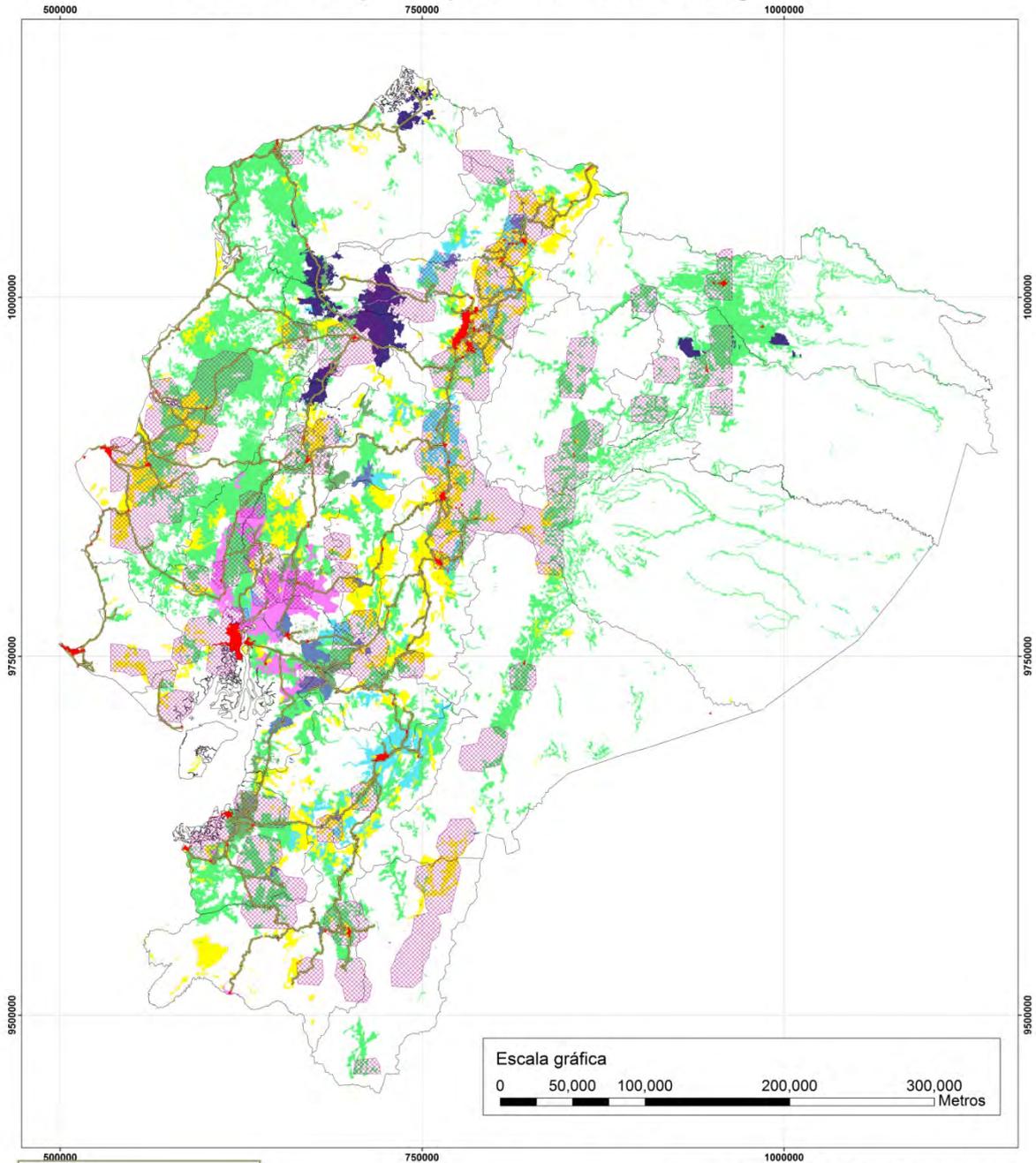
La presente Regulación sustituye a la Regulación No. CONELEC - 009/06, la misma que queda derogada en todas sus partes.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 023/11 en sesión de 14 de abril de 2011.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

Anexo 4

Mapa de síntesis de la distribución geográfica de biomasa para aprovechamiento energético



Leyenda

- ARROZ
- BANANO
- CAÑA DE AZUCAR
- CULTIVOS CICLO CORTO
- MAIZ
- PALMA AFRICANA
- GANADERÍA BOVINA
- ÁREAS DE CONCENTRACIÓN DE PLANTELES AVICOLAS

Simbología

- Principales centros poblados
- Límites provinciales
- Vía de primer orden



PROYECTO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE BIOMASA

Mapa de síntesis de la distribución geográfica de biomasa para aprovechamiento energético

Elaborado por
Corporación ENYA

Escala 1:1 250 000
Fuente SIGAgro, CONAVE,
Estudio de Mercado ENYA