FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE)

VOLUMEN 1

PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE)

Presentado a:

UPME

Por:

CONSORCIO ENERGÉTICO CORPOEMA

Bogotá, Diciembre30de 2010

Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

Carlos Rodado Noriega
Ministro de Minas y Energía

Ricardo Rodríguez Yee
Director General UPME

Beatriz Herrera Jaime
Subdirectora de Energía

Equipo de trabajo UPME
Henry Josué Zapata – Interventor
Olga Victoria González
Héctor Hernando Herrera
Luis Carlos Romero
Omar Báez
Carlos Valles

Consorcio Energético: CORPOEMA – HUMBERTO RODRÍGUEZ – FABIO GONZÁLEZ.

Equipo de trabajo CORPOEMA
Humberto Rodríguez Murcia – Director del proyecto – Especialista energía eólica
Eduardo Afanador Iriarte – Especialista marco legal y regulatorio
Pedro Guevara – Especialista marco ambiental
Fabio González Benítez – Especialista energía solar y planeación
José María Rincón – Especialista Biomasa
Ernesto Torres – Especialista PCH's
Edison Lozano – Especialista Geotermia
Ernesto Villareal – Especialista energía Nuclear
Luis Eduardo Prieto – Profesional de Apoyo
Darío Mayorga – Profesional de apoyo
Juan V. Saucedo - Profesional de apoyo
Ricardo Quijano - Profesional de apoyo
Yenni Pérez Montaño– Auxiliar
José Miguel Suárez Giorgi – Auxiliar
Freddy Estupiñán – Auxiliar
Juan David Troncoso– Auxiliar

Entidades Participantes:

Asociación Nacional de Industriales
Comisión de Regulación de Energía y Gas
Departamento Administrativo de ciencia, tecnología e innovación
Departamento Nacional de Planeación
Instituto Colombiano de Crédito y Estudios Técnicos en el Exterior
Instituto Colombiano de Normas Técnicas
Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia
Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas
Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial
Ministerio de Comercio, Industria y Turismo
Ministerio de Educación Nacional
Ministerio de Minas y Energía
Secretaria de Minas y Energía de Cundinamarca
Servicio Nacional de Aprendizaje
Unidad de Planeación Minero Energética

Agradecimientos

Universidad Católica de Manizales
Universidad Autónoma de Bucaramanga
Universidad de los Andes.
Programa OPEN – (BID-CCB)
KTH – Suecia
Cenergia – PERU
Bun-Ca – COSTARICA
INDUSTRIAS TECSOL LTDA
ANDESCO
ACCEFYN
CIDET
CODENSA
ENERTOLIMA
EMGESA
EPM
CHEC
EEB
FEN
Todos aquellos quienes desinteresadamente aportaron al trabajo realizado

CONTENIDO

0. RESUMEN EJECUTIVO 0-1

1. INTRODUCCIÓN 1-1

1.1 ANTECEDENTES DEL ESTUDIO 1-3

1.2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO 1-6

1.2.1 Objetivo general 1-6

1.2.2 Objetivos específicos 1-6

1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO 1-6

1.4 MODELO DE ENFOQUE CONCEPTUAL PARA EL PLAN DE FNCE 1-7

1.5 ESTRUCTURA DEL INFORME 1-9

2. REFERENCIA INTERNACIONAL DE FACTORES DETERMINANTES DE POLÍTICA PARA LAS ER 2-1

3. DIAGNÓSTICO DE FNCE PARA COLOMBIA 3-1

3.1 ANÁLISIS DEL MARCO INSTITUCIONAL, DE POLÍTICA Y REGULATORIO 3-1

3.1.1 Consideraciones generales 3-1

3.1.2 Marco institucional de las FNCE 3-1

3.1.3 Análisis del marco de política de las FNCE en Colombia 3-2

3.1.4 Marco Regulatorio de las FNCE 3-8

3.2 ANÁLISIS DE FACTORES DETERMINANTES DE POLÍTICA PARA LAS FNCE EN COLOMBIA 3-11

3.2.1 Reducción de emisiones de GEI 3-11

3.2.2 Vulnerabilidad por dependencia de importaciones de energía 3-11

3.2.3 Reducción de vulnerabilidad al Cambio Climático 3-12

3.2.4 Desarrollo del mercado de bienes y servicios 3-13

3.2.5 Otros factores que inciden en la formulación de política 3-13

3.3 POTENCIAL DE LAS FNCE 3-14

3.3.1 Potencial solar 3-14

3.3.2 Potencial eólico 3-15
3.3.3 Potencial de PCHs 3-17
3.3.4 Potencial de biomasa 3-17
3.3.5 Potencial geotérmico 3-18
3.3.6 Potencial nuclear 3-19
3.3.7 Potencial de la energía de los océanos 3-19
3.3.8 Conclusiones 3-21
3.4 EDUCACIÓN, I+D+ I, COMERCIALIZACIÓN Y SERVICIOS 3-21
3.4.1 Educación 3-21
3.4.2 I+D+i 3-22
3.4.3 Comercialización y servicios 3-24
3.5 GRADO ACTUAL DE PENETRACIÓN DE LAS FNCE 3-24
3.6 COSTOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE ENERGÍAS RENOVABLES 3-26
3.6.1 Tecnologías de FNCE consideradas 3-26
3.6.2 Costos de las tecnologías 3-26
3.6.3 Evolución de tecnologías de FNCE y producción parcial local de componentes de equipos de FNCE 3-33
3.7 ANÁLISIS DE BARRERAS PARA LA PENETRACIÓN DE FNCE EN COLOMBIA (DOFA) 3-43
3.7.1 Fortalezas 3-43
3.7.2 Oportunidades 3-45
3.7.3 Debilidades o barreras 3-46
3.7.4 Amenazas 3-47
4. RACIONALIDAD, ALCANCE Y ESCENARIOS DEL PLAN 4-1
4.1 RACIONALIDAD DEL PLAN 4-1
4.2 ALCANCE DEL PLAN PROPUESTO 4-2
4.3 CONSIDERACIONES SOBRE ESCENARIOS 4-3
5. LINEAMIENTO DE OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS 5-1
5.1 FORMULACIÓN DE OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS PARA EL PDFNCE 5-1

5.1.1 Consideraciones generales sobre la estructura del Plan 5-1

5.1.2 Formulación de Objetivos, Estrategias y Actividades..... 5-2

5.2 OBJETIVO GENERAL DEL PDFNCE 5-4

5.2.1 Objetivo 1: Profundizar en el conocimiento del potencial de recursos de FNCE más promisorias y facilitar el acceso a la información para los interesados. 5-6

5.2.2 Objetivo 2: Incentivar la penetración de las FNCE más promisorias con el fin de diversificar las fuentes de generación y reducir la potencial vulnerabilidad del SIN frente al cambio climático. 5-9

5.2.3 Objetivo 3: Desarrollo de capacidad, I+D+i y apropiación tecnológica... 5-12

5.2.4 Objetivo 4: Construir gradualmente una estrategia de largo plazo para introducir al país en el campo de la generación nuclear en el SIN. 5-17

6. SOSTENIBILIDAD DEL PLAN 6-1

6.1 REQUERIMIENTO INSTITUCIONAL PARA EL DESARROLLO DEL PLAN 6-1

6.2 INVERSIONES REQUERIDAS PARA EL PLAN Y MECANISMOS DE FINANCIACIÓN DEL PLAN 6-5

6.3 SOSTENIBILIDAD DE LAS SOLUCIONES EN LAS ZNI 6-6

6.4 DIFUSIÓN DEL PLAN 6-8

7. ANEXOS 7-1

7.1 ANEXO 1. PORTAFOLIO DE PROYECTOS DE FNCE..... 7-1

7.2 ANEXO 2. FUENTES DE FINANCIAMIENTO INTERNACIONAL Y MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO 7-5

7.2.1 Financiación Multilateral..... 7-5

7.2.2 Ayuda internacional oficial bilateral 7-11

7.2.3 ONG´s y el Sector Privado 7-12

7.2.4 Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) 7-15

7.2.5 Estrategias para introducir mecanismos simplificados para incluir a las FNCE en las negociaciones de los mercados de carbono 7-16

7.3 ANEXO 3. PANORAMA INTERNACIONAL DE LOS CER'S A FUTURO. 7-22

7.3.1 PROYECTOS MDL EN COLOMBIA 7-23

7.4 ANEXO 4. ESCENARIOS DE PENETRACIÓN DE FNCE EN COLOMBIA 7-26

7.4.1 Introducción..... 7-26

7.4.2 Escenarios de entrada de las FNCE en Colombia 7-26

7.4.3 Escenario Calentamiento de Agua Residencial 7-37

7.4.4 Emisiones de gases de efecto invernadero 7-42

7.4.5 Aspectos Computacionales..... 7-44

7.4.6 Bibliografía 7-45

ÚLTIMA PAGINA 7-46

TABLAS

Tabla 1-1. Emisión de CO2/MJ para diferentes fuentes de energía..... 1-2
Tabla 3-1. Participación de las FNCE en el SIN y ZNI 3-6
Tabla 3-2. Composición de las FNCE en el SIN..... 3-7
Tabla 3-3. Metas propuestas de nueva capacidad instalada de FNCE..... 3-7
Tabla 3-4. Potencial de energía solar por áreas..... 3-14
Tabla 3-5. Recurso eólico de Colombia 3-16
Tabla 3-6. Recurso eólico de la Guajira 3-16
Tabla 3-7. Penetración de las FNCE en Colombia..... 3-25
Tabla 3-8. Tecnologías de generación de electricidad 3-26
Tabla 3-9. Tasas de progreso para diferentes tecnologías 3-35
Tabla 3-10. Estructura de costos de proyectos europeos de 2 MW (2006)..... 3-36
Tabla 3-11. Estructura de costos (exceptuando aspas) y exponente de aumento de componentes con el diámetro del rotor. 3-37
Tabla 3-12. Composición de costos de SFV de 2.38 y 1.7 kWp..... 3-39
Tabla 3-13Costo de producción de módulos de Si cristalino..... 3-40
Tabla 3-14Composición de costos de PCHs de capacidades < 100 kW..... 3-42
Tabla 5-1. Estrategia 1.1: Vincular al país a convenios internacionales de investigación y evaluación de recursos de FNCE. 5-6
Tabla 5-2. Estrategia 1.2: Estructuración de un programa de mediciones para fuentes más promisorias y en regiones estratégicas 5-7
Tabla 5-3. Estrategia 1.3: Continuar con los proyectos de conocimiento del potencial de PCH´s bajo un ambiente de Cambio Climático. 5-7
Tabla 5-4. Estrategia 1.4: Desarrollar un Sistema de Información de FNCE con acceso al público..... 5-8
Tabla 5-5. Estrategia 1.5: Completar los estudios de prefactibilidad en las tres aéreas prioritarias encontradas en estudios anteriores..... 5-8

Tabla 5-6. Estrategia 1.6: Definir criterios de asignación de recursos para proyectos específicos cuyo potencial de utilización sea promisorio 5-9
Tabla 5-7. Estrategia 2.1: Crear condiciones para facilitar la instalación de FNCE competitivas 5-10
Tabla 5-8. Estrategia 2.2: Determinar metas de instalación y generación y su instrumentación mediante regulación a partir de política. 5-11
Tabla 5-9. Estrategia 2.3: Definición de un marco de pre licenciamiento ambiental, ordenamiento del recurso y espacio, tal que faciliten la ejecución de proyectos y reduzcan la incertidumbre. 5-12
Tabla 5-10. Estrategia 3.1. Desarrollo de proyectos de apropiación tecnológica en el SIN 5-14
Tabla 5-11. Estrategia 3.2. Desarrollo de proyectos de apropiación tecnológica para las ZNI..... 5-15
Tabla 5-12. Estrategia 3.3. Desarrollo de otros proyectos de apropiación tecnológica 5-16
Tabla 5-13. Estrategia 3.4: Conformación de una Red Nacional de FNCE 5-17
Tabla 5-14. Estrategia 4.1: Definición de las decisiones de política relacionadas con la utilización de la energía nuclear en el SIN..... 5-18
Tabla 5-15. Estrategia 4.2: Trabajo preparatorio para la iniciación del programa nuclear 5-19
Tabla 6-1. Etapas en la creación de la agencia y sus actividades 6-2
Tabla 6-2. Costo estimado del Plan 6-5
Tabla 7-1. Proyectos de FNCE registrados ante la UPME - 2010..... 7-2
Tabla 7-2. Proyectos registrados ante la UPME por tipo de tecnología 7-2
Tabla 7-3. Proyectos de FNCE propuestos por el PNFNCE 7-3
Tabla 7-4. Escenarios de Precios para EUAs y CERs para el Mercado Europeo (2013 – 2020)..... 7-23
Tabla 7-5. Estado de Avance de Proyectos MDL en Colombia..... 7-24
Tabla 7-6. Estado actual de proyectos MDL Colombia en el sector energía. 7-24
Tabla 7-7. Distribución de los proyectos MDL del sector energía. 7-25
Tabla 7-8. Ingresos potenciales por proyectos MDL sector energía Colombia 7-25
Tabla 7-9. Aporte generadores. Escenario Plan de Expansión 7-29
Tabla 7-10. Aporte generadores. Esc. Fenómeno del niño 7-34
Tabla 7-11. Aporte generadores. Esc. Cambio Climático..... 7-35
Tabla 7-12. Aporte generadores. Esc. Plan de Contingencia..... 7-37
Tabla 7-13. Consumo energético para calentamiento de agua en el sector residencial..... 7-38
Tabla 7-14. Participación de la Energía Solar en el Calentamiento de agua. Escenario solar 50% 7-39
Tabla 7-15. Consumo energético para calentamiento de agua en el sector residencial..... 7-40

Tabla 7-16. Participación de la Energía Solar en el Calentamiento de agua. Escenario solar 30 7-41

FIGURAS

Figura 1-1. Modelo general de análisis y de definición de políticas de FNCE 1-8
Figura 3-1. Costos de capital de FNCE en el SIN -2010 3-28
Figura 3-2. Costos de generación con FNCE en el SIN -2010 3-29
Figura 3-3. Costos de capital de FNCE en las ZNI – 2010..... 3-31
Figura 3-4. Costos de generación de FNCE en las ZNI -2010 3-32
Figura 7-1. Generación energía eléctrica en el escenario del Plan de Expansión . 7-28
Figura 7-2. Generación energía eléctrica 2005 - 2030, Escenario Plan de Expansión 7-29
Figura 7-3. Generación mensual (GWh Mes)..... 7-30
Figura 7-4. % Generación hídrica mensual y promedio móvil nivel de los embalses últimos 12 meses 7-32
Figura 7-5. % Generación mensual y anual 7-33
Figura 7-6. Generación eléctrica 2005 - 2030 – Esc. Fenómeno del niño..... 7-33
Figura 7-7. Generación eléctrica 2005 - 2030 – Esc. Cambio Climático 7-35
Figura 7-8. Generación eléctrica 2005 - 2030 – Esc. Plan de contingencia 7-36
Figura 7-9. Consumo de energía escenario solar 50% 7-38
Figura 7-10. Participación de la Energía Solar en el Calentamiento de agua. Escenario solar 50 7-39
Figura 7-11. Consumo de energía - Escenario solar 30%..... 7-40
Figura 7-12. Participación de la Energía Solar en el Calentamiento de agua. Escenario solar 30 7-41
Figura 7-13. Emisiones de gases de efecto invernadero 7-42
Figura 7-14. Emisiones de gases de efecto invernadero 7-43
Figura 7-15. Emisiones de gases de efecto invernadero 7-44

ACRÓNIMOS

ACCEFYN	Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
BCH	Banco Central Hipotecario
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CND	Centro Nacional de Despacho
CER	Certificados de Reducción de Emisiones
CE	Comercio de Emisiones
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CIURE	Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía
CAC	Comité Asesor de Comercialización
CAPT	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión
CON	Consejo Nacional de Operación
COLCIENCIAS	Departamento Administrativo de ciencia, tecnología e innovación
DNP	Departamento Nacional de Planeación
US$	Dólar americano
ENSO	El Niño Southern Oscillation
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos
ESMAP	Programa de Asistencia para la Gestión del Sector de Energía
ESP	Empresa de Servicios Públicos
EE.PP.M.	Empresas Públicas de Medellín
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
FC	Fuentes convencionales
FENR	Fuentes de Energía Nuevas y Renovables
FER	Fuentes de Energía Renovables
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
GLP	Gas licuado del petróleo
GN	Gas natural
GNV	Gas natural vehicular
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GEF	Global Environmental Facility o Fondo Mundial Ambiental
GWP	Global Warming Potential
IC	Implementación Conjunta
IEC	International Electrotechnical Comission
IVA	Impuesto al Valor Agregado
ICA	Instituto Colombiano Agropecuario
ICETEX	Instituto Colombiano de Crédito y Estudios Técnicos en el Exterior
INGEOMINAS	Instituto Colombiano de Geología y Minería
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia

IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MAVDT	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial
MCIT	Ministerio de Comercio, Industria y Turismo
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MME	Ministerio de Minas y Energía
MIEM	Ministerio de Minería, Energía e Industria del Gobierno de Uruguay
NTC	Norma Técnica Colombiana
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OMM	Organización Meteorológica Mundial
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PYME's	Pequeña y Mediana Empresa
PEN	Plan Energético Nacional
PCG	Potencial de Calentamiento Global (PCG)
PIB	Producto Interno Bruto
CONOCE	Programa Colombiano de Normalización, Certificación y Etiquetado de Equipos de Uso Final de Energía.
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PNUMA	Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente
PROURE	Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales
PESENCA	Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica
PK	Protocolo de Kyoto
PCF	Prototype Carbon Fund Fondo Prototipo del Carbono del Banco Mundial
SECCI	Sustainable Energy and Climate Change Initiative: Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático
SEGIB	Secretaría General para la Cumbre Iberoamericana
SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje
SIN	Sistema Interconectado Nacional
GTZ	Sociedad Alemana de Cooperación Técnica
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Tcal	Tera-caloría
COP3	Tercera conferencia de las partes
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
UTO	Unidad Técnica de Ozono
UE	Unión Europea
UL	Underwritter Laboratories
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
URE	Uso Racional y Eficiente de Energía
VIS	Vivienda de Interés Social
ZNI	Zonas no interconectadas

“En este nuevo amanecer nuestro país se destacará en los temas más importantes para la humanidad, como el uso sostenible de la biodiversidad, las energías limpias, la seguridad alimentaria, el desarrollo tecnológico y las industrias creativas”.

Discurso de posesión del Presidente de la República de Colombia, Dr. Juan Manuel Santos Calderón

Agosto 7 de 2010

0. RESUMEN EJECUTIVO

El Resumen Ejecutivo se divide en dos secciones: Sobre el Diagnóstico y la Formulación del Plan de Desarrollo para las FNCE (Fuentes No Convencionales de Energía).

1. Sobre el Diagnóstico

Las políticas, los factores determinantes, lo institucional y lo regulatorio

Colombia lleva tres décadas de acciones relacionadas con las FNCE las cuales se han dirigido principalmente hacia la identificación de proyectos individuales para las ZNI, pero sin un plan estructurado alrededor de líneas claras de investigación y desarrollo.

A pesar de que a partir de la Ley 697 de 2001 al Uso Racional de Energía, incluidas las FNCE, se le dio el carácter de interés general y de conveniencia nacional, aún no se cuenta con un Plan que se fundamente en una racionalidad consistente con el contexto colombiano de la cual parta la definición de los objetivos, estrategias, actividades y metas.

A diferencia de los países en desarrollo en los cuales la fijación de políticas y metas en materia de FNCE está directamente ligada a metas de reducción de emisiones y de la dependencia del suministro externo, en el caso colombiano no se han identificado objetivos claros en el campo ambiental, ni de otro tipo, que justifiquen con claridad una política de FNCE para el sector energético, salvo en el caso de los biocombustibles. Tampoco se han trazado políticas claras orientadas a la adquisición de conocimiento clave sobre FNCE con mayor perspectiva de desarrollo en el país.

La falencia principal de proceso de formulación de políticas orientadas a las FNCE en Colombia ha sido la ausencia de un diagnóstico objetivo que permita identificar la dotación efectiva de recursos no convencionales y a partir de ello, elaborar una formulación de objetivos en función de los factores determinantes que deben orientar la toma de decisiones y a partir de ello, diseñar y evaluar las estrategias, mecanismos e incentivos adecuados para alcanzar dichos objetivos, incluyendo los elementos de regulación necesarios, consistentemente con unas metas concretas a ser alcanzadas.

En todo caso, se debe resaltar que la década ha traído un mayor énfasis e interés del Estado en las FNCE manifiesto en la Ley 697 de 2001, su decreto reglamentario con la creación de la comisión intersectorial CIURE, la creación de algunos incentivos tributarios y la adopción reciente por parte del MME del Plan de

Acción URE. Pero los planes se quedan generalmente a nivel de enunciados que no trascienden a acciones concretas por parte de los actores que deberían estar involucrados.

El Potencial de las FNCE

Los recursos evaluados (solar, eólica, PCH's, biomasa) indican una dotación de recursos que dependiendo de la localidad en el país se califican hasta de extraordinarios. A los recursos geotermia, nuclear y energía de los océanos, la información es muy preliminar cuando no prácticamente inexistente.

Para los recursos solar, eólica, PCH's y biomasa, la información disponible se considera básica y permite en la actualidad tomar decisiones de política sobre la utilización de los mismos.

Para la formulación, evaluación y desarrollo de proyectos con estos recursos a una escala mediana o mayor, se recomienda ampliar la cobertura de la información básica incluyendo parámetros adicionales del recurso y aumentar la resolución espacial. Esta recomendación es aplicable sobre todo a las áreas definidas como promisorias.

Es importante tener en cuenta que en Colombia las PCH´s menores de 20 y 10 MW son competitivas bajo las reglas actuales del mercado eléctrico y los incentivos tributarios y de MDL existentes. Se trata de un tipo de fuente con un importante potencial, pero cuya promoción puede resultar en contradicción con el objetivo de diversificación de fuentes energéticas para reducir la vulnerabilidad frente al Cambio Climático.

En el caso de las ZNI la información de dotación de recursos es muy limitada dada en parte por la baja densidad en estas regiones del país de estaciones de medición de radiación solar y viento, y para los demás recursos se cuenta con mínima información o ninguna.

Grado de penetración actual de las FNCE

En el caso del SIN, la penetración de PCHs, cogeneración con base en bagazo de caña y más recientemente la generación eólica, se ha dado en el marco del Mercado Eléctrico, con algunas flexibilidades que la regulación les permite a las plantas menores de 20 MW en el campo de la comercialización de energía.

El total empleado para generación de electricidad asciende a 761.42 MW. En el caso de la cogeneración con biomasa se ha incluido la potencia total instalada en los ingenios que incluye la potencia entregada al SIN. En el caso de energía térmica se ha estimado una potencia equivalente para colectores solares de acuerdo a recomendación internacional. Y finalmente en energía mecánica para

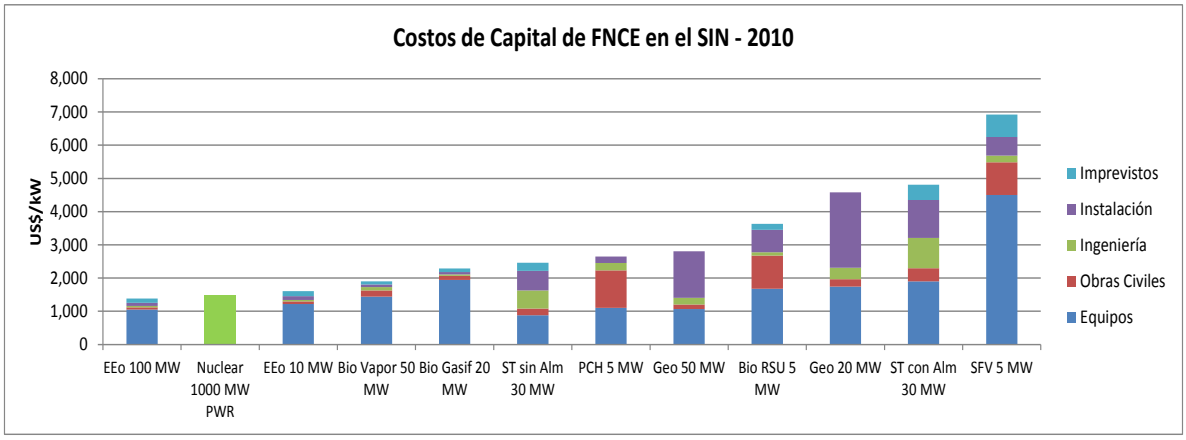
bombeo de agua se da el número de unidades que han comercializado los principales fabricantes de molinos de viento.

En las ZNI las FNCE son esencialmente sistemas fotovoltaicos en aplicaciones aisladas y profesionales (principalmente telecomunicaciones). En fase de implementación, el IPSE está desarrollando varios sistemas demostrativos como los de poligeneración de Nazaret (diesel + solar (100 kW) +eólico (200 kW)) e Isla Fuerte (sistema fotovoltaico con planta a GLP), y un gasificador en Necoclí (40 kW). Además se encuentra en fase de contratación un sistema de generación eólica de 7 MW y una planta de procesamiento de residuos sólidos y generación con una capacidad de 1 MW en San Andrés.

En cuanto se refiere al uso de la biomasa en la producción del calor en el sector agroindustrial se conoce de la utilización in situ de la mayor parte de los residuos. Su baja densidad energética y los costos elevados de transporte a las áreas urbanas hacen no rentable actualmente su utilización.

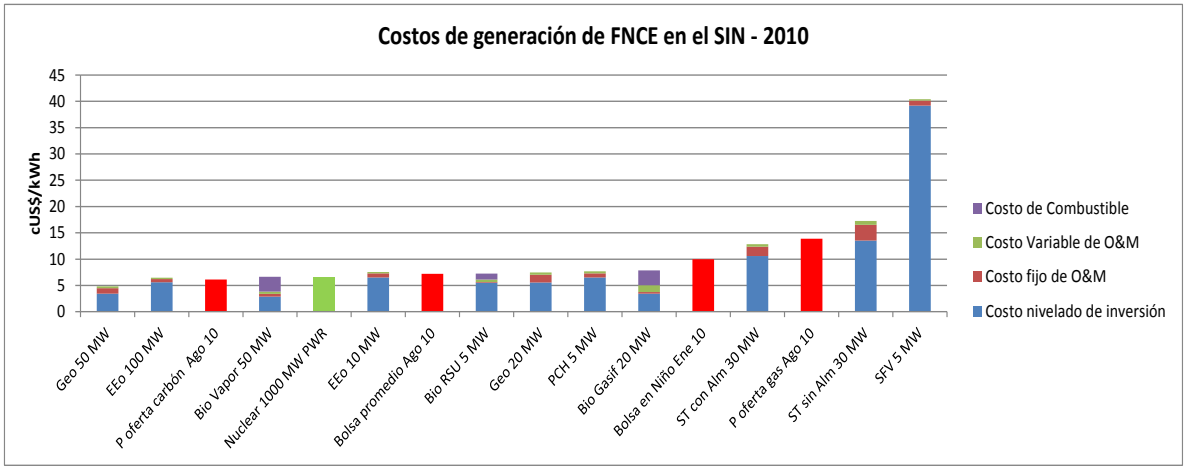
Costos de las tecnologías

La siguiente figura muestra los costos de capital en US$/kW para las diferentes tecnologías consideradas para el SIN. Puede observarse un mínimo costo de inversión de 1385 US$/kW para parques eólicos de 100 MW y costos de inversión de 7.000 US$/kW para centrales solares fotovoltaicas interconectadas a la red.

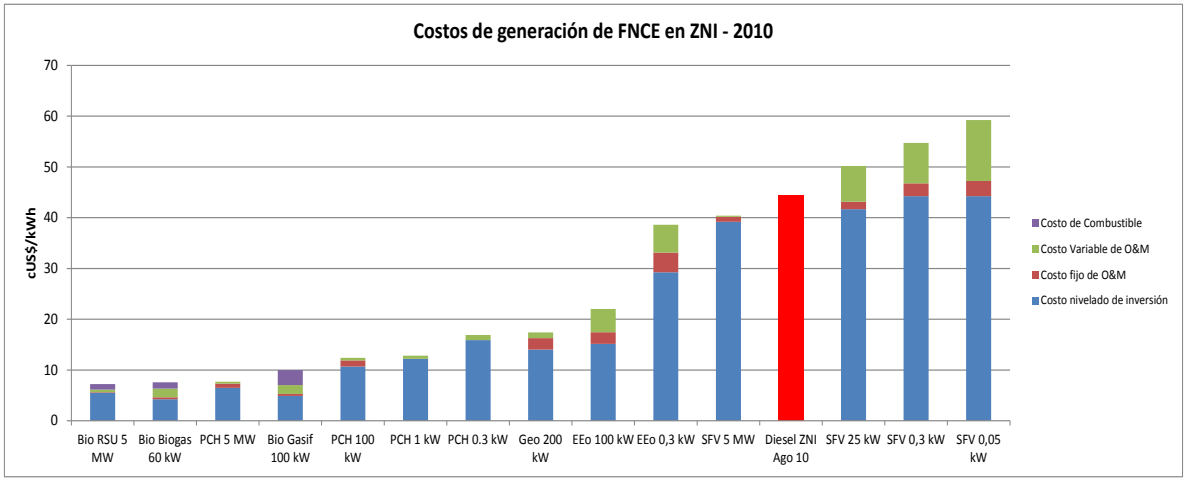


Para estimar los costos nivelados de generación de la energía eléctrica con las diferentes tecnologías, se ha asumido una tasa de descuento de 10% anual, 20 años como periodo de evaluación del proyecto y determinados factores de utilización estimados para el caso colombiano. La siguiente figura muestra los costos nivelados y se han incluidos para efectos comparativos el Precio Promedio de Bolsa Agosto de 2010, el Precio de Oferta de Gas y de Carbón a agosto de 2010. Se puede observar que las tecnologías consideradas se encuentran tanto por debajo del costo promedio de bolsa y varias tecnologías, como la solar

fotovoltaica conectada a la red se encuentra muy distante con costos superiores a los 350 US$/MWh. También hay varias tecnologías (biomasa vapor 50 MW, eólica 10 y 100 MW, y geotermia de 50 MW) que han alcanzado costos de generación por debajo (próximos) al precio promedio de la bolsa y que merecen ser tenidas en cuenta como tecnologías promisorias.



La gráfica siguiente muestra los costos de generación nivelados para las ZNI, en donde también se ha incluido los costos de generación con plantas diesel que alcanza 440 US$/MWh. Los costos no incluyen el factor país para las ZNI. Aun considerando un factor país extremo de 2.5, hay varias tecnologías (biomasa con residuos sólidos, gasificación, PCHS y geotermia de 200 kW) que presentan costos de generación inferiores al costo de generación con plantas diesel en estas zonas.



Análisis de curvas de aprendizaje

En general, dado el tamaño del mercado colombiano se encontró que existe un potencial reducido para la adaptación tecnológica de FNCE en el país, el logro de reducción de costos y la producción local de equipos que a su vez impulse generación de empleo.

Análisis de Barreras y DOFA

Fortalezas.- Colombia cuenta con un potencial considerable de energía eólica, solar, PCHs y biomasa. La eólica y solar tienen complementariedad con la energía hidroeléctrica y pueden aportar firmeza, tal como se ha demostrado en reciente estudio del Banco Mundial para la generación eólica en el SIN. Ello implica un interesante potencial para diversificar las fuentes de generación reduciendo la vulnerabilidad frente al Cambio Climático manteniendo una baja huella de carbono. Adicionalmente sus costos no dependen del valor del petróleo y permiten su instalación en forma modular de acuerdo con las necesidades.

Oportunidades.- En el SIN las oportunidades se presentan principalmente a partir del año 2021 cuando se requiere ampliar la capacidad instalada bajo un escenario de crecimiento alto de la demanda y de escasez en el suministro local de gas natural. También constituye una oportunidad el mantenimiento de los incentivos tributarios y la situación de altos precios del petróleo que permite viabilizar las soluciones de FNCE para las ZNI en sustitución de la generación con diesel, mejorando simultáneamente la calidad del servicio, unido todo esto a la expectativa de reducción de costos de estas tecnologías. Finalmente, el reconocimiento de una rentabilidad mayor a las soluciones con FNCE en ZNI por parte de la CREG (zonas no incluidas en áreas exclusivas concesionadas por el MME) también es una oportunidad a tener en cuenta.

Barreras, debilidades y amenazas.- Definitivamente la principal barrera, en especial para algunas tecnologías, sigue siendo los costos de inversión unido a la poca firmeza de la energía como es el caso de la generación eólica y solar. A lo anterior se añade la ausencia de una regulación que valore la firmeza que se obtiene al considerar la operación complementaria de estas energías renovables no convencionales con la generación hidroeléctrica, aspecto crucial en el caso colombiano.

Una amenaza es la potencial reducción de costos que se pueda dar en las tecnologías no convencionales de generación a carbón, recurso abundante en el país, que facilite su instalación amigable con el medio ambiente con el consecuente impacto positivo en la generación de empleo minero.

2. La Formulación del Plan de Desarrollo para las FNCE

Racionalidad y Alcance del Plan de Desarrollo de las FNCE - PDFNCE

La racionalidad del Plan hace referencia al conjunto de elementos que explican la naturaleza y alcance de los objetivos, estrategias y actividades que se proponen. Igualmente, sirve de fundamento para delinear escenarios razonables en el corto, mediano y largo plazo, con relación a la penetración de las diferentes fuentes y en diferentes campos y espacios de aplicación.

Como ya se expuso, en Colombia no convergen los factores determinantes de política para las FNCE que se presentan en la UE y en general en los países desarrollados relacionados con la reducción de emisiones de GEI y de la dependencia de importación de combustibles fósiles. El Plan se enmarca en las políticas y prioridades del PND, y toma en cuenta, aunque no se restringe para efecto de las recomendaciones, el PEN, el Plan de Expansión Generación – Transmisión del SIN, las leyes y normatividad relevante. La consideración para Colombia de escenarios factibles de penetración para las FNCE en el futuro se encuentra determinada adicionalmente por diferentes elementos clave que definen su pertinencia. Estos elementos son los siguientes:

- **Elementos de política energética nacional.** Conformación de una matriz energética eficiente con base en las señales de costo de oportunidad de los combustibles (en este contexto también se enmarca la expansión de la actividad de generación en el SIN). La excepción la constituyen políticas de participación de determinados energéticos como ha sido el caso de los biocombustibles.
- **Elementos de política ambiental.**- Se refiere a la no existencia de compromisos de obligatorio cumplimiento por parte del país sobre reducción de emisiones de GEI.
- **Elementos de política de desarrollo nacional y contexto económico y social.** Se refiere a las prioridades económicas fijadas por el Plan Nacional de Desarrollo
- **Incertidumbre de variables clave.** Se refiere principalmente a la gran incertidumbre y desconocimiento de aspectos relacionados con el comportamiento futuro de los aportes hídricos por el Cambio Climático y la evolución de los costos de las tecnologías en el mediano y largo plazo.
- **Elementos de la dinámica propia de la expansión del SIN.** Se refiere al hecho de que el SIN tiene definido proyectos que garantizan la oferta de energía hasta finales de la presente década en un escenario alto de demanda. Por lo tanto, la consideración de escenarios de mediano y parte

del largo plazo para analizar posibilidades de incorporación de FNCE en el SIN no encuentra una justificación válida.

- **Estado actual de desarrollo de las FNCE en Colombia.** Se refiere a la etapa embrionaria en que se encuentra el país respecto a las ER lo cual sugiere una estrategia de aprendizaje tal como lo señalan las bases del Plan Nacional de Desarrollo en trámite ante el Congreso.

Sin embargo, para Colombia, existen aspectos que constituyen una motivación para el diseño de políticas orientadas a la creación de condiciones favorables a la penetración de las FNCE en el futuro:

- Las potenciales amenazas del Cambio Climático sobre el comportamiento de los aportes hídricos del país y por ende sobre la energía firme de las plantas hidroeléctricas indica la conveniencia de una mayor diversificación de las fuentes de generación. Este aspecto resulta pertinente para las FNCE en la medida que la generación eólica sea complementaria a la generación hidroeléctrica, no solamente ante escenarios más críticos del Cambio Climático, sino bajo escenarios actuales del fenómeno El Niño.
- El potencial de soluciones costo eficientes para las ZNI bajo escenarios de costos crecientes del petróleo.
- El compromiso político del Estado Colombiano, de contribuir con la adopción de medidas que contribuyan a mitigar el Cambio Climático, lo cual implica mantener en lo posible su bajo nivel de emisiones. Ello permite:
    - Fortalecer la imagen de país verde.
    - Fortalecer y respaldar los compromisos del país en el campo de las medidas para enfrentar el Cambio Climático.
    - Articular al país a la corriente internacional en pro del desarrollo e introducción de las FNCE.
    - Introducir las ER gradualmente de acuerdo con los potenciales observados, los costos y beneficios.

Con base en lo expuesto antes y en especial, de acuerdo con las condiciones de Colombia en cuanto a los factores determinantes de política, su situación embrionaria en materia de FNCE (excepto en PCH´s), el Plan que se propone tiene el siguiente alcance general:

> *El Plan de Desarrollo para las FNCE 2011 – 2020 se visualiza como un instrumento dinámico de política cuyo objetivo es preparar al país para que avance de manera flexible y gradual hacia la incorporación en su matriz energética de fuentes limpias, con el fin de reducir la vulnerabilidad del*

Sistema Interconectado frente a impactos negativos del Cambio Climático y fortalecer su imagen de País Verde y de compromiso frente al Calentamiento Global, en el contexto de las condiciones sociales, económicas, tecnológicas, ambientales, y de política energética y de desarrollo.

En este sentido, el Plan se concibe como un conjunto de objetivos, estrategias, acciones y proyectos concretos, que en la medida que se vayan desarrollando permitirán que se materialicen las condiciones que hagan viable le penetración gradual y eficiente de las FNCE.

En este sentido, el Plan que se formula se caracteriza por corresponder a una etapa embrionaria y de aprendizaje en las FNCE en Colombia y se enfoca principalmente a la creación de las condiciones que permitirán en el mediano y largo plazo la penetración, más allá de lo existente actualmente, de estas fuentes, en forma consistente con los siguientes objetivos y racionalidad del Plan.

Formulación de Objetivos y Estrategias del PDFNCE

A diferencia de las políticas y objetivos delineados en el pasado, la presente formulación ha buscado el mayor nivel de concreción y objetividad posible, en el marco de las prioridades y limitación de recursos del país, bajo un enfoque de planeación dinámica que debe permitir que el Plan se vaya ajustando periódicamente, con la respectiva formulación de metas flexibles de penetración hacia adelante.

Se propone un conjunto de objetivos, algunos de ellos de naturaleza transversal a los diferentes usos de las ER, y otros que se concentran principalmente en usos determinados como son la generación de energía en el SIN y en las ZNI. Para ello se ha tomado en cuenta lo siguiente.

a- Generación de energía eléctrica en el SIN con FNCE

- La generación con PCH´s ya es viable en el SIN bajo el actual esquema de mercado y presenta una dinámica importante de identificación y gestación de proyectos. Sin embargo, deberá evaluarse hasta qué punto la promoción de este tipo de generación resulta contradictorio con el objetivo de reducir la vulnerabilidad del SIN en su componente hidrológico diversificando la canasta de fuentes.
- La energía eólica muestra complementariedad con la generación hidroeléctrica en los eventos secos lo cual puede constituir una alternativa para reducir la potencial vulnerabilidad ante al Cambio Climático en el largo plazo manteniendo un bajo nivel de emisiones de GEI en el SIN.

- Ya se cuenta con interés empresarial por instalar proyectos eólicos, siendo Jepirachi ya una realidad en el contexto del mercado eléctrico, con los incentivos tributarios existentes y el MDL.
- La ER más promisoria es la generación eólica con costos de generación por kWh que se acercan al umbral de competencia. En efecto, el estudio realizado por el Banco Mundial ilustra que con algunas medidas regulatorias que valoren el aporte de energía firme de dicha generación al SIN, bajo un enfoque de complementariedad con plantas hidroeléctricas, se puede facilitar la entrada de nuevos proyectos[1].
- Existen proyectos estructurados e interés por parte de varias empresas de ejecutar nuevas instalaciones eólicas.
- La cogeneración, como en el caso del bagazo de caña, tendrá la posibilidad de seguir avanzando en la medida que se presenten proyectos que resulten eficientes tal como ocurre actualmente. La generación con otro tipo de biomasa en el SIN requiere una exploración aún mayor de su potencial y de la respectiva valoración de amenazas potenciales del Cambio Climático sobre los cultivos que le sirven de base.
- La energía geotérmica requiere la realización de actividades exploratorias cuyos costos necesitan de una evaluación en mayor detalle para identificar el esfuerzo económico requerido y el potencial nivel de apoyo que se podría obtener de recursos públicos y de cooperación internacional.
- La utilización de la energía nuclear se visualiza en el muy largo plazo, para lo cual se considera conveniente ir construyendo las condiciones que lo permitan cuando ello resulte conveniente para el país desde el punto de vista de seguridad energética y de costos.
- Sin perjuicio de todo lo anterior, tal como se observa a nivel internacional, se debe permitir, mediante un marco regulatorio apropiado, el desarrollo de la generación distribuida con base en las diferentes alternativas de ER, cuya identificación será el resultado de la iniciativa privada mediante la explotación de múltiples oportunidades que se presentan en la cadena de producción.

[1] Vergara, W. et al. (2010) Wind Energy in Colombia – A Framework for Market Entry. The World Bank. Washington D.C.

b- Generación de energía eléctrica en las ZNI y soluciones aisladas para población dispersa

- Se considera que la estrategia central para la utilización de ER en las ZNI es la construcción de soluciones estándar en el campo de la biomasa, solar, eólica y microcentrales, a partir de la estructuración de proyectos de investigación, desarrollo, montaje de proyectos demostrativos en localidades típicas y su posterior réplica a otras localidades similares.
- Esta estrategia requiere de la adopción de una serie de actividades bien articuladas en el mediano y largo plazo, con un soporte institucional adecuado. Algunos lineamientos se presentan en este documento.
- Esta propuesta debe construirse aprovechando la experiencia adquirida por diversas instituciones y organizaciones, principalmente por el IPSE, en un sinnúmero de proyectos de investigación y de aplicación local, tomando en cuenta los aspectos de participación de las comunidades que determinan el éxito de implantación de determinada solución energética.

El objetivo general del PDFNCE es crear las condiciones que incentiven la utilización de FNCE en los siguientes campos:

- Generación con base en FNCE en el SIN para diversificar las fuentes de generación y reducir la vulnerabilidad ante el cambio climático manteniendo un bajo nivel de emisiones de GEI.
- Desarrollo de soluciones energéticas replicables para la población dispersa y las ZNI.
- Instalación de soluciones energéticas para la producción de calor industrial y calentamiento de agua en edificaciones.

El logro del objetivo general se alcanzará mediante el logro de objetivos específicos que buscan reducir y/o eliminar barreras identificadas en el diagnóstico y crear condiciones favorables.

La siguiente tabla esquematiza los objetivos con sus respectivas estrategias:

OBJETIVOS	**Profundizar en el conocimiento del potencial de recursos de FNCE más promisorias y facilitar el acceso a la información para los interesados.**	**Incentivar la penetración de FNCE más promisorias con el fin de diversificar las fuentes de generación y reducir la potencial vulnerabilidad frente al cambio climático**	**Desarrollo de capacidad, I+D+I y apropiación tecnológica**	**Construir gradualmente una estrategia de largo plazo para introducir al país en el campo de la generación nuclear**
ESTRATEGIAS	Vincular al país a convenios internacionales de investigación y evaluación de recursos de FNCE	Crear condiciones para facilitar la instalación de FNCE competitivas	Desarrollo de proyectos de apropiación tecnológica para el SIN	Definición de las decisiones de política relacionadas con la utilización de la energía nuclear
	Estructuración de un programa de mediciones	Determinar metas de instalación y generación y su instrumentación mediante regulación a partir de política	Desarrollar proyectos de apropiación tecnológica para ZNI	Trabajo preparatorio para la iniciación del programa nuclear
	Continuar con los proyectos de conocimiento del potencial de PCH´s bajo un ambiente de Cambio Climático	Definición de un marco de pre licenciamiento ambiental, ordenamiento del recurso y espacio, tal que faciliten la ejecución de proyectos y reduzcan la incertidumbre	Desarrollo de otros proyectos de apropiación tecnológica	
	Desarrollo de un Sistema de Información de FNCE		Conformación de una Red Nacional de FNCE	
	Completar los estudios de prefactibilidad en las tres aéreas geotérmicas prioritarias			
	Definir criterios de asignación de recursos para proyectos específicos cuyo potencial de utilización sea promisorio			

Cada estrategia cuenta con un conjunto de actividades a ser desarrolladas por entidades responsables de ejecutarlas en el horizonte de tiempo que se estima conveniente. También se ha realizado un estimativo del presupuesto requerido.

Las estrategias del segundo objetivo toman en cuenta dos posibles enfoques de política a ser adoptados por el Gobierno y el Estado en general: un enfoque de

mercado y un enfoque administrado tipo portafolio con participaciones mínimas de determinadas de FNCE. En una primera instancia se puede privilegiar el primer enfoque dado que se espera una reducción de costos de las tecnologías y que en el caso del SIN el suministro de energía firme se encuentra garantizado durante la presente década.

A continuación se presentan las tablas que sintetizan las actividades definidas para cada objetivo y estrategia.

Objetivo 1: Profundizar en el conocimiento del potencial de recursos de FNCE más promisorias y facilitar el acceso a la información para los interesados.

Estrategia 1.1: Vincular al país a convenios internacionales de investigación y evaluación de recursos de FNCE.

Estrategia 1.1: Vincular al país a convenios internacionales de evaluación de recursos e investigación.						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.1.1. Participar en los programas internacionales de evaluación de recursos de FNCE (fase posterior del programa SWERA de UNEP)						
1.1.1.1. Identificación de los arreglos institucionales y requisitos presupuestales para efectos de la vinculación al SWERA segunda fase	**UPME** - MME - IDEAM	2011			20,000	Ppto Nal.
1.1.1.2. Vinculación y participación de Colombia en SWERA (organización agenda, participación en talleres con SWERA, validación de información)	**UPME** - IDEAM				80.000 anuales	Ppto Nal. Y asistencia multilateral
1.1.1.3. Procesar la información con fines energéticos y darle el formato requerido para la ingeniería y diseño de sistemas de ER	**UPME** -IDEAM				40.000 anuales	
1.1.2. Promover convenios con universidades y centros de investigación a nivel internacional (p.e. U. Kassel en Alemania, NREL en USA, etc.) para capacitación, proyectos de I&D conjuntos, etc.						
1.1.2.1. Identificar y evaluar la viabilidad de establecer convenios con universidades y centros de investigación claves	Colciencias		Elaboración de		50.000 anuales	Colciencias y Ppto Nal
1.1.3. Participar en programas internacionales de investigación sobre el Cambio Climático y del Fenómeno del Niño	**IDEAM** - UPME				50.000 anuales	Ppto Nal y asistencia multilateral

Estrategia 1.2: Estructuración de un programa de mediciones para fuentes más promisorias y en regiones estratégicas

Estrategia 1.2: Estructuración de un programa de puntos de medición directa para fuentes más promisorias y en regiones						
1.2.1. Eólica						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.2.1.1. Seleccionar regiones y sitios estratégicos (Guajira, región entre Ciénaga y Cartagena, etc.), diseñar y evaluar la conveniencia de la instalación de unidades de medición, costo y financiamiento	**IDEAM - UPME**	2011			300,000	UPME - Banca Multilateral
1.2.1.2. Adquisición, instalación, operación y procesamiento de la información	**IDEAM - UPME**				20.000 anuales	UPME
1.2.2. Solar						
1.2.2.1. Seleccionar regiones y sitios estratégicos en función del uso (calor, generación distribuida), diseñar y evaluar la conveniencia de la instalación de unidades de medición, costo y financiamiento	**IDEAM - UPME**				Costos incluidos en 1.2.1.1.	UPME - Banca Multilateral
1.2.2.2. Adquisición, instalación, operación y procesamiento de la información	**IDEAM - UPME**				20.000 anuales	UPME

Estrategia 1.3: Continuar con los proyectos de conocimiento del potencial de PCH´s bajo un ambiente de Cambio Climático.

Estrategia 1.3 . Continuar con los proyectos de conocimiento del potencial de PCH's bajo un ambiente de Cambio Climático						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.3.1 Continuar con los proyectos de conocimiento del potencial de PCH's bajo un ambiente de Cambio Climático	**UPME** - IDEAM				en ejecución	Ppto Nacional

Estrategia 1.4: Desarrollar un Sistema de Información de FNCE con acceso al público.

Estrategia 1.4:Desarrollar un Sistema de Información de FNCE con acceso al público						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.4.1 Desarrollo e implantación de una plataforma GIS	**UPME**		2012 - 2013		100,000	Banca multilateral - Ppto Nal
1.4.2 Diseño de una propuesta de reglas y costos de acceso a toda la información disponible relacionada con FNCE	**UPME -** IDEAM		2011 - 2012		20,000	Banca multilateral - Ppto Nal

Estrategia 1.5: Completar los estudios de prefactibilidad en las tres aéreas prioritarias encontradas en estudios anteriores.

Estrategia 1.5: Completar los estudios de prefactibilidad en las tres aéreas prioritarias encontradas en estudios anteriores. Áreas del volcán Azufral en Nariño, proyecto binacional Chiles-Cerro Negro-Tufiño en la frontera con Ecuador y Paipa Iza en Boyacá.						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.5.1 Con apoyo de la banca multilateral realizar los estudios de prefactibilidad en las tres áreas promisorias.	**Ingeominas, Colciencias, UPME, MME**	2011 - 2013			6,000,000	Banca multilateral - Ppto Nal

Estrategia 1.6: Definir criterios de asignación de recursos para proyectos específicos cuyo potencial de utilización sea promisorio

Estrategia 1.6: Definir criterios de asignación de recursos para proyectos específicos cuyo potencial de utilización sea promisorio (ejemplo proyectos con energía de los mares)						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.6.1 Elaboración de términos de referencia para estudio preliminar de potencial mareomotriz, identificación de áreas promisorias en función del potencial de conexión al SIN o suministro de energía a ZNI	**UPME, Colciencias**	2011			15,000	Banca multilateral - Ppto Nal
1.6.2 Elaboración de estudio para la identificación preliminar de posibles proyectos con energía mareomotriz y la definición de criterios para la asignación de recursos a actividades que se consideren promisorias	**UPME, Colciencias**		2012 - 2013		400,000	Banca multilateral - Ppto Nal
1.6.3 Elaboración de términos de referencia para estudio de caracterización del potencial de biomasa a nivel regional (residuos agrícolas, cultivos dendroenergéticos, y jatropha y otras para producción de combustibles), definición de áreas promisorias en función de las soluciones energéticas para ZNI	**UPME, Colciencias**	2011			15,000	Banca multilateral - Ppto Nal
1.6.4 Elaboración de estudio de caracterización del potencial de biomasa a nivel regional (residuos agrícolas, cultivos dendroenergéticos, jatropha y otras para producción de combustibles), definición de áreas promisorias en función de las soluciones energéticas para ZNI	**UPME, Colciencias**	2011			400,000	Banca multilateral - Ppto Nal

Objetivo 2: Incentivar la penetración de FNCE más promisorias con el fin de diversificar las fuentes de generación y reducir la potencial vulnerabilidad del SIN frente al cambio climático.

Estrategia 2.1: Crear condiciones para facilitar la instalación de FNCE competitivas

Estrategia 2.1: Crear condiciones para facilitar la instalación de FNCE competitivas						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
2.1.1. Introducir en el PND y en el PEN la política de facilitar a través de la regulación, la valoración de los atributos de complementariedad bajo condiciones de hidrología crítica de la generación eólica y de energía firme de otras fuentes como la geotérmica y la solar térmica	**MME - UPME**	2011				
2.1.2. Desarrollar una metodología para valorar la firmeza de la generación con FNCE bajo el concepto de complementariedad con la generación hidroeléctrica bajo condiciones de hidrología crítica.	CREG	2011			150,000	CREG
2.1.3. Regular el criterio de ENFICC para la generación eólica de acuerdo con los resultados de la metodología anterior.	CREG		2012			CREG
2.1.4 Estudiar la viabilidad de dar el tratamiento de planta menor a la generación eólica superior a 20 MW.	CREG		2012		80,000	CREG
2.1.5 Realizar un estudio sobre la normatividad necesaria para la explotación del recurso geotérmico.	MME UPME		2012		120,000	Banca multilateral / Coop internacional
2.1.6 Estudio de la viabilidad y conveniencia de la eliminación de otros cargos del SIN (costos de arranque y parada, FAZNI y CERE) para las FNCE	CREG	2011				
2.1.7 Incorporación en el plan de expansión generación transmisión de la política consistente en evaluar las amenazas del cambio climático sobre el sistema de generación	CREG		2012			
2.1.8 Diseñar la regulación requerida para facilitar la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos y cogeneración.	CREG		2012 - 2013		50,000	Banca multilateral / Coop internacional
2.1.9. Desarrollar las normatividad necesaria para establecer contribuciones mínimas del uso de la energía solar en vivienda nueva y otras edificaciones que demanden calentamiento de agua	UPME, MAVDT, CAMACOL, Cámara Colombiana de Construcción Eficiente		2011 - 2012		150,000	Banca multilateral / Coop internacional

Estrategia 2.2: Determinar metas de instalación y generación y su instrumentación mediante regulación a partir de política.

Estrategia 2.2: Determinar metas de instalación y generación y su instrumentación mediante regulación a partir de política.						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
2.2.1. Evaluar el nivel apropiado de penetración que puede tener la energía eólica instalada en la Guajira de acuerdo con la configuración, confiabilidad y complementariedad con el SIN.	UPME		2012		100,000	Banca multilateral / Coop internacional
2.2.2. Elaborar proyecto de ley para adoptar política y metas de instalación mínima de generación eólica facultando a la CREG para que la instalación se de mediante procesos competitivos o subastas en forma gradual a través de un horizonte de tiempo, también en el caso en que los costos de la generación eólica resulten mayores a los precios del mercado de la energía, se trasladen al usuario final del SIN	MME - UPME		2012		50,000	Banca multilateral / Coop internacional
2.2.3. Trámite del proyecto de ley	MME		2013			
2.2.4. Desarrollo regulatorio de la ley	CREG		2014			
2.2.5. Convocatoria y realización de subastas	CREG			2015-2017		

Estrategia 2.3: Definición de un marco de pre licenciamiento ambiental, ordenamiento del recurso y espacio, tal que faciliten la ejecución de proyectos y reduzcan la incertidumbre.

Estrategia 2.3: Definición de un marco de pre licenciamiento ambiental, ordenamiento del recurso y espacio, tal que faciliten la ejecución de proyectos y reduzcan la incertidumbre.						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
2.3.1. Con base en experiencia de Jepirachi y de proyectos de Isagén, evaluar la conveniencia de regular la utilización del recurso eólico y las potenciales granjas eólicas que se realizan dentro de territorios indígenas.	MME MAVDT		2012-2013		50,000	Presupuesto nacional + banca multilateral
2.3.2. Evaluar la conveniencia de implantar procesos de pre licenciamiento ambiental que involucre acuerdos con las comunidades, liderados por el Gobierno Nacional para proyectos futuros de generación eólica.	MME MAVDT		2012-2013		50,000	Presupuesto nacional + banca multilateral
2.3.3. Proponer un plan de aprovechamiento de los espacios en los cuales se localiza el recurso eólico.	MME - UPME		2012-2013		50,000	Presupuesto nacional + banca multilateral

Objetivo 3: Desarrollo de capacidad, I+D+I y apropiación tecnológica

Estrategia 3.1. Desarrollo de proyectos de apropiación tecnológica en el SIN

Estrategia 3.1. Desarrollar proyectos de apropiación tecnológica SIN						
3.1.1. Generación distribuida con sistemas fotovoltaicos						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.1.1.1 Desarrollar la ingeniería de dos proyectos demostrativos para generación distribuida, uno para sistemas interconectados entre sí y a la red y otro centralizado y conectado a la red (costo estimado para 200 kWp)	UPME, MME, ANER	2012			240,000	
3.1.1.2 Gestionar alianzas publico-privadas para el desarrollo de proyectos demostrativos.	EPM, ISAGEN y otras Generadoras, Ecopetrol, UPME, MME, Colciencias				2,400,000	Banca Multilateral + ANER
3.1.1.3 Evaluar técnica y económicamente los proyectos con el fin hacer las recomendaciones sobre costos, financiación y normatividad, para poder llevar las experiencias exitosas a escala comercial.	UPME, MME, Colciencias, ANER				72,000	Banca Multilateral + ANER
Estrategia 3.1.2 Desarrollar proyectos demostrativos de Generación Solar Térmica						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.1.2.1. Desarrollar la ingeniería de dos proyectos demostrativos interconectados a la red, uno con soporte de caldera adicional alimentada con biomasa en el Huila y otro con caldera adicional de carbón en la costa atlántica (costo estimado para 2 centrales de 10 MW cada una).	UPME, MME, ANER	2012			8,652,000	
3.1.2.2 Gestionar alianzas publico-privadas para el desarrollo de proyectos demostrativos.	EPM, ISAGEN y otras Generadoras, Ecopetrol, UPME, MME, Colciencias				86,520,000	Banca Multilateral + ANER
3.1.2.3 Evaluar técnica y económicamente los proyectos con el fin hacer las recomendaciones sobre costos, financiación y normatividad, para poder llevar las experiencias exitosas a escala comercial.	UPME, MME, Colciencias, ANER				2,595,600	Banca Multilateral + ANER
3.1.3. Utilización de Residuos Sólidos Urbanos para generación de electricidad						
3.1.3.1. Desarrollar la ingeniería de un proyectos demostrativo para la utilización de residuos sólidos urbanos para la generación de electricidad (5 MW)	UPME - ANER	2012			1,814,500	Banca multilateral + generadoras interesadas
3.1.3.2 Gestionar alianzas publico-privadas para el desarrollo de proyectos demostrativos.	EPM, ISAGEN y otras Generadoras, Ecopetrol, UPME, MME, Colciencias				18,145,000	Banca multilateral + generadoras interesadas
3.1.3.3 Evaluar técnica y económicamente los proyectos con el fin hacer las recomendaciones sobre costos, financiación y normatividad, para poder llevar las experiencias exitosas a escala comercial.	UPME, MME, Colciencias, ANER				544,350	Banca multilateral + generadoras interesadas

Estrategia 3.2. Desarrollar proyectos de apropiación tecnológica para ZNI

Estrategia 3.2. Desarrollar proyectos de apropiación tecnológica ZNI						
3.2.1. Desarrollo de tecnologías de generación de electricidad en base a biomasa						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.2.1.1. Desarrollar la ingeniería de proyectos demostrativos para la generación de electricidad a partir de biomasa empleando: gasificadores de madera o desechos agrícolas; plantas de biogás; cultivos de jatropha u otros para la producción de biocombustibles; utilización de los residuos sólidos urbanos en cualquiera de las tecnologías, pirolisis, incineración o fermentación. Se debe tener en cuenta la sostenibilidad de los mismos que en este caso se traduce en el manejo de toda la cadena, la producción de la biomasa la operación de las plantas y el manejo de los desechos, y finalmente la apropiación de la tecnología por parte de las comunidades.	Gobernaciones departamentales, UPME, IPSE, MME, ANER, Colciencias	2012			300,000	
3.2.1.2 Gestionar alianzas publico-privadas para el desarrollo de proyectos demostrativos.	Gobernaciones departamentales, UPME, IPSE, MME, ANER, Colciencias				3,000,000	Banca Multilateral + ANER
3.2.1.3 Evaluar técnica y económicamente los proyectos con el fin hacer las recomendaciones sobre costos, financiación y normatividad, para poder llevar las experiencias exitosas a escala comercial.	Gobernaciones departamentales, UPME, IPSE, MME, ANER, Colciencias				90,000	Banca Multilateral + ANER
3.2.2. Desarrollo de estufas de leña más eficientes						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.2.2.1. Identificar proyectos exitosos de estufas de leña eficientes realizados principalmente en Centroamérica	Universidades, IPSE, ANER	2012			500,000	Colciencias, ANER, IPSE
3.2.2.2 Diseñar estufas eficientes	Universidades, IPSE, ANER	2012				Colciencias, ANER, IPSE
3.2.2.3 Probar las estufas eficientes e introducir mejoras	Universidades, IPSE, ANER	2013				Colciencias, ANER, IPSE
3.2.2.4 Adelantar programas demostrativos en diferentes regiones del país y evaluarlos	Universidades, IPSE, ANER					Colciencias, ANER, IPSE
3.2.2.5 Desarrollar mecanismos de masificación de estas estufas para diversas regiones del país.	Universidades, IPSE, ANER					Colciencias, ANER, IPSE
3.2.2.6 Evaluar el proyecto de masificación de estas estufas	Universidades, IPSE, ANER					Colciencias, ANER, IPSE

Estrategia 3.3. Desarrollar otros proyectos de apropiación tecnológica

Estrategia 3.3. Desarrollar otros proyectos de apropiación tecnológica

3.3.1. Calentadores solares

Actividad / Proyecto	Responsable	Corto Plazo	Mediano Plazo	Largo Plazo	Costo Estimado US$	Posible Financiación
3.3.1.1 Montar bancos de pruebas de calentadores solares	Universidades, ANER	2012			300,000	Colciencias, ANER
3.3.1.2 Modelar el comportamiento de calentadores solares	Universidades, ANER		2013			Colciencias, ANER
3.3.1.3 Elaborar recomendaciones a los fabricantes nacionales para mejorar sus productos	Universidades, ANER		2013			Colciencias, ANER

3.3.2. Desarrollar pautas de diseño de sistemas híbridos para las ZNI

Actividad / Proyecto	Responsable	Corto Plazo	Mediano Plazo	Largo Plazo	Costo Estimado US$	Posible Financiación
3.3.2.1. Identificar proyectos exitosos de sistemas híbridos	Universidades, IPSE, ANER	2012			200,000	IPSE, ANER
3.3.2.2 Evaluar el comportamiento de los sistemas híbridos operativos en Colombia	Universidades, IPSE, ANER		2013			IPSE, ANER
3.3.2.3 Desarrollar pautas de diseño de sistemas híbridos para diferentes regiones del país.	Universidades, IPSE, ANER		2013			IPSE, ANER
3.3.2.4 Investigar y desarrollar pequeños sistemas híbridos para las ZNI	Universidades, IPSE, ANER		2013			IPSE, ANER

3.3.3 Establecer programas agrícolas para evaluar cultivos energéticos de rápido crecimiento y producción de biomasa.

Actividad / Proyecto	Responsable	Corto Plazo	Mediano Plazo	Largo Plazo	Costo Estimado US$	Posible Financiación
3.3.3.1 Selección y evaluación de especies vegetales del trópico de rápido crecimiento	Min. Agricultura, MMA, MME, Secretaria de agricultura y universidades y centros de desarrollo tecnológico e industriales				1,500,000	Ayudas internacionales, COLCIENCIAS, Sector privado interesado
3.3.3.2 Siembra y seguimiento de cultivos industriales de especies vegetales de rápido crecimiento						
3.3.3.3Transferencia tecnológica						

Estrategia 3.4: Conformación de una Red Nacional de FNCE

Estrategia 3.4: Conformación de una Red Nacional de FNCE						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.4.1. La red tendría como tareas:	UPME, MME, Centros de investigación y desarrollo, Universidades.	2011				Ayudas internacionales, COLCIENCIAS, Sector privado interesado
Optimizar la utilización de recursos de I+D+i		2011				
Facilitar el intercambio de información para evitar la duplicación de esfuerzos.		2011				
Fortalecer el sistema de información		2011				
Proveer información sobre proyectos en tiempo real		2011				
Contribuir a la divulgación de las FNCE, a la capacitación y al aumento de programas de formación		2011				
Incluir al sector empresarial en concordancia con las ley de CyT.		2011				
3.4.2. Operacionalizar y mantener la red		2011				

Objetivo 4: Construir gradualmente una estrategia de largo plazo para introducir al país en el campo de la generación nuclear en el SIN.

Estrategia 4.1: Definición de las decisiones de política relacionadas con la utilización de la energía nuclear en el SIN

Estrategia 4.1: Definición de las decisiones de política relacionadas con la utilización de la energía nuclear en el SIN						
Actividades	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
4.1.1. Estudio sobre el papel de la energía nuclear en el SIN durante la segunda década del milenio	**MME UPME**	**2011 - 2012**			500,000	-
4.1.2. Reconocimiento de las obligaciones y compromisos asociados con un programa nuclear, tanto a nivel nacional como internacional, en relación con:	**MME UPME**					
4.1.2.1 El desarrollo de un marco legal nuclear global que incluya todos los aspectos relativos al empleo pacifico de la energía nuclear.	**MME UPME**	**2011 - 2012**				**OIEA - ANH - CNEA***
4.1.2.2. El establecimiento y mantenimiento de un marco regulatorio adecuado	**MME UPME**	**2011 - 2012**				**OIEA - ANH - CNEA***
4.1.2.3. La preparación de los recursos humanos para las instituciones publicas y para las empresas operadoras, requeridas para ejercer una supervisión de manera efectiva y para desarrollar el programa nuclear	**MME UPME**	**2011 - 2012**				**OIEA - ANH - CNEA* - Colciencias**
4.1.2.4. El aseguramiento de recursos financieros adecuados para la construcción, operación continua de manera segura, clausura de la central nuclear, así como para la gestión de los residuos radiactivos	**MME UPME**	**2011 - 2012**				**OIEA - ANH - CNEA***
4.1.2.5. Desarrollo de un programa para todos los aspectos de la operación, clausura y gestión de los residuos radiactivos	**MME UPME**	**2011 - 2012**				**OIEA - ANH - CNEA***
4.1.2.6. Administración de materiales radiactivos a largo plazo	**MME UPME**	**2011 - 2012**				**OIEA - ANH - CNEA***
4.1.2.7. Comunicación de manera abierta y transparente, con el público y los gobiernos de países vecinos, acerca de las consideraciones hechas para la introducción de la energía nuclear en Colombia	**MME UPME**	**2011 - 2012**			-	-
4.1. 3 Elaboración de documento CONPES sobre lineamientos de energía nuclear para el SIN orientados al largo plazo	**MME**		**2012 - 2013**		-	-
4.1.4. Decisión política inicial por parte del Gobierno, de considerar la energía nuclear para la generación eléctrica	**CONPES**		**2013**		-	-

Estrategia 4.2: Trabajo preparatorio para la iniciación del programa nuclear

Estrategia 4.2: Trabajo preparatorio para la iniciación del programa nuclear						
Actividades para el Gobierno					-	-
4.2.1. Aprobar todos los componentes del marco jurídico global mencionados antes.	**MME - MINRELACIONES - CONGRESO**		**2014-2016**		-	-
4.2.2. Establecer y garantizar la competencia del organismo regulador para que desarrolle un sistema de licenciamiento y vigilancia que le permita supervisar el cumplimiento de las normas de seguridad y las directrices de seguridad, de acuerdo con las normas del OIEA.	**MME**		**2014-2016**		**Se requerirán unas 50 personas para un programa**	**OIEA - CNEA***
4.2.3. Decidir sobre las modalidades financieras y operacionales para la propiedad y la operación de las centrales nucleares (sector publico, sector privado y/o de propiedad extranjera)	**MME**		**2015-2016**		-	**OIEA - CNEA***
4.2.4. Establecer los acuerdos financieros de largo plazo para la clausura y la gestión de residuos radiactivos, así como las responsabilidades civiles asociadas	**MME**		**2015-2016**		-	**OIEA**
4.2.5. Asegurar la participación y apoyo al programa nuclear, por parte de todas las partes interesadas.	**MME**			**2015-2017**	-	**OIEA - CChEN****
4.2.6. Evaluar dónde la capacidad técnica nacional, debe mejorar y desarrolle una política para la participación nacional	**MME - COLCIENCIAS**			**2015-2017**	**100,000**	**OIEA - ANH* - COLCIENCIAS**
4.2.7. Definir el grado de participación nacional, a nivel técnico e industrial, en el desarrollo del programa nuclear futuro.	**MME - COLCIENCIAS - ANDI**			**2015-2017**	**100,000**	**OIEA - ANH* - COLCIENCIAS**
4.2.8. Identificar los requerimientos y hacer arreglos necesarios en relación con atención de emergencias, medidas de seguridad y protección del medio ambiente	**MME- MINAMBIENTE - MINPROTECCION**			**2015-2017**	-	**OIEA**
Actividades para el Propietario/operador						
4.2.9. Realizar un estudio de factibilidad con el fin de confirmar la viabilidad del programa de energía nuclear	**UPME - GENERADORES**		**2014-2015**		**500,000**	**OIEA - ANH* - COLCIENCIAS**
4.2.10. Identificar y justificar un sitio para la central nuclear	**UPME - GENERADORES**		**2014-2015**			**OIEA - ANH* - COLCIENCIAS**
4.2.11. Establecer una política a largo plazo para la adquisición de combustible y la gestión del combustible gastado y de los residuos nucleares	**UPME- Ingeominas - MME**			**2016-2017**		**UPME- Ingeominas - MME**
4.2.12. Identificar y elaborar un plan de capacitación y entrenamiento de los recursos humanos para la central nuclear	**UPME- Ingeominas - MME Colciencias**			**2016-2017**		**UPME- Ingeominas - MME Colciencias**
4.2.13. Establecer una organización, con el potencial para actuar como un comprador competente, con la capacidad de evaluar opciones de diseño, establecer los requerimientos de los usuarios, preparar y evaluar los documentos para una licitación	**Agencia**			**2016-2017**		Ppto agencia
NOTAS: * CNEA: Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina. **CChEN: Comisión Chilena de Energía Nuclear						
OIEA: Organismo Internacional de Energía Atómica						

Financiación y sostenibilidad del Plan

Se considera que dada la naturaleza de un Plan embrionario conformado en el corto y mediano plazo principalmente por actividades orientadas a crear las condiciones favorables para la penetración de las FNCE en el largo plazo, la mayoría de dichas actividades pueden ser financiadas en el marco de la asistencia técnica de la banca multilateral y de otros organismos internacionales orientados a apoyar el desarrollo de las FNCE. El caso de Méjico constituye un claro ejemplo al respecto.

Soporte institucional del Plan

La obtención, gestión y coordinación de las fuentes de financiamiento, la gestión y coordinación de las diferentes actividades, de la actualización y monitoreo del Plan, requiere claramente de un soporte institucional de alto nivel que debe ser provisto por el Gobierno Nacional. El estudio que va a ser contratado por la UPME al respecto dará orientaciones concretas sobre la mejor estructura institucional para las condiciones particulares de Colombia.

Toma de decisiones

En general, el despegue de las actividades del plan puede darse mediante un documento CONPES en el cual se adopte las políticas y se asignen las responsabilidades a cada entidad ejecutora. Adicionalmente, los ajustes institucionales podrían ser adoptados en el marco de las facultades extraordinarias que se otorguen al Presidente de la República para la restructuración de la rama ejecutiva. En la medida que se desarrolle el Plan, y en forma acorde con su propia dinámica, se podrán originar proyectos de ley que materialicen la adopción de políticas y metas como podría ser el caso para una participación tipo portafolio de las FNCE en el SIN.

PARTE 1.

CONTEXTO, DIAGNÓSTICO Y FUNDAMENTACIÓN DEL PLAN

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo final de los servicios de energía es asegurar el suministro de energía, en todas sus formas, de manera confiable y a bajo costo a todos los usuarios. Para aumentar la confiabilidad del suministro se han desarrollado redes a través de las cuales el usuario final recibe la energía a partir de una diversidad de fuentes de energía primaria (diversificación de la canasta energética) y de sus respectivos centros de transformación. Esta diversidad de fuentes, sistemas de transformación, junto la redundancia de los sistemas de transporte, operados y mantenidos apropiadamente, aseguran la confiabilidad del suministro de energía al usuario final.

El país dispone de un complejo sistema de suministro de energía en diferentes formas para diferentes aplicaciones y usos finales en los diversos sectores de la economía como son el residencial, comercial, industrial y transporte. Los usos finales de la energía son: Iluminación, climatización, fuerza motriz, acondicionamiento de espacios, transporte, calor de proceso, informática, comunicaciones, entre otros.

Las fuentes de energía primaria se pueden se pueden clasificar de acuerdo a diferentes criterios. Si se considera la disponibilidad de los recursos en el largo plazo, son de dos tipos: no renovables porque se agotarán en algún momento futuro (petróleo, gas, carbón, nuclear) y renovables porque como su nombre lo indica, se renuevan de forma natural (hidro-energía, solar, eólica, biomasa, geotermia, mares, etc.). Desde el punto de vista tecnológico, *las tecnologías de energía renovables son aquellas que transforman los flujos de energía que se presentan en la naturaleza*. *Esta definición permite relacionar de manera directa a las energías renovables con el clima porque son estos flujos de energía los que se presentan y modelan el clima*. Es entonces claro que las energías renovables están íntimamente ligadas al clima y que la variabilidad y el cambio climático tiene necesariamente que impactarlas, es decir, que la *utilización de las energías renovables es afectada por la variabilidad y el cambio climático* (de las energías renovables mencionadas anteriormente, la única que no se ve afectada de manera directa por el clima y el cambio climático es la geotermia).

Una característica fundamental de los combustibles petróleo, gas natural, carbón y biomasa es que la energía producida se debe a la combustión del carbono presente en ellos, por lo que su utilización consume carbono, oxígeno de la atmósfera y libera dióxido de carbono y energía (reacción exotérmica). Cuando se trata de combustibles hidrogenados (petróleo y gas natural), se consume además hidrógeno presente en el combustible, oxígeno de la atmósfera y se libera vapor de agua a la atmósfera y energía (reacción exotérmica).

Debido a que el carbono de estos combustibles se encontraba secuestrado en los yacimientos de los combustibles (no es el caso de la biomasa), el CO_2 liberado aumenta su concentración en la atmósfera, gas que se considera causante del efecto invernadero antropogénico (porque es producido por la actividad del hombre) y motor del cambio climático. Ante la gravedad de las consecuencias del cambio climático las naciones se han planteado realizar la transición hacia una economía de bajas emisiones de carbono. La tabla siguiente muestra entonces la reducción de emisiones que se logra "decarbonizando" (la decarbonización se logra "hidrogenando") los combustibles. Las emisiones de carbono disminuyen para la misma cantidad de energía liberada a medida que se pasa de leña, a carbón, petróleo, gas natural, energía renovable y nuclear.

Tabla 1-1. Emisión de CO2/MJ para diferentes fuentes de energía

FUENTE	**g CO_2/MJ**
Leña	110
Carbón	95
Petróleo	73
Gas natural	56
Renovables / Nuclear	0

Fuente: (Nakicenovic, 1995 Fall)

Las energías renovables y la energía nuclear representan entonces una alternativa importante hacia una economía de bajas emisiones de carbono.

En cuanto se refiere a la satisfacción de las demandas de energía para los usos finales, se pueden emplear diferentes formas de energía secundaria que provienen de fuentes de energía primaria sean estas renovables o no renovables. En varios usos finales es posible emplear directamente fuentes de energía renovables desplazando energía secundaria que proviene en parte de recursos no renovables, liberando de esta manera recursos renovables y extendiendo la vida útil de los no renovables. En este sentido, el uso sostenible de los recursos de energía indica la utilización de todas las *aplicaciones de energía renovable que desplacen energías no renovables.*

La utilización de las energías renovables entonces permite

- Desplazar combustibles no renovables, reduciendo la dependencia de los mismos y extendiendo su vida útil.
- Diversificar la canasta energética

- Reducir las emisiones de CO_2, con sus beneficios ambientales y disminución de la huella de carbono
- Servir como alternativa de suministro de energía eléctrica y combustibles en Zonas No Interconectadas

Es entonces claro que la necesidad de reducir las emisiones de CO_2 y la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles son factores determinantes de la política energética en pro de la utilización de las energías renovables, más si se trata de países altamente emisores de CO_2 y que además tengan compromiso de reducirlas según el Protocolo de Kioto Sin embargo, en el caso de Colombia, es preciso hallar los factores determinantes de política dadas las condiciones propias del país y de su sistema energético, teniendo en cuenta que el país es un emisor modesto que ha seguido un sendero verde en su sector eléctrico y que no tiene además compromisos vinculantes de reducción de emisiones.

1.1 ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

El planeamiento energético de cualquier país debe tener en cuenta todas las alternativas de suministro energético, así como el uso adecuado de las mismas, bajo la posibilidad de mantener un equilibrio entre los elementos que explican el desarrollo de una sociedad y que debe conducir a la mejora en la calidad de vida de los ciudadanos para una mayor equidad social, con la explotación racional de los recursos que coadyuven decididamente en la sostenibilidad ambiental.

La utilización intensiva de las fuentes energéticas fósiles para satisfacer las necesidades de la sociedad, ha generado, y continuará generando impactos sobre el medio ambiente -como el Cambio Climático (CC) fuertemente asociado a efectos atmosféricos- y sobre la economía y el bienestar de la población, como dificultades de salud pública ocasionadas por las fuentes móviles en las grandes urbes.

Por lo anterior, países como Alemania, España, Holanda, Italia, China, Japón, Estados Unidos, de la región centroamericana y suramericana realizan grandes esfuerzos para reducir su dependencia de dichas fuentes, mediante el establecimiento de infraestructura humana, técnica, científica y económica, orientada al aprovechamiento de los recursos energéticos renovables locales, en la búsqueda de garantizar un suministro energético adecuado en cuanto a confiabilidad y costo, diversificando su canasta con aportes a la seguridad energética, así como para reducir el impacto de los altos precios de la energía, disminuir las emisiones generadoras de gases efecto invernadero y generación de industria y trabajo local con miras a exportar.

Para la implementación de proyectos con FNCE, en países en desarrollo y entre éstos Colombia, persisten algunas barreras relacionadas con: i) La incertidumbre asociada a la disponibilidad de datos de desempeño de las FNCE lo cual dificulta la realización reacciones para lograr su regulación; ii) La percepción sobre la tecnología empleada, como poco madura y con altos costos de inversión; iii) Los datos e información de carácter indicativo; iv) Las distorsiones en los precios de mercado ocasionadas por subsidios en los energéticos y servicios públicos, dificultando las condiciones para la implementación de éstos proyectos, así como la no inclusión de las externalidades negativas sobre la sociedad y el medio ambiente, y subsidios implícitos en el uso de los energéticos convencionales actuales; v) La carencia de modelos de planeamiento que involucren adecuadamente la ER; vi) La falta de elementos y estudios necesarios que permitan admitir la oportunidad de transformar en inversiones en FNCE el costo económico que representa el riesgo de precios altos o falta de disponibilidad de los combustibles fósiles o de recursos hídricos en las diversas regiones; y vii) Los vacíos institucionales y regulatorios que dificultan la implementación sistémica y sostenible de las ER, entre otras.

En Colombia las Fuentes no Convencionales de Energía, FNCE, que incluye a las ER, están definidas según la Ley 697 de 2001, como aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país son utilizadas de manera marginal y no se comercializan o no son empleadas ampliamente. Entre las FNCE se consideran la energía solar, eólica, de pequeños aprovechamientos hidráulicos, la biomasa, la geotermia, la energía de los océanos y la nuclear.

Existen diferentes iniciativas políticas o tributarias orientadas o aplicables a beneficios e incentivos a las FNCE renovables que involucran exclusión impuesto a las ventas, rentas exentas y deducción impuesto a la renta, siendo la entidad responsable de su aplicación es el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial y la DIAN, actualmente el mencionado ministerio conjuntamente con el Ministerio de minas y energía laboran para ayudar a viabilizar estas iniciativas. Igualmente relacionado se encuentra el documento CONPES 3242, Estrategia Institucional para la venta de servicios ambientales de mitigación del cambio climático.

El Plan Energético Nacional (PEN) en sus diversas versiones recomienda la diversificación de la oferta de energéticos a través del uso FNCE ya que existen oportunidades de aprovechar su disponibilidad, o complementariedad con el recurso hídrico, la fortaleza que brinda a los países en la competitividad de mediano y largo plazos ante mercados cada vez más restrictivos (huella y ciclo del carbón), como también la reducción de los riesgos ante un nuevo contexto

climático y económico que necesariamente podrían ser muy relevantes sobre la seguridad energética.

Al incentivar el desarrollo de las energías renovables en Colombia se logra: reducir la dependencia de sólo una tecnología – Diversificación de la matriz, mantener una matriz de generación de energía limpia y reducir los riesgos asociados a depender de importaciones de energéticos.

Colombia desde comienzos de los 90 a través del desaparecido Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, INEA, junto con la Comisión Nacional de Energía, realizó el documento "Bases para la formulación de un plan de fuentes nuevas y renovables para Colombia", en donde se enfatizaba la necesidad de contar con información base para tomar decisiones. En ese sentido, se elaboraron algunos atlas, como los de radiación solar y energía eólica, se realizaron estudios sobre aproximaciones al recurso geotérmico y de la biomasa, se elaboraron inventarios de las implementaciones de la energía solar térmica y fotovoltaica, y se desarrollaron proyectos de aplicaciones de la energía solar en la refrigeración y secado de productos agrícolas, entre otros. Hoy no se posee mayor claridad acerca de viabilidad económica de las posibilidades de aprovechamiento de las energías renovables diferentes a las difundidas en Colombia para la conversión directa a electricidad (por ejemplo, aplicaciones de ER a sistemas de baja y alta temperatura -termoelectricidad- o usos pasivos de las FNCE en zonas urbanas y rurales).

En cuanto a regulación relacionada con las FNCE, la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- tiene en comentarios la resolución No. 27 del 2008, sobre combustibles de origen agrícola, y ha sacado la resolución No. 5 de 2010 sobre cogeneración, adicionalmente en su Agenda 2010, la CREG, en el cuarto trimestre revisar el tema del cálculo de energía firme para plantas no convencionales con una prioridad de tercer lugar. Los resultados de estudios realizados[2] para Colombia en el 2007, 2008 y 2009, muestran que la regulación actual no facilita la participación de las FNCE en el libre mercado, debido a que el despacho de energía eléctrica se realiza siguiendo el principio de mínimo costo, y por lo tanto, en el corto plazo, mecanismos ampliamente utilizados como portafolio estándar, tarifas garantizadas o mecanismos licitatorios serian difícilmente implementados; así mismo se presentan alternativas de incentivos para su penetración.

El estudio plantea que bajo el actual cargo por confiabilidad la generación de electricidad a partir de geotermia o biomasa aporta firmeza al sistema eléctrico nacional, a diferencia de la generación eólica o solar fotovoltaica que depende de la variabilidad de los ciclos naturales. Desde lo económico, ante la posibilidad de transar Certificados de Reducción de Emisiones -CER's-, los análisis realizados indicaron que la configuración tecnológica de generación con que se diseñan los mecanismos así como sus referencias respecto de las emisiones en la generación

de electricidad de cada país, representa una limitante y papel importante ante diferentes escenarios de diversas marices de generación.

De otra parte, se ha venido trabajando en acciones que facilitan condiciones para el desarrollo del mercado de las FNCE en Colombia, como la elaboración y actualización de referencias técnicas, liderada por el ICONTEC con el apoyo de la UPME y otras entidades y la iniciativa UPME relacionada con la consolidación de un Sistema de Gestión de Información y Conocimiento en Fuentes No convencionales de Energía que busca aportar a superar barreras para el desarrollo de estas fuentes en nuestro país consolidando información, actores y condiciones para coordinar acciones.

1.2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

1.2.1 Objetivo general

El objetivo general del estudio es apoyar a la UPME en la elaboración de una propuesta de Plan de Desarrollo de FNCE[6] para Colombia, determinando su aporte a la diversificación y adaptabilidad de la matriz energética, la seguridad energética nacional y al desarrollo económico, social y ambiental del país, con visión de mediano y largo plazos, a partir de referentes económicos que justifiquen y dimensionen metas de implementación.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Realizar un balance del estado del desarrollo de las FNCE en Colombia, considerando los elementos técnicos, económicos, financieros, jurídicos, ambientales y sociales, de las soluciones y estrategias propuestas y/o implementadas.
2. Establecer referencias de las inversiones y transformaciones en FNCE que hagan que Colombia pueda ser competitiva en el mediano y largo plazos, bajo la visión del futuro económico de precios de energía, complementariedad de disponibilidad de recursos, escasez de hidroenergía ante variaciones climáticas, y de los mercados de huella de carbono de bienes y servicios globalizados.

1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO

Las iniciativas anteriores relacionadas con el desarrollo de las FNCE en el país se han reducido a formulaciones de objetivos generales pero poco concretos en cuanto a estrategias y actividades que condujeran a su desarrollo. A lo anterior se puede atribuir parcialmente al desarrollo incipiente que tienen las FNCE en el país y a la muy limitada experiencia que sobre ellas se tiene (exceptuando las PCHs).

Por tanto, este Plan se entiende como una primera aproximación con la cual se espera constituya la base de un posterior desarrollo del mismo.

1.4 MODELO DE ENFOQUE CONCEPTUAL PARA EL PLAN DE FNCE

El modelo propuesto consta de cuatro etapas o módulos que permiten construir los elementos de información para una etapa final de elaboración de objetivos y metas de política, estrategias e instrumentos de ejecución (el Plan).

Los cuatro módulos inician con la discusión de los factores determinantes que en últimas, han servido de base para la formulación de objetivos de política para jalonar el desarrollo de las FNCE en las últimas décadas en diferentes países y a nivel global. Factores como la emisión de GEI y la vulnerabilidad en el abastecimiento de combustibles importados han sido predominantes. En otros casos, como el de países adherentes a la Unión Europea, las metas de FNCE hacen parte de las estrategias de negociación para entrar en la Comunidad.

Los factores determinantes son analizados a la luz de las condiciones particulares que enfrenta Colombia respecto a cada factor. De esta manera, se busca que el país identifique con claridad y objetividad las razones que justifican la adopción de una política en una u otra dirección.

La segunda etapa o módulo aborda el análisis de la dotación propiamente dicha de recursos de FNCE en Colombia, evaluando desde el estado de la información disponible y los sistemas de información que la soportan, su condición para servir de base para la definición de políticas, hasta el dimensionamiento del potencial que preliminarmente aparece como promisorio.

La etapa tres evalúa el potencial de penetración del potencial promisorio de cada FNCE. Para ello se estiman los costos de cada FNCE y se comparan con los costos de las fuentes convencionales, y se incorporan los beneficios que la FNCE puede aportar de forma efectiva (por ejemplo, en la reducción de GEI).

La etapa cuarta examina el potencial de beneficios que la FNCE podría traer, dado su potencial promisorio, en el campo del desarrollo de la industria de bienes y servicios (o del desarrollo local principalmente en el caso de las ZNI).

Con todos estos elementos, finalmente, se procede a la formulación de políticas y demás bases del Plan.

La siguiente gráfica ilustra la metodología aquí propuesta, detallando los principales componentes de cada etapa para el caso de las FNCE en el sistema Interconectado Nacional (SIN). Para el caso de las FNCE en las ZNI, en el cual, los factores determinantes, como es el caso de la reducción de GEI, no parece

aplicar, mientras que factores relacionados con soluciones económicas de energización y desarrollo rural predominan.

En el caso de aplicaciones de las FNCE para la generación de calor es de tener en cuenta que el factor determinante es el económico en la medida que resulte más eficiente respecto a otros sustitutos como el carbón, considerando las restricciones ambientales que se tiene. No es clara la promoción de sustitución de carbón en un país con alto potencial de este combustible y generador de empleo y regalías.

Figura 1-1. Modelo general de análisis y de definición de políticas de FNCE

1.5 ESTRUCTURA DEL INFORME

El informe final se presenta en tres volúmenes.

El **primer volumen**es la FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE). El documento del plan se ha dividido en dos grandes partes: El Diagnóstico y la Formulación del Plan de Desarrollo para las FNCE.

En la primera parte, en el capítulo 2 se comienza con la discusión sobre los factores determinantes para el desarrollo de las Energías Renovables (ER) a nivel internacional, teniendo en cuenta tanto países desarrollados como países latinoamericanos.

Posteriormente, el capítulo 3 presenta el diagnóstico de las FNCE de manera resumida (ver volumen 2 para versión extendida) analizando el marco institucional, de política y regulatorio de las FNCE en Colombia. Al analizar los factores determinantes de política para las FNCE en Colombia, se consideran la reducción de emisiones de GEI, la vulnerabilidad por dependencia de importaciones de energía, la reducción de vulnerabilidad al Cambio Climático, el desarrollo del mercado de bienes y servicios, y otros factores que inciden en la formulación de política.

Y al final de estecapítulo, se presenta el potencial de las FNCE en el país, el estado del desarrollo actual en educación, I+D+i, la comercialización de bienes y servicios, la penetración de las FNCE y el costo de las tecnologías renovables. También se presenta el análisis DOFA para la penetración de las FNCE en el país.

En la segunda parte, la Formulación del Plan, en el capítulo cuarto se discute la racionalidad del plan de acción, el alcance del mismo y los escenarios del plan.

En el capítulo quinto, se formulan los objetivos y estrategias para el plan de acción, elaborando cuatro objetivos y para cada uno de ellos, de elaboran actividades en el corto, mediano y largo plazo, con instituciones responsables y un estimado preliminar de costos.

En el capítulo sexto se consideran los aspectos relacionados son la sostenibilidad del plan que incluye los requerimientos institucionales para el desarrollo del Plan, las inversiones requeridas para el Plan y los mecanismos de financiación del Plan, la sostenibilidad de las soluciones en las ZNI y la difusión del Plan.

Finalmente, en los anexos se presenta más que un portafolio de proyectos de FNCE, un listado de los mismos, tanto de los que actualmente están registrados ante la UPME como nuevas ideas de proyectos formuladas por diversos actores y por el plan. Seguidamente se consideran las diferentes fuentes de financiamiento internacional y del mecanismo de desarrollo limpio para proyectos de FNCE, se

presenta una visión futurista del panorama internacional de los CERs, y finalmente se muestran los escenarios estimados de penetración de las FNCE bajo el contexto de fenómeno del niño y cambio climático.

Como FNCE más promisorias se seleccionaron la eólica, solar y biomasa que podrían entrar a generar dependiendo de las condiciones del mercado y de las acciones que tome el gobierno nacional sobre las FNCE, las PCHs por su lado tienen ya en el presente una dinámica propia pero que podría aumentarse en virtud del desarrollo de mecanismos de fomento que se presentan en el Plan. La geotermia y la energía de los mares están en la fase de estudios de prefactibilidad y la segunda, comenzando a realizar estudios básicos sobre su potencial. La energía nuclear es una opción que se debe estudiar y en el Plan se dan los lineamientos para comenzar a valorar la posibilidad de su empleopara el largo plazo.

El **segundo volumen** (Diagnóstico) cubre los aspectos relacionados con el diagnóstico de las FNCE en el país e incluyó un análisis del marco legal y regulatorio para estas fuentes, aspectos ambientales, el estado de desarrollo de las mismas considerando su potencial, proyectos desarrollados y potencia instalada en cada una de las fuentes. También se consideraron temas transversales como la política de ciencia tecnología para estas fuentes, los proyectos de I&D desarrollados y el monto de las inversiones de Colciencias en proyectos de FNCE. Además se desarrolló una base de datos de proyectos y documentación de proyectos universitarios sobre proyectos con FNCE.

En el **tercer volumen** se presentan y analizan las experiencias internacionales en políticas para el desarrollo de las FNCE en la Unión Europea y en varios países de la Unión (Alemania, España y Croacia). También se presentan y analizan estas experiencias en varios países de América Latina (Méjico, Perú y Brasil). Luego se analizaron los elementos de política en FNCE para Colombia considerando las experiencias internacionales, el análisis de los factores determinantes de política para el caso colombiano a la luz de las experiencias internacionales y del taller realizado conjuntamente entre la UPME y Corpoema, y se estableció un principio orientador de la política en FNCE y se dieron ideas preliminares de política. También se desarrollaron las valoraciones básicas de los riesgos ante el cambio climático sobre sistema de generación hidroeléctrico del país. Más adelante, se discutió la complementariedad entre las FNCE y el SIN, así como entre las FNCE y el suministro de energía en las ZNI. En cuanto a las FNCE y el SIN, se parte del hecho de que tanto la energía solar como la eólica por las características de la disponibilidad del recurso,la potencia generada debe ser inyectada de inmediato a la red. Luego se calcularon los costos de generación empleando la metodología de los costos nivelados, con una tasa de descuento de 10% anual y un periodo de evaluación (vida útil del proyecto) variable pero del orden de 20 años para la

mayoría de las tecnologías. Se han estimado los costos de referencia para las diferentes tecnologías en diferentes capacidades, tanto para costos de capital, obras civiles, ingeniería, costos fijos y variables de O&M, tanto para 2010 como para 2015 y 2020. Más allá hasta 2030 se estiman iguales a los de 2020. En el caso de aplicaciones térmicas, como calentadores solares se estima el costo de producción de calor en forma de agua caliente. También se consideraron los precios de la energía en el mercado actual colombiano y se compararon con los costos de generación estimados.

AGRADECIMIENTOS

El Consorcio Energético Corpoema expresa su gratitud a la UPME y a su personal, principalmente al Ing. Ricardo Rodríguez Yee, Director General de la UPME, a la Ing.Beatriz Herrera Jaime, Subdirectora de Energía, y a los integrantes del Equipo de trabajo UPME, Físico Henry Josué Zapata – Interventor,Ingenieros Olga Victoria González, Héctor Hernando Herrera, Luis Carlos Romero, Omar Báez y Carlos Valles, por los valiosos aportes al estudio en forma de comentarios, sugerencias y recomendaciones. También agradece a las numerosas instituciones de los sectores energía, medio ambiente, empresarial y académico que concurrieron a los talleres realizados por el proyecto por sus comentarios y observaciones, así como a las instituciones y personas que por medio electrónico contribuyeron con sus comentarios a mejorar el estudio.

El equipo consultor del estudio estuvo constituido por Eduardo Afanador Iriarte – Especialista marco legal y regulatorio, Pedro Guevara – Especialista marco ambiental, Fabio González Benítez – Especialista energía solar y planeación, José María Rincón – Especialista biomasa, Ernesto Torres – Especialista PCH's,Edinson Lozano – Especialista geotermia, Ernesto Villareal – Especialista energía nuclear, Luis Eduardo Prieto – Profesional de Apoyo, Darío Mayorga – Profesional de apoyo, Juan V. Saucedo - Profesional de apoyo, Ricardo Quijano - Profesional de apoyo, el personal auxiliar integrado porYenni Pérez Montaño, José Miguel Suárez Giorgi, Freddy Estupiñán y Juan David Troncoso, y Humberto Rodríguez Murcia – Director del proyecto y Especialista energía eólica.

2. REFERENCIA INTERNACIONAL DE FACTORES DETERMINANTES DE POLÍTICA PARA LAS ER

En los países desarrollados, especialmente en la Unión Europea, los factores determinantes de política a favor de las ER han sido sus compromisos para reducir emisiones de GEI, la reducción de la dependencia de importaciones de combustibles fósiles y el interés de crear una industria de bienes y servicios que contribuya a la generación de empresas y de empleo. Consistentemente, la adopción de objetivos y metas en participación de las ER en la matriz energética se soporta a su vez en la valoración de los costos y beneficios esperados con su logro.

Sin embargo, en casos de países europeos de menor desarrollo como Croacia, los análisis de beneficio costo conducen a metas más modestas y relacionadas con externalidades como salud y aún, con el interés de mostrar una posición política a favor de las ER en línea con la UE, durante el proceso para ser miembro adherente.

En los casos examinados en América Latina la situación es más heterogénea, aunque también es más reciente. Mientras en Méjico la motivación está relacionada con la reducción de emisiones por su importante dependencia de los combustibles fósiles, en Brasil, país relativamente verde desde el punto de vista energético (generación hidroeléctrica predominante y sector de biocombustible muy desarrollado), el énfasis de política en las ER se ha concentrado en las fuentes relativamente más promisorias en recursos y en costos como la eólica y la bioelectricidad, motivado por la intención de diversificar en alguna medida la matriz energética, aprovechar soluciones adecuadas para regiones apartadas e impulsar el desarrollo de la industria, gracias al gran tamaño de la economía brasilera. En Perú, que recientemente ha subastado la instalación de 500 MW en ER, ha sido más una decisión motivada por el objetivo de contar con ER como una contribución a la producción de energías limpias sin un factor determinante en particular, como los observados en la Unión Europea.

Aunque la experiencia latinoamericana consultada hace referencia al objetivo de promover la industria y el empleo, las acciones trazadas no definen los mecanismos para lograrlo ni se analiza en qué medida las metas propuestas lo permiten. También se señala como justificación general la diversificación de la matriz energética aunque no se observó referencia alguna a que ello se deba a riesgos en el abastecimiento energético por el Cambio Climático relacionado con la reducción del potencial de generación hidroeléctrica.

El caso de Brasil muestra una situación especial por la competitividad de las ER en como hidroelectricidad, la cogeneración con biomasa y los biocombustibles. Sin embargo, el énfasis reciente en eólica, mini -hidroeléctricas y bioelectricidad ha representado un mayor costo que es subsidiado por los mismos usuarios del sector eléctrico.

En Méjico y Brasil se valora la complementariedad que puede existir entre ER y en el caso de Méjico se encuentra en desarrollo la metodología para valorar la contribución de ER con energía firme y aporte a la potencia del sistema. En Colombia, ya se han adelantado en 2010 estudios en esta dirección con el apoyo del Banco Mundial.

En síntesis, es importante enfatizar el nivel de concreción de las políticas de la UE y de países como Alemania y España en cuanto a la identificación y valoración de los resultados esperados en todas las dimensiones de política, y el diseño de las acciones en cada campo con el fin de lograrlos. Ello enseña y sugiere el nivel de detalle al que se debe ir alcanzando en el proceso de planeamiento de las FNCE en Colombia, aún en estado embrionario.

Ya una vez tomada las decisiones de política se deciden los mecanismos para lograr los objetivos. El mecanismo de financiamiento principal se da través del reconocimiento de una tarifa fija para la energía generada por un período de tiempo suficientemente largo (ya sea bajo el esquema de “feed in tariff en la UE o precios resultantes de subastas para instalación de ER como en Brasil y Perú), distribuyendo entre todos los usuarios del sector los costos adicionales que se produzcan con relación a los precios de la energía en el mercado.

En general, se observan incentivos de carácter fiscal y la mitigación de los riesgos asociados a la variabilidad de la producción de la energía de fuentes como la eólica a través de mecanismos de balance interanual establecidos en los contratos.

3. DIAGNÓSTICO DE FNCE PARA COLOMBIA

Este capítulo resume los principales resultados del diagnóstico incluidos en los volúmenes 2 y 3.

3.1 ANÁLISIS DEL MARCO INSTITUCIONAL, DE POLÍTICA Y REGULATORIO

3.1.1 Consideraciones generales

En general, el principio rector de las políticas energéticas en todo país ha sido contar con un abastecimiento confiable para atender sus propias necesidades de desarrollo y al menor costo posible. De acuerdo con la dotación de los recursos energéticos, otros objetivos como el aporte al producto interno bruto mediante la exportación pueden tomar un papel preponderante. A partir del fenómeno del calentamiento global y del Cambio Climático, el impulso a las FNCE ha sido jalonado especialmente por los países desarrollados, principales emisores de los gases de efecto invernadero (GEI), unido a otros objetivos como reducir la dependencia de fuentes externas ante la inestabilidad geopolítica de varias regiones, y de desarrollo económico jalonado por la industria de equipos y servicios destinados a las FNCE cuando existe un potencial de demanda que lo haga posible.

Es así como la formulación de políticas debe estar claramente ligada a la identificación de objetivos precisos en cuanto a los resultados finales que se esperan lograr y la justificación de los mismos o factores determinantes.

El análisis que se presenta a continuación busca identificar en qué medida la formulación de políticas, el marco regulatorio e institucional, han respondido a un proceso ordenado, con una clara identificación de factores determinantes, de objetivos, y de instrumentos que conduzcan a resultados igualmente identificados en el horizonte de planeamiento.

3.1.2 Marco institucional de las FNCE

Desde 1984 el país ha venido dándole un tratamiento institucional a las FNCE, primero a través de la División de FNCE del MME encargada de evaluar y promoverlas, especialmente con énfasis en las ZNI. Posteriormente, en 1989 se le asignan funciones en FNCE a la recién creada Comisión Nacional de Energía (CNE). En 1992 la CNE se transformó en la UPME y se creó la Comisión de Regulación Energética (CRE), antecesora de la CREG, encargada de la regulación del sector eléctrico; se reestructura el Instituto de Asuntos Nucleares

(IAN) denominándose Instituto de Asuntos Nucleares y Energías Alternativas (INEA), con la función de elaborar programas científicos y tecnológicos para la intensificación del uso de las fuentes alternas de energía. En 1994 la Ley 143 creó la "División de Ahorro, Conservación y Uso Eficiente de la Energía", como dependencia del INEA, orientada principalmente hacia la demanda y le asignó a la UPME la función de establecer la manera de satisfacer los requerimientos de energía teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales. La ejecución de proyectos en sitios aislados estaba en cabeza del ICEL (transformado en el IPSE a partir de 1999).

En 1997 se suprimió el INEA y sus funciones en el campo de la energía fueron asignadas a la UPME, concentrando así la planeación energética de todos los recursos.

La Ley 697 de 2001 mediante la cual se promueve la utilización de energías alternativas y se da al Uso Racional y Eficiente de Energía (URE) el carácter de interés general, precisa el alcance de las energías renovables y alternativas, y a nivel institucional, asigna en cabeza del MME la responsabilidad de la promoción y adopción de programas.

El decreto reglamentario 3683 de 2003 creó la Comisión Intersectorial (CIURE) presidida por el MME e integrada por los ministerios de Comercio, Industria y Turismo, el MAVDT, el DNP, la CREG, Colciencias e IPSE, con funciones de coordinación de las políticas que diseñe cada entidad en lo de su competencia, impulsar programas y proyectos, efectuar el seguimiento del Programa de URE, y coordinar la consecución de recursos a nivel nacional e internacional, entre otras.

En la actualidad, el potencial y diversidad de fuentes de financiamiento, y la dinámica misma de desarrollo de las FNCE, sugiere que la gestión del Plan de Desarrollo de las FNCE trasciende la capacidad de gestión de una Comisión Intersectorial como la CIURE, requiriéndose así de ajustes institucionales en este campo.

3.1.3 Análisis del marco de política de las FNCE en Colombia

La configuración de política energética a nivel general en Colombia.

En Colombia, la política energética se encuentra trazada en el Plan Energético Nacional (PEN). Dependiendo de cada subsector en particular, la política se torna indicativa o determinante, en mayor o menor medida. Adicionalmente, mediante ley también se adoptan decisiones de política que se constituyen en mandatos de obligatorio cumplimiento en los cuales deben enmarcarse los planes, decisiones y

regulaciones[2]. En el campo ambiental, la ejecución y operación de los proyectos energéticos debe darse de acuerdo con la normatividad vigente y debe internalizar los costos que le implica desarrollar las acciones de mitigación exigidas en la licencia ambiental. Pero las externalidades no son valoradas.

Antecedentes de política 1984-1992

De 1984 a 1991 la política consiste en la identificación y promoción de programas y proyectos dirigidos principalmente al sector rural y zonas aisladas.

Desde 1992 el país viene realizando intentos de planeación en la FNCE[3]. Más que formular un plan como tal, se buscaba crear el interés en diferentes agentes. Se reconocía que el interés nacional era más por tendencia internacional y se descartaba las FNCE en el SIN por sus altos costos. El énfasis seguía en las ZNI. Adicionalmente, en 1992 el SIN muestra su vulnerabilidad ante hidrologías críticas y la necesidad de contar con respaldo de generación firme térmica. El sector eléctrico es sometido a una profunda reestructuración ante su crisis institucional, financiera y energética lo cual concentra la atención de las políticas y la regulación hacia adelante.

Período 1993 – 2000

En este período se concreta e implementa la reestructuración del sector eléctrico. Se expide la Ley 143 de 1994 para el sector eléctrico la cual sigue los postulados de economía de mercado fijados con la Constitución de 1991, estableciendo como objetivo el abastecimiento confiable al menor costo, con las restricciones de confiabilidad y requisitos ambientales. La planeación se define como Indicativa y se asigna a la UPME la función de elaborar el PEN y el Plan de Expansión del Sector Eléctrico.

Ese mismo año, la Ley 164 de 1994 aprobó la Convención Marco de Naciones Unidas, adquiriendo así el país los compromisos asignados a países en desarrollo en cuanto a contar con inventarios de emisiones y formular programas con medidas orientadas a mitigar el Cambio Climático.

El Plan Energético Nacional 1997 – 2010 presenta lineamientos y acciones para la articulación de lo ambiental y lo energético constituyendo una base importante en respuesta del país a la suscripción de la Convención Marco. En el PEN 1997 – 2010 las FNCE apenas se tocan en cuanto a posibles nichos de mercado y no

[2]Tales son los casos de los biocombustibles (metas de mezcla) y el sector eléctrico (Plan de Referencia). De otro lado, deben tomarse en cuenta los acuerdos internacionales que suscribe el país y que tienen efecto sobre la política energética.

[3]Minmínas (1993), "*Memoria al Congreso 1993: Políticas en fuentes alternas de energía, presente y futuro*" y documento borrador de 1993 "Bases para la Formulación de un Plan de FNCE". Ministerio de Minas y Energía. Bogotá

constituyen realmente un centro de interés en la formulación de la política energética. Sin articulación alguna con el PEN, el INEA elaboró el Plan de Desarrollo de Energías Alternativas 1996-1998 publicado en 1995 como una recopilación de posibles proyectos.

Como desarrollo de la aprobación de la Convención Marco, la Ley 629 de diciembre de 2000 aprobó el Protocolo de Kioto, permitiéndole así a Colombia hacer uso del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Período 2001 en adelante – Resurgir del interés en las FNCE y el URE

Con la Ley 697 de 2001 se declara como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional el Uso Racional de la Energía, incluyendo la promoción del uso de energías no convencionales, avanzando en la definición de un marco conceptual para estas energías, en la reasignación y precisión de funciones y en la exigencia de la conformación de un plan o programa para la promoción del URE por parte del MME (conocido como PROURE). Las energías consideradas son la solar, eólica, geotérmica, biomasa y PCH´s que no superen los 10 MW.

La Ley señala que para la promoción del uso de FNCE el MME formulará los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos, con prelación en las ZNI, dando así desde la ley misma una clara prioridad hacia las soluciones destinadas a estas regiones.

Adicionalmente, la Ley ordena que el Gobierno Nacional, a través de los programas que se diseñen, debe incentivar y promover a las empresas que importen o produzcan piezas, calentadores, paneles solares, generadores de biogás, motores eólicos y/o cualquier otra tecnología o producto que use las energías no convencionales.

Como se pueden apreciar, la Ley 697 de 2001 no establece metas ni estímulos específicos sino que los deja a nivel de enunciación. Las metas y los estímulos económicos para fuentes en particular se han establecido siempre mediante ley como ha sido el caso de los biocombustibles por lo que no es claro en qué medida el Gobierno Nacional puede crear estímulos económicos bajo estas facultades. El único incentivo originado en la Ley 697 es el establecido por la CREG para soluciones con FNCE en ZNI a través de una prima en la tasa de descuento por “riesgo tecnológico”.

El Decreto reglamentario 3683 de 2003 señala que el MME debe diseñar un programa acompañado de proyectos piloto para la promoción de fuentes renovables en las ZNI, para ser presentado ante el FAZNI los cuales serán prioritarios de acuerdo con lo establecido en la Ley 697 de 2001 y harán parte del PROURE. Igualmente, establece que Colciencias debe presenta al FAZNI,

programas y proyectos para la investigación y desarrollo tecnológico de fuentes renovables en las ZNI, los cuales también serán prioritarios.

De acuerdo con el decreto reglamentario, el PROURE trasciende ampliamente las FNCE e incluye la promoción de combustibles fósiles como el gas natural en la medida que su uso en sustitución de otros energéticos como la gasolina y la electricidad contribuyan al uso eficiente de la energía.

En cuanto a mecanismos financieros, el Decreto 3683 de 2003 se limita a señalar que el MME, la CREG y la UPME, en coordinación con las entidades públicas pertinentes, deben identificar e implementar los modelos y fuentes de financiación para la gestión y ejecución del PROURE para lo cual se dio un plazo de cuatro meses, función que difícilmente ha trascendido del enunciado del Decreto.

Incentivos tributarios - Ley 788 de 2002. Esta Ley permite la exención de rentas durante 15 años por venta de energía eléctrica obtenida a partir de biomasa, viento y residuos agrícolas, siempre y cuando la obtención o venta de las reducciones certificadas de emisiones de GEI se efectué dentro de los términos del Protocolo de Kioto y se invierta el 50% de los ingresos por este concepto en obras de beneficio social. También se exime del IVA a la importación de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que sean exportadores de certificados de reducción de emisiones de carbono y contribuyan a reducir la emisión de los GEI y, por lo tanto, al desarrollo sostenible.

Estos incentivos constituyen un elemento claro de política para promover FNCE que resulten competitivas en el mercado eléctrico, aplicando el MDL. Algunos de los proyectos de PCH´s y generación eólica han hecho uso de estos incentivos.

Plan Energético Nacional 2006 – 2025. En cuanto a las FNCE en particular, el PEN se refiere al sector eléctrico (generación eólica y geotérmica) y a los biocombustibles. En el primer caso se señalan en forma muy general posibles barreras al desarrollo de las FNCE. Sin embargo, no se discute sobre cuál debería ser el papel de las FNCE en el sector eléctrico ni las políticas y los mecanismos para lograrlo. En ese marco, el PEN se limita entonces a una formulación vaga en materia de FNCE, señalando como estrategias el fortalecer el esquema institucional para promover las FNCE adecuadas a las necesidades nacionales y la aplicación de subsidios para la energización de zonas rurales y ZNI.

Plan de Desarrollo Ley 1151 de 2007. En la parte resolutiva, el plan no desarrolla elemento alguno en relación con políticas para las FNCE. Es decir, a nivel del máximo instrumento de planeación que es el Plan Nacional de Desarrollo, las FNCE, no pasan de ser una simple intención.

El Plan Energético Nacional PEN en proceso de formulación.- Respecto a los PEN anteriores, se avanza en cuanto al análisis del impacto del Cambio Climático

sobre la disponibilidad energética del parque hidroeléctrico y visualiza la participación de las FNCE como aporte a la diversificación de la matriz energética a fin de reducir la vulnerabilidad del sector eléctrico a un costo razonable. Sin embargo, este papel asignado a las FNCE no deja de ser un enunciado general.

Como políticas complementarias a este papel asignado a las FNCE, el documento define políticas y acciones desde el punto de vista de su potencial contribución al empleo, generación de actividades productivas, sostenibilidad medioambiental (identificación de potenciales reales, mantener un inventario con prioridad en recursos hídricos, estudios de factibilidad para generar una cartera de proyectos, posibilidad de fijar un cargo por disponibilidad para dichas fuentes, etc.). Estas políticas y acciones complementarias resultan nuevamente en enunciados de carácter muy general, y por lo tanto, no aportan un avance relevante en el campo de formulación de políticas concretas para las FNCE.

Plan de Acción para las FNCE expedido en 2010. En desarrollo del mandato asignado al MME por la Ley 697 el Ministerio adoptó un Plan de Acción Indicativo para desarrollar el PROURE. El Plan define como uno de los Subprogramas Estratégicos de Carácter Transversal la Promoción del uso de FNCE adoptando como referencia las siguientes metas, desagregadas para el SIN y para las ZNI:

Tabla 3-1. Participación de las FNCE en el SIN y ZNI

Participación de las FNCE en el SIN[4]	
Año 2015	3.5%
Año 2020	6.5%
Participación de las FNCE en las ZNI	
Año 2015	20% (*)
Año 2020	30%

(*) El 20% está compuesto por 8% de la capacidad actual más 12% provenientes de energía eólica, biomasa, PCH´s y energía solar.

El Plan no establece ningún mecanismo en particular para promocionar el cumplimiento de estas metas de referencia.

De acuerdo con el estudio de soporte para el Plan de Acción[5], las FNCE en el SIN participaban en 2008 con 192,4 MW, lo cual corresponde a 1,4% del total instalado de 13.400 MW, de los cuales 146 MW corresponde a pequeños aprovechamientos

[4] El estudio soporte del Plan de Acción señala que las metas resultan del siguiente estudio: Cadena, A., (2009).*Diagnóstico, perspectivas y lineamientos para definir estrategias posibles ante el Cambio Climático*. Emgesa, Codensa, Universidad de los Andes. Bogotá.

[5]Minminas. (2010). *Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales – PROURE - Plan de acción al 2015 con visión al 2025*, Prias O. Bogotá, pg. 10.

hidroeléctricos menores de 10MW, 26,9 MW a generación con residuos de biomasa y 19.5 MW a generación eólica. Esto representa la siguiente composición de las FNCE en el SIN por tecnología:

Tabla 3-2. Composición de las FNCE en el SIN

TECNOLOGÍA	CAPACIDAD INSTALADA MW	Participación
PCH	146.0	75.9%
Biomasa	26.9	14.0%
Eólica	19.5	10.1%
TOTAL	**192.4**	100.0%

Las metas propuestas implican una instalación de nueva capacidad de FNCE del orden presentado en la tabla siguiente:

Tabla 3-3. Metas propuestas de nueva capacidad instalada de FNCE

	SIN Capacidad Instalada Esperada - MW	Meta Participación	Total FNCE MW	FNCE Actual MW	Incremento MW
2015	16.000	3,5%	560,0	192,4	367,6
2020	18.000	6,5%	1.170,0	192,4	977,6

Actualmente existe una dinámica importante en el país de identificación de proyectos hidroeléctricos de pequeña escala y de cogeneración con bagazo de caña que seguramente van a contribuir al logro de la meta para el año 2015. Sin embargo, no se debe dejar por fuera de consideración que las subastas del Cargo por Confiabilidad han permitido el compromiso de instalación de una capacidad de generación considerable que permite abastecer, de acuerdo con el PEN, la demanda hasta el año 2021 en el escenario de crecimiento alto y hasta el año 2025 en el escenario medio.

En las ZNI, de 118 MW instalados, solamente el 8% corresponde a FNCE. El 30% de meta implica en buena medida la sustitución de capacidad instalada. No es claro cómo se lograría esta meta, pues en el caso de los pliegos para los contratos de áreas exclusivas de Amazonas o Vaupés el concesionario “deberá procurar” la instalación de FNCE teniendo en cuenta que a más tardar al finalizar el quinto año mínimo el 10% de la generación en las localidades tipo 2, 3 y 4 debe corresponder a la utilización de estas fuentes. Es decir, se trata de una meta muy inferior al 30% del PROURE.

Los Planes de Expansión del SIN frente a las FNCE. Como ya se anotó, la ley 143 estableció un nuevo marco institucional y regulatorio para el sector eléctrico que incluye elementos centrales de política. No existe una planeación centralizada para la generación, siendo el mercado el que define los nuevos proyectos. Desde luego, el mercado se ajusta a las condiciones creadas y exigencias regulatorias fijadas por la CREG, entre ellas, la seguridad y confiabilidad del SIN. En este contexto, los Planes de Expansión no incluyen políticas en particular para promover determinado tipo de tecnología. En otras palabras, el esquema institucional y regulatorio del sector se supone neutro a las tecnologías utilizadas.

El Plan de Expansión 2010 – 2024 presenta un análisis sobre los impactos del sector en la emisión de GEI y traza la Visión Ambiental Estratégica para la Formulación y Actualización del Plan. El Plan no identifica la vulnerabilidad del SIN frente al Cambio Climático y por tanto no elabora advertencias en ese sentido.

Conclusiones con relación a las políticas sobre FNCE

A diferencia de los países en desarrollo en los cuales la fijación de políticas y metas en materia FNCE está directamente ligada a metas de reducción de emisiones y de la dependencia del suministro externo, en el caso colombiano no se ha identificado objetivos claros en el campo ambiental, ni de otro tipo, que justifiquen con claridad una política de FNCE para el sector eléctrico. Tampoco se han trazado políticas claras orientadas a la adquisición de conocimiento clave sobre FNCE con mayor perspectiva de desarrollo en el país.

La falencia principal de proceso de formulación de políticas orientadas a las FNCE en Colombia ha sido la ausencia de un diagnóstico objetivo que permita identificar la dotación efectiva de recursos no convencionales y a partir de ello, elaborar una formulación de objetivos en función de los factores determinantes que deben orientar la toma de decisiones y a partir de ello, diseñar y evaluar las estrategias, mecanismos e incentivos adecuados para alcanzar dichos objetivos, incluyendo los elementos de regulación necesarios, consistentemente con unas metas concretas a ser alcanzadas.

3.1.4 Marco Regulatorio de las FNCE

3.1.4.1Marco Regulatorio de las FNCE para el SIN

El negocio de generación en Colombia se encuentra organizado alrededor de una Bolsa de Energía en la cual los generadores con plantas de capacidad mayor a 20 MW ofertan su disponibilidad horaria y precios para cada día, reflejando sus costos variables (incluyendo el valor destinado al recaudo por Cargo por Confiabilidad) y su percepción de riesgo. El Precio de Bolsa para cada hora lo fija la planta marginal requerida para el despacho. El Mercado Mayorista incluye también las transacciones de Cargo por Confiabilidad, mecanismo mediante el

cual se remunera la disponibilidad de activos de generación para suministrar energía firme en situaciones críticas y los contratos de largo plazo de naturaleza financiera.

Las reglas comerciales presentan algunas diferencias dependiendo de si se trata de plantas despachadas centralmente o si no lo son (plantas menores), y si es considerada como cogeneración. Las plantas despachadas centralmente (aquellas de 20 MW o más), se remuneran fundamentalmente con base en la energía producida y la confiabilidad suministrada al sistema reconocida en el Cargo por Confiabilidad.

En la actualidad las FNCE como la eólica, la solar y la geotérmica no tienen en la regulación del Cargo por Confiabilidad la metodología para estimar su energía firme[6]. De otro lado, dada la gran variabilidad que tiene la generación de FNCE como la eólica y la solar, la definición de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad conducirá seguramente a que la valoración de la energía firme de estas plantas resulte nula o muy reducida[7].

Al respecto, es importante enfatizar, que bajo el actual concepto o definición de Cargo por Confiabilidad, el atributo de confiabilidad se mide para cada planta individualmente, sin tomar en cuenta su complementariedad con el resto del sistema. Por ejemplo, el aporte de energía firme durante períodos secos de Niño en los cuales se afectan los embalses.

En este sentido, es claro que las plantas de FNCE iguales o mayores de 20 MW no podrían competir, pues además de sus mayores costos, carecen del atributo de firmeza bajo el concepto actualmente definido por la CREG. Esta condición es distinta en el caso de la generación geotérmica o nuclear.

Las plantas no despachadas centralmente y los cogeneradores no reciben ingresos por Cargo por Confiabilidad. Sin embargo, tampoco son recaudadores del componente CERE y por lo tanto, el valor correspondiente que se considera incluido en el precio de venta de la energía que generan les corresponde como ingreso y no debe devolverlo al Sistema como sí es el caso de las plantas despachadas centralmente.

Bajo este esquema se viabilizan actualmente un número importante de centrales hidroeléctricas menores de 20 MW y se da una gran actividad de estructuración de

---

[6] El Cargo por Confiabilidad está regulado mediante la Resolución CREG 071 de 2006. El Cargo por Confiabilidad tiene definida la metodología para calcular la energía firme de plantas hidráulicas (incluidas las cadenas) y las plantas térmicas a gas, carbón y con combustibles líquidos.

[7] ***Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC):*** *Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.*

este tipo de proyectos a futuro. En esta medida, las PCH's no parecen requerir de incentivos adicionales a las reglas del mercado existentes actualmente.

En cuanto a la operación se refiere, en general, en el SIN se reconoce como generación forzada la energía que producen la plantas de generación que no tienen capacidad de almacenar la fuente primaria como lo puede hacer la generación térmica a carbón, a gas y las hidroeléctricas con embalse. Por lo tanto, no existen en este frente restricciones operativas, al menos para incrementos de capacidad poco significativos frente a la capacidad instalada en el SIN.

En el SIN toda energía que se consume, sin importar donde se genere y a qué nivel de tensión se inyecte a la red, debe pagar el cargo por uso del STN. La CREG ha venido estudiando el tema de la generación distribuida con el fin de evaluar qué espacio podría tener este tipo de generación en el cual encajan varias de las tecnologías de FNCE. Uno de los campos donde existe posibilidad de crear algunas ventajas es el de la regulación de los cargos de transporte para la energía producida bajo este tipo de generación.

3.1.4.2Marco Regulatorio de las FNCE para las Zonas No Interconectadas

La Resolución CREG 091 de 2007 reglamentó la metodología para la determinación de los costos del servicio en el caso de cargos regulados (incluyendo las FNCE) y para el caso de áreas exclusivas de distribución por competencia para la entrada al mercado. Con fundamento en la Ley 697 de 2001, se reconoce una prima de riesgo tecnológico equivalente a 3.5 puntos del costo de capital propio, adicional al costo de capital definido en la Resolución para las FNCE[8]. La Resolución estima costos de generación para PCH´s y sistemas solares fotovoltaicos para soluciones individuales. Se prevé para sistemas híbridos y otras tecnologías de generación no definidos en dicha resolución, la alternativa de que el interesado proponga a la CREG los costos estimados y ésta definirá en Resolución particular los costos correspondientes.

Adicionalmente, como ya se anotó, los contratos de concesión de áreas exclusivas del MME sirven como instrumentos para asignar metas de servicio usando FNCE.

3.1.4.3Costo del servicio y tarifas al usuario final

El principio establecido por ley es que se reconoce al prestador del servicio el costo eficiente en que incurre. El costo de generación, en el caso del SIN, es el

[8] Entre sus considerandos, la Resolución 091 indicó que "la Ley 697 de 2001, establece que el Ministerio de Minas y Energía formulará los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas" y que ello la CREG "consideró conveniente incluir un incentivo a tecnologías que utilicen fuentes de energía renovables que se desarrollen en las Zonas no Interconectadas del país"

que resulta del mercado y no privilegia una tecnología en particular. A diferencia de algunos países desarrollados, en Colombia no existe una tarifa verde que permita reconocer los mayores costos en que incurran ciertas tecnologías de FNCE. Introducir una tarifa verde requeriría de Ley.

3.2 ANÁLISIS DE FACTORES DETERMINANTES DE POLÍTICA PARA LAS FNCE EN COLOMBIA

Tomando como referencia los factores determinantes de política identificados en la sección 2 a nivel internacional, se realiza en este aparte un análisis de dichos factores para el caso colombiano, lo cual permite a su vez construir la justificación de política y objetivos para el Plan.

3.2.1 Reducción de emisiones de GEI

Colombia es un emisor modesto de GEI que ha seguido un sendero verde y no tiene además compromisos de reducción de emisiones. En el caso del SIN, el Factor de Emisión correspondiente al año 2008, fue de 0,2849 kg CO2 eqv/kWh. Si se tiene en cuenta los proyectos hidroeléctricos en construcción bajo el mecanismo de Cargo por Confiabilidad y el desarrollo de proyectos de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas, este índice tiende a reducirse aún más.

Siendo esta la situación actual y futura de mediano y largo plazo (al menos durante la presente década), es claro que la reducción de emisiones no es un factor prioritario que determine metas, al menos significativas, de inversiones en FNCE en el SIN, apreciación que es compartida en general por diferentes sectores y autoridades.

De otro lado, en cuanto a la emisión de material particulado proveniente de la industria por utilización de carbón, las normas ambientales exigen controles para que los niveles de emisión estén dentro del rango permisible para el ser humano.

3.2.2 Vulnerabilidad por dependencia de importaciones de energía

Colombia cuenta con un importante potencial de recursos para generación de energía hidroeléctrica y a carbón. Su situación es bien diferente de países como España y Alemania que dependen en proporciones entre el 50% y el 80% de importaciones. Aún más, el país ha querido proyectarse como exportador de energía eléctrica a los países vecinos. Es así como se cuenta con el suministro de energía firme hasta el año 2021 y existe en la UPME una gran cantidad de proyectos registrados que constituyen un potencial considerable de generación.

Por lo anterior, no se considera que los riesgos asociados a dependencia de importaciones de energía constituya en el mediano y largo plazo un factor que

determine la necesidad de establecer políticas de incorporación de FNCE como alternativa a reducir una dependencia hipotética.

3.2.3 Reducción de vulnerabilidad al Cambio Climático

En cuanto al recurso hidro energético nacional, los potenciales cambios en escorrentías y la disponibilidad de agua, alterando régimen de lluvias y evapotranspiración ocasionadas por el Cambio Climático, podría generar escenarios de sequía lo que afectaría negativamente la generación por este medio. Algunas simulaciones muestran que los aportes hídricos podrían reducirse drásticamente en diferentes zonas del país para finales de siglo y dicha situación empieza a ser advertida en estudios como el del Banco Mundial sobre la energía eólica en Colombia[9].

Al respecto, los siguientes puntos que deben ser tomados en cuenta para efectos de delinear objetivos de política:

a. Las amenazas del Cambio Climático sobre el régimen hidrológico son reales y por tanto deben ser valoradas, monitoreadas y consideradas dentro del planeamiento energético. Por lo tanto, deben adoptarse acciones concretas en esta dirección.

b. Sin embargo, la gran complejidad de las variables climatológicas, de su interacción, y de los efectos de las medidas de mitigación del Cambio Climático a nivel global, generan una altísima incertidumbre sobre la evolución definitiva que tome el comportamiento del clima y sus impactos locales, y en consideración a estos últimos, su impacto sobre las principales cuencas de generación hidroeléctrica del país y las demás fuentes renovables ligadas al clima.

c. La gran incertidumbre en el comportamiento futuro de las variables climatológicas y sus efectos locales, y sus predicciones en el largo plazo, no permiten contar con elementos de información concretos que conduzcan a desincentivar la generación hidroeléctrica, por ejemplo, de las pequeñas centrales. Sin embargo, ello sugiere que el aprovechamiento energético de las cuencas debe ser óptimo.[10]

En todo caso, es importante tener en cuenta que el país cuenta con recursos importantes de generación con fuentes convencionales, especialmente basadas en carbón, que con el desarrollo tecnológico podrían permitir su utilización bajo un ambiente de bajo impacto ambiental.

---

[9] Vergara, W., Deeb A. (2010) *Wind Energy in Colombia, A framework for Market Entry*.A World Bank Study, July 2010.

[10] Se debe evitar que el incentivo a construir PCH´s menores de cierta capacidad impida o afecte el aprovechamiento de la cuenca con proyectos de mayor capacidad.

3.2.4 Desarrollo del mercado de bienes y servicios

El desarrollo de un mercado de bienes y servicios (doméstico y/o internacional) asociado con determinada tecnología de ER requiere de una base tecnológica mínima la cual depende a su vez del grado de sofisticamiento de los bienes y servicios a producir (una cosa es producir celdas solares y otra calentadores solares), del potencial de mercado que se crearía con las metas de nueva instalación doméstica de la ER en particular, y del potencial de mercado internacional que se desea captar bajo el supuesto de competitividad.

En este sentido, para el caso particular de cada FNCE en Colombia, se debe bajar de las intenciones generales que han caracterizado las políticas anteriores (salvo el caso de los biocombustibles), para dimensionar en su real magnitud las posibilidades del país de crear una industria asociada a ciertas tecnologías de ER.

La experiencia internacional consultada enseña que este factor ha sido determinante precisamente en países como Alemania y España, que además de contar con las factores determinantes de reducción de emisiones y de reducción de la dependencia de importaciones energéticas, contaba con un desarrollo tecnológico importante y sus metas nacionales y de región constituían una masa crítica relevante para jalonar aún más ese desarrollo, además del importantísimo potencial que representaba la misma UE.

Lo anterior no quiere decir que en Colombia no existan nichos de potencial, lo importante será poderlos identificar, en línea con los otros objetivos prioritarios y metas que se asignen a determinada fuente.

3.2.5 Otros factores que inciden en la formulación de política

A diferencia de los factores determinantes antes analizados, pueden existir razones de política internacional del país relacionadas con el interés de demostrar su compromiso, como país en desarrollo, con la adopción de medidas orientadas a la mitigación del Cambio Climático. La adopción de metas en este sentido, dependerá en buena medida del costo que ellas impliquen para la economía en el marco de prioridades del Plan Nacional de Desarrollo y de la disposición del Gobierno y del Legislativo para adoptarlas, pues dado que requieren de subsidios, incentivos fiscales adicionales y/o tratamiento diferencial en la regulación, requerirán de ley para su instrumentación (tal como fue el caso de los biocombustibles).

Para el diseño de la propuesta del Plan en el presente estudio, en la Parte de Formulación se amplía al respecto.

3.3 POTENCIAL DE LAS FNCE

Esta sección presenta de manera sucinta la información sobre el potencial de las diferentes FNCE consideradas en el estudio[11].

3.3.1 Potencial solar

Existe gran potencial de este recurso en el país, dada su localización entre latitudes 5 grados de latitud Sur (Leticia) y 13,5 grados de latitud Norte (San Andrés), un régimen de radiación solar con muy poca variación durante el año, y con promedios diarios mensuales que varían de región a región entre 4 kWh/día/m^2 y 6 kWh/día/m^2 según el Atlas de Radiación Solar de Colombia[12]. Si se comparan estos valores con los de regiones de máxima radiación a nivel mundial (por ejemplo, desierto del Sahara), encontramos que el país tendría entre el 58% y el 85% de estos valores máximos.

Las regiones con potencial más elevado son la Costa Atlántica al norte del país, especialmente La Guajira, la región de Arauca y parte del Vichada, las regiones de los valles del río Cauca y del río Magdalena y la región insular de San Andrés y Providencia.

La tabla siguiente muestra el potencial de energía solar evaluado por áreas con niveles de radiación entre los rangos dados[13]. Puede observarse que hay disponibles 8.000 km^2 con niveles de radiación elevados de 5.5 a 6 km^2 que permitirían el aprovechamiento de la energía solar para la generación de electricidad.

Tabla 3-4. Potencial de energía solar por áreas

Grid	Rango de Radiación solar global (kWh/m2)		Area (%)	Area (km2)
1	3.58	4	1.53%	17,434
2	4	4.5	31.89%	364,067
3	4.5	5	51.69%	590,158
4	5	5.5	14.19%	162,033
5	5.5	6	0.71%	8,055
			100.00%	**1,141,748**

Fuente: UPME-IDEAM y elaboración propia

[11] Una versión más extensa se presenta en el Volumen 1 de este estudio.
[12] UPME, IDEAM. (2005). *Atlas de Radiación Solar de Colombia.* Bogotá. UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Colombia
[13] A partir de archivo SIG del Atlas de Radiación Solar de Colombia del IDEAM-UPME se calcularon las áreas del país con niveles de radiación entre los rangos definidos.

Para mejorar la información existente sobre el recurso se debe constituir un sistema de información con apoyo de la tecnología satelital que brinde al usuario información geográfica actualizada sobre el recurso no solo sobre superficies planas sino de cualquier inclinación y no solo de promedios mensuales sino del comportamiento diario mes a mes sobre varios años de las componentes solares difusa, directa y reflejada, y en lo posible, con alguna información de sus características espectrales.

En cuanto a las aplicaciones de la energía solar se refiere, se deben desarrollar proyectos pilotos con medición y monitoreo que permitan informar a los usuarios de la viabilidad técnico – económica de cada una de las aplicaciones, al mismo tiempo que las universidades puedan investigar sobre nuevas aplicaciones, nuevos materiales y nuevos diseños, adecuados a nuestras condiciones.

3.3.2 Potencial eólico

El potencial de la energía eólica se expresa como densidad de potencia en W/m^2 a una altura determinada. La Tabla siguiente muestra el potencial medio a 50 m de altura, las regiones y las áreas totales disponibles en el país con ese potencial[14], [15]. También se ha calificado el potencial de acuerdo a su mérito para la generación de energía eléctrica.

De acuerdo a lo anterior, existe un potencial extraordinario por desarrollar principalmente en La Guajira y en menor grado, en otras regiones del país. Suponiendo una densidad conservadora de 4.9 MW/km^2, entonces el potencial instalable para la generación con energía eólica sería de 99 GW, en donde los recursos más promisorios para la generación de electricidad estarían ubicados principalmente en la costa atlántica.

[14] A partir de archivo SIG del Atlas de Viento y Energía Eólica IDEAM-UPME se calcularon las áreas del país con niveles de potencia eólica entre los rangos definidos.

[15] UPME, IDEAM. (2006). *Atlas de Viento y de Energía Eólica de Colombia.* Bogotá. UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Colombia.

Tabla 3-5. Recurso eólico de Colombia

Calificativo	Rango densidad a 50 m (W/m2)		Densidad media (W/m2) a 50 m	Area Estimada (km2)	GW	Regiones
Bueno	343	512	428	8344	41.0	Alto La Línea, Chicamocha, zona costera Depto Atlántico, región entre Boyacá y Antioquia
Excelente	512	729	621	6818	33.5	Zona costera Depto Atlántico, Guajira, Alto La Línea, San Andrés
Sobresaliente	729	1000	865	2962	14.5	Guajira
Extraordinario	1000	1331	1166	1134	5.6	Alta Guajira
Extraordinario	1331	1728	1530	959	4.7	Alta Guajira
Total					**99.2**	
Fuente: IDEAM-UPME y elaboración propia						
Suposiciones:						
Turbina	1650	kW				
Altura tren	60	m				
Diámetro rotor D:	82	m				
Espaciamiento						
turbinas	10 D por 5D					
# turbinas /km2	2.97					
Capacidad	**4.9**	**MW/km2**				

Si se consideran solamente los recursos de La Guajira, se podrían instalar 24.8 GW con una capacidad de generación de 81.216 GWh/año, con turbinas de 1.650 kW en un régimen de viento de factor k=3 de Weibull[16], resultando la operación con factores de capacidad entre 34% y 44%. Este potencial nada despreciable presenta dificultades de evacuación de la energía en la región. En este sentido, el desarrollo del potencial hacia la región del departamento del Atlántico resulta más promisorio.

Tabla 3-6. Recurso eólico de la Guajira

Calificativo	Rango densidad a 50 m (W/m2)		Densidad media (W/m2) a 50 m	Area Estimada (km2)	GW	Regiones	GWh/año	FC
Sobresaliente	729	1000	865	2962	14.5	Guajira	43,907	34%
Extraordinario	1000	1331	1166	1134	5.6	Alta Guajira	19,287	40%
Extraordinario	1331	1728	1530	959	4.7	Alta Guajira	18,022	44%
Total					**24.8**		**81,216**	
Fuente: IDEAM-UPME y elaboración propia								

[16] Función de distribución de probabilidades aplicable a los regímenes de viento.

Sin embargo, se requiere de estudios adicionales para evaluar el potencial eólico con mayor precisión y considerando factores tales como la existencia de redes de transmisión, accesibilidad a la región e incidencia sobre la confiabilidad del SIN. En el caso de proyectos específicos, es necesario conducir campañas de medición en el lugar específico del proyecto.

La información de viento en Colombia se fundamenta en la información de las estaciones de la red del IDEAM. Las estaciones se encuentran distribuidas en el país pero se da una alta concentración de las mismas en el interior. La resolución espacial de la información procesada debe mejorarse. Es recomendable realizar campañas de medición en las zonas más promisorias y participar en programas de evaluación de recursos que emplean modernas técnicas de sensores remotos y refinados modelos para mejorar la calidad de la información.

Actualmente hay solamente un parque eólico en el país de capacidad de 19.5 MW (Jepirachi) pero diferentes empresas adelantan campañas de medición principalmente en la costa atlántica.

3.3.3 Potencial de PCHs

Colombia ha sido clasificada, como el cuarto país en el mundo con capacidad hidráulica. Según las estadísticas, Colombia tiene un caudal en los principales ríos de 52.075, m^3/s y un área total de 1.141.748 km^2.

En cuanto a hidroelectricidad en proyectos grandes, según el Inventario de Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, se cuenta un potencial de 93.085 MW con unos inventarios de 308 proyectos mayores de 100 MW. De este potencial se han instalado 7.700 MW. Según el Plan Energético Nacional - PEN-, en pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se ha estimado un potencial global de 25.000 MW instalables, de los cuales según inventario del Programa Nacional de Energías No Convencionales y de estudios adelantados por la Universidad Nacional de Colombia, se han construido 197 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, con una capacidad instalada aproximada de 168,2 MW. A pesar de contar con este gran potencial, en proyectos grandes sólo se ha explotado un 8,27% y en PCHs el 0,67%.

En la actualidad varias organizaciones regionales y empresas del sector financiero se encuentran en la fase inicial de desarrollar portafolios de proyectos de PCHs.

3.3.4 Potencial de biomasa

Por su situación en el trópico, Colombia posee ventajas comparativas en cuanto a la producción de biomasa, y su potencial es suficiente para satisfacer la demanda energética de nuestro país; no obstante, dada su baja densidad energética y los costos de transporte de suministro a las plantas de procesamiento hacen que esta opción no sea económicamente viable en la actualidad; por esta razón, es

importante establecer tecnologías para aumentar la densidad energética y viabilizar parcialmente proyectos de sustitución de combustibles fósiles por biomasa.

El potencial utilizable de biomasa en Colombia es de alrededor de 429.19 PJ/año (Zapata, 2010). Estos se pueden dividir en 3 categorías: Residuos Agrícolas de los Cultivos (RAC) de palma africana, caña de azúcar, caña panelera, café, maíz y arroz con un total de 312 PJ/año, Biomasa Residual Pecuaria (BRP) de los sectores bovino, porcino y avícola para un total del de 177 PJ/año y Residuos Sólidos Urbanos (RSU) de centros de abasto, plazas de mercado y poda con un total de 0.19 PJ/año, y un gran total de 429.19 PJ/año.

3.3.5 Potencial geotérmico

Las actividades de evaluación de este recurso se dieron en su fase inicial en la década de los 80. Se seleccionaron en 100.000 km^2áreas de interés geotérmico prioritario para planificar y programar el desarrollo geotérmico en el país. Las áreas investigadas fueron:

- Áreas en la Cordillera Occidental. Se estudiaron las áreas de los volcanes Chiles-Cerro Negro en la frontera con el Ecuador (que después se ha identificado como el proyecto geotérmico binacional Chiles-Cerro Negro-Tufiño), Cumbal, Azufral y Galeras.
- Áreas de la Cordillera Central. En la Cordillera Central, se estudiaron los volcanes Doña Juana, Sotará, Puracé y Huila.
- Áreas de la Cordillera Oriental. Área de Paipa

Al asignar prioridades para continuar los estudios, se asignaron las siguientes prioridades:

- Alta: Las áreas de Azufral y de Chiles-Cerro Negro
- Media-Alta: La zona de Paipa,
- Media: Las zonas del Cumbal y del Galeras.
- Baja: Zona del Huila

Las áreas de Doña Juana, Sotará y Puracé muestran gran interés desde el punto de vista volcanológico y de manifestaciones termales superficiales, pero hay muchas incertidumbres en lo que se refiere a la permeabilidad para una presunta roca reservorio.

En la actualidad, ISAGEN conjuntamente con INGEOMINAS, Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá y COLCIENCIAS están desarrollando investigaciones geocientíficas más detalladas, para obtener una mayor precisión

en los datos que permitan ubicar futuras perforaciones con mayor acierto.El proyectito titulado "Programa estratégico para la investigación y modelamiento del sistema hidrotermal-magmático en áreas con potencial geotérmico localizadas en el flanco noroccidental del volcán Nevado del Ruiz, Colombia"(Proyecto Colciencias #1101-454-25657 de 2009) tiene un valor total de $3,946,201,962, de los cuales Colciencias Cofinancia$925,000,000.

ISAGEN también estudiará con Ecuador el potencial de generación de energía geotérmica en la zona montañosa de la frontera entre Colombia y Ecuador. A ambas iniciativas se ha unido el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) que otorgará US$900.000 para los estudios en ambas regiones (Nevado del Ruiz y la frontera Colombia Ecuador: Chiles – Cerro Negro – Tufiño).

3.3.6 Potencial nuclear

Durante la década de los setenta, el IAN (Instituto de Asuntos Nucleares) con cooperación internacional del PNUD desarrolló conjuntamente con la empresa Coluranio trabajo prospectivo sobre este mineral en las regiones de Zapatoca (Santander) y en Berlín (Caldas). La cantidad de uranio estimada fue de 2000 t de torta amarilla (yellow cake: concentrado de mineral de uranio). En ese momento se estimó que el costo de producción superaba el costo comercial del uranio en el mercado internacional.

Posteriormente en la década de los ochenta, varias compañías europeas (ENUSA de España, Total de Francia y URAN GmbH de Alemania) en desarrollo de contratos d asociación con el INEA invirtieron 50 MUS$ en la búsqueda de uranio, sin resultados sobre el mineral.

Actualmente la compañía canadiense Energentia adelanta campañas de identificación de la presencia del mineral en las cincos áreas de que dispone en Colombia.

3.3.7 Potencial de la energía de los océanos

La energía no convencional contenida en los océanos es de diferentes tipos:

3.3.7.1Energía del gradiente térmico

Para el aprovechamiento de esta forma de energía[17] se deben cumplir 3 requisitos:

1. Gradiente térmico de más de 20º C entre la capa de agua caliente y agua fría,
2. Mínima profundidad para lograr el gradiente térmico requerido,

[17] También denominada OTEC (Ocean Thermal Energy Conversión: Conversión de la energía térmica de los océanos)

3. Mínima distancia horizontal entre tierra y el sitio de explotación energética dado el gradiente térmico.

De acuerdo a unestudio reciente[18], la región del Pacífico colombiano no presenta gradientes térmicos superiores a 20°C entre las aguas superficiales y las profundas que permitan aprovechar esta energía, como si es posible en la región las Islas de San Andrés y Providencia en el Caribe. Tampoco en los sitios evaluados como Juradó y Cabo Corrientes las profundidades necesarias para el sumidero de estas centrales de generación se encuentran a por lo menos 5000 y a 5700 m respectivamente de la línea costera, distancia considerada demasiado grande para la interconexión de este tipo de centrales de generación. En estas condiciones, *el potencial de aprovechamiento de este recurso en la costa pacífica no resulta viable*.

3.3.7.2 Energía de las mareas

La energía de las corrientes de marea significa también un potencial a considerar en áreas costeras. Para que esta forma de energía se pueda aprovechar, es necesario que se den condiciones de diferencia de mareas (superior a 3 m), corrientes de marea con velocidades superiores a 1.75 m/s y áreas de bahías o estuarios que permitan fácilmente la construcción de represas en los que alojaría en su base las turbinas para la generación de electricidad. El estudio indica que en la costa Pacífica, Bahía Málaga no resulta una opción por las bajas velocidades de marea y sugiere investigar sitios próximos a Cabo Corrientes, reconocido por fuertes corrientes de marea. *La energía de las mareas tampoco representa un potencial desarrollable en el mediano plazo*.

3.3.7.3 Energía de las olas

La energía de las olas es también una fuente que puede explotarse en las áreas marinas. Se considera sin embargo que para que sea viable un proyecto de esta naturaleza se requiere que la onda de la ola transporte por lo menos 15 kW/m de ancho de la cresta. Estudios realizados con información satelital muestran que al analizar 6 celdas (celdas de 4x110 km de lado) en Colombia, 2 en el Pacífico y 4 en el Caribe, las celdas del Pacífico arrojan una amplitud de onda baja que descarta las celdas mencionadas mientras que en las del Caribe solamente la celda próxima a La Guajira tiene 1.72 m de altura media anual de la onda y una desviación estándar baja de 0.3, lo cual indica que esta región sería la más promisoria para continuar con estudios de explotación de la energía de las olas[18]. De acuerdo a lo anterior, el *potencial de energía de las olas en la región objeto del estudio no es viable.*

[18]Torres, R.R. (2003). Estudio del potencial en Colombia para el aprovechamiento de la energía no convencional de los océanos**.** Tesis de grado**.** Escuela Naval de Cadetes Almirante Padilla. Cartagena de Indias, Colombia

3.3.8 Conclusiones

Los recursos evaluados (solar, eólica, PCH's, biomasa) indican una dotación de recursos que dependiendo de la localidad en el país se califican hasta de extraordinarios. A los recursos geotermia, nuclear y energía de los océanos, la información es muy preliminar cuando no prácticamente inexistente.

Para los recursos solar, eólica, PCH's y biomasa, la información disponible se considera básica y ***permite en la actualidad tomar decisiones de política sobre la utilización de los mismos.***

Para la formulación, evaluación y desarrollo de proyectos con estos recursos a una escala mediana o mayor, se recomienda ampliar la cobertura de la información básica incluyendo parámetros adicionales del recurso y aumentar la resolución espacial. Esta recomendación es aplicable sobre todo a las áreas definidas como promisorias.

En el caso de las ZNI la información de dotación de recursos es muy limitada dada en parte por la baja densidad en estas regiones del país de estaciones de medición de radiación solar y viento, y para los demás recursos se cuenta con mínima información o ninguna.

3.4 EDUCACIÓN, I+D+ I, COMERCIALIZACIÓN Y SERVICIOS

3.4.1 Educación

La educación sobre FNCE ha estado en Colombia ligada a las facultades de ingeniería (eléctrica, mecánica, civil, química), ciencias (química, física y geología) y economía de diferentes universidades. En los cursos que se ofrecen en los pregrados, los temas técnicos, sociales y económicos de las FNCE son planteados de una manera muy general. En los programas de ingeniería de algunas universidades se ofrecen cursos ya más específicos sobre energía renovable (Energía Solar, Electricidad Solar, Energía Eólica, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, entre otras) energía y medio ambiente.

Como educación ya más específica sobre FNCE y temas relacionados, y a un nivel más alto (posgrado y especialización, en dos casos a nivel de doctorado), hay actualmente 18 programas en el país.

Es conveniente anotar que durante la década del embargo petrolero de 1973 hubo una gran actividad universitaria sobre las FNCE no solamente a nivel académico sino investigativo y que este decayó hacia finales de los ochenta. Nuevamente tenemos en la actualidad un gran interés por las FNCE y seguramente el desarrollo de capacidad aumentará en el país tanto en términos de número como de nivel y permanencia de los programas.

3.4.2 I+D+i

El desarrollo de la ciencia y tecnología en el país tiene como ente rector a Colciencias. El Plan Estratégico 2009 a 2018 para la Ciencia, Tecnología e Innovación (en adelante el Plan), está fundamentado en la generación de conocimiento científico y tecnológico, expresado en el documento de política nacional de fomento a la investigación e innovación titulado "Colombia Construye y Siembra Futuro" (COLCIENCIAS, 2008). Sus objetivos están fundamentados en dos principios básicos: acelerar el crecimiento económico y disminuir la inequidad.

El plan tiene ocho objetivos estratégicos que incluyen fortalecimiento institucional del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación (SNCTI), consolidar la infraestructura y los sistemas de información para la CTI, incremento de la generación de conocimiento, fomento a la innovación y desarrollo productivo, incremento y fortalecimiento de las capacidades humanas, fomento a la apropiación de la CTI en la sociedad, promoción de la integración regional y consolidad la proyección internacional de la CTI. Más específicamente sobre energía, en 2005 se formuló el PIEM (Programa de investigaciones en Energía y Minería) (COLCIENCIAS, 2005).

El número de grupos de investigación en energía y minería ascendía en 2005 a 88, de los cuales el 3% estaban en el campo de las FNCE. Durante el periodo 1991-2004 Colciencias financió 188 proyectos de investigación en energía y minería, de los cuales 13 (7%) correspondieron a Energías Alternativas.

En la formulación del PIEM se consideraron seis objetivos generales, dentro de los cuales y relacionados con FNCE, se tienen:

- Lograr una mayor suficiencia energética y niveles de disponibilidad del servicio en todas las regiones y segmentos de la población, mediante el desarrollo de fuentes y tecnologías adecuadas que hagan parte de cadenas productivas.
- Desarrollar mejores prácticas de utilización de la energía, nuevas fuentes y tecnologías más limpias y eficientes que reduzcan los impactos negativos contra el medio ambiente y que permitan el acceso a la energía de todos los sectores de la sociedad.

Claramente se lanza un mensaje para el desarrollo de nuevas fuentes y se valoran en relación con ellas, las enormes ventajas que significarían su utilización en las Zonas No Interconectadas (ZNI) y las ambientales, resultado de su utilización.

Como principales líneas de acción se tienen:

- Desarrollo y productividad económica, con áreas de trabajo en minerales, carbón, hidrocarburos, pero no en FNCE.
- Mercado y regulación, en diversos temas pero tampoco en FNCE.
- Desarrollo humano y social, en el cual se consideran soluciones energética estandarizadas para ZNI (combustibles de biomasa, solar, eólica, PCHs), sistemas de gestión para de soluciones energéticas, biocombustibles,
- Consideraciones de sostenibilidad ambiental: se propuso trabajar en la cuantificación de los recursos de FNCE por sus ventajas ambientales, sistemas híbridos con renovables
- Energía e integración

Como metas al 2010 y 2015 se formularon las siguientes relacionadas con las energías renovables:

- Crear un fondo con recursos del FAZNI y FAER así como convenios intersectoriales
- Promover las formación y consolidación de un centro de excelencia en energía
- Fortalecer vínculos con Brasil en varios campos, entre ellos, biocombustibles, y con la Unión Europea y Cuba en eficiencia energética y fuentes renovables.

Durante el periodo 1991-2009, Colciencias cofinanció el 30% de 30 proyectos de FNCE, por un valor total de Millones Col $18.022. Este nivel de inversión refleja evidentemente una limitación muy importante en el desarrollo de proyectos de FENR.

En términos generales, la investigación en energías alternativas es deficiente debido principalmente a la “poca disponibilidad de grupos de investigación” así como “a lo reducido del grupo de interesados en el sector productivo en desarrollar propuestas”[19].

[19] COLCIENCIAS (2005). Plan Estratégico Nacional de Investigaciones en Energía y Minería 2005-2015. Bogotá.Pág. 63

Actualmente el IPSE se encuentra adelantando desarrollando en seis centros proyectos piloto con diversas tecnologías, en donde se enfatiza en la apropiación de las tecnologías por parte de las comunidades. El IPSE ha realizado alianzas estratégicas con instituciones y universidades tanto nacionales como extranjeras para la ejecución de los mismos. Estos proyectos son objeto actualmente de evaluación.

3.4.3 Comercialización y servicios

Existe oferta de tecnologías en FNCE desde hace mucho tiempo en Colombia, los primeros tal vez fueron los molinos de viento para el bombeo de agua y después los equipos para PCHs a mediados del siglo pasado, sin embargo fue desde la década de los 70s después de la crisis de combustibles del 73 cuando comenzaron a aparecer empresas comercializadoras de calentadores solares de agua y plantas fotovoltaicas. Después se amplió la oferta a biodigestores, gasificadores de biomasa y calderas eficientes. Esta oferta se ha caracterizado por mantener muchos altibajos, pues depende en gran medida de las coyunturas de alza o baja en los precios del petróleo, los cuales provocan aumento o disminución en la demanda. En la actualidad sobreviven más de 60 empresas comercializadoras de estos productos.

En cuanto se refiere a servicios como los de consultoría, muy desarrollado se encuentran los servicios para PCHs mientras que para las demás FNCE son muy reducidos.

3.5 GRADO ACTUAL DE PENETRACIÓN DE LAS FNCE

La Tabla 3-7muestra la potencia instalada de FNCE por aplicación. El total empleado para generación de electricidad asciende a 761.42 MW. En el caso de la cogeneración con biomasa se ha incluido la potencia total instalada en los ingenios que incluye la potencia entregada al SIN. En el caso de energía térmica se ha estimado una potencia equivalente para colectores solares de acuerdo a recomendación internacional. Y finalmente en energía mecánica para bombeo de agua se da el número de unidades que han comercializado los principales fabricantes de molinos de viento.

Tabla 3-7. Penetración de las FNCE en Colombia

ENERGIA ELÉCTRICA	Cantidad	Unidad	Observación
Solar fotovoltaica	4.50	MW	Sistemas Aislados
Solar fotovoltaica	4.50	MW	Aplicaciones profesionales
Eólico (generación electricidad)	19.50	MW	Parque Jepirachi
PCH's (< 10 MW)	168.70	MW	
PCH's (10 MW<P<20 MW)	296.00	MW	
Biomasa - Cogeneración (8 ingenios)	268.22	MW	
Geotermia	0.00	MW	
Energía de lo Mares	0.00	MW	
Total	**761.42**	**MW**	
ENERGÍA TERMICA	**Cantidad**	**Unidad**	**Observación**
Biomasa- Calor directo	?		
Solar térmica (calentadores)	77.00	MW térmicos	110.000 m2 de colectores solares*
Nuclear (reactor experimental)	0.10	MW térmicos	
Total	**77.10**	**MW térmicos**	
ENERGIA MECANICA	**Cantidad**	**Unidad**	**Observación**
Molinos de viento Gaviotas, Jober, Indusierra y otros	>5000	unidades	Bombeo de agua
* IEA SHC (2004) Converting solar thermal collector area into installed capacity. Paris.			

Nota: No se conocen cifras del uso de la biomasa para calor directo.

Fuente: elaboración propia

En las ZNI las FNCE son esencialmente sistemas fotovoltaicos en aplicaciones aisladas y profesionales (telecomunicaciones, fotovoltaicos). En fase de implementación el IPSE está desarrollando varios sistemas demostrativos como los de poligeneración de Nazareth (diesel+solar (100 kW) +eólico (2x100 kW)) e Isla Fuerte (sistema fotovoltaico con planta a GLP), y un gasificador en Necoclí (40 kW). Además se encuentra en fase de contratación un sistema de generación eólica de 7 MW y una planta de procesamiento de residuos sólidos y generación con una capacidad de 1 MW en San Andrés.

En cuanto se refiere al uso de la biomasa en la producción del calor en el sector agroindustrial se conoce de la utilización in situ de la mayor parte de los residuos. Su baja densidad energética y los costos elevados de transporte a las áreas urbanas hacen no rentable actualmente su utilización.

3.6 COSTOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE ENERGÍAS RENOVABLES

Esta sección considera las tecnologías consideradas en este estudio, las aplicaciones y las capacidades y sus factores empleados para la evaluación de los costos de generación.

3.6.1 Tecnologías de FNCE consideradas

Las tecnologías de generación consideradas han sido divididas en tecnologías para la generación de energía eléctrica fuera de red, en miniredes y para la generación a la red. Se consideraron sistemas de diferentes capacidades acorde con el esquema de conexión. Los factores de capacidad varían también con la tecnología y el esquema de conexión en el que entregaran la electricidad.

Tabla 3-8. Tecnologías de generación de electricidad

Tecnología de Generación		Fuera de red		Minired		Conectados a red	
						Carga base	
	Vida equipos (yr)	Capacidad (W)	Factor Capacidad (FC%)	Capacidad (kW)	Factor Capacidad (FC%)	Capacidad (MW)	Factor Capacidad (FC%)
Geotermicas binarias	20			200	70		
Geotermicas binarias	30					20	90
Geotermicas flash	30					50	90
Solar FV	20, 25	50, 300	20	25	20	5	20
Centrales solares con almacenamiento	30					30	50
Centrales solares sin almacenamiento	30					30	20
Eólica - generación electricidad	20	300	25	100	20	10, 100	30
Hibridos Solar-Eólico	20	300	20	100	20		
Gasificador de Biomasa	20			100	80	20	90
Vapor de biomasa	20					50	90
Gas de relleno sanitario	20					5	80
Biogas	20			60	80		
Hidro Pico	5	300	30				
Hidro Pico	15	1000	30				
Hidro Pico	30			100	30		
Hidro Mini	30					5	45

Fuente: Elaboración propia

3.6.2 Costos de las tecnologías

Los costos de inversión de las diversas tecnologías corresponden a costos internacionales debido a la falta información nacional por el mismo desarrollo limitado de estas fuentes en el país.

Como punto de partida se tomó información del Banco Mundial y se hizo una actualización de costos de inversión a precios de 2010. Los costos de capital se dan en US$/kW y se han considerado los siguientes: costos de equipos, obras

civiles, ingeniería, instalación de los equipos e imprevistos. Es conveniente anotar que en los costos no se ha incluido los que conlleva la expansión del SIN para evacuar la energía de los parque eólicos o solares.

Los costos han sido estimados en US$ de 2010 y se han proyectado para los años 2015 y 2020. Debido a la incertidumbre que significa proyectar costos del 2020 al 2030, se han asumido a partir de 2020 como constantes.

Los costos calculados corresponden a valores internacionales y para adecuarlos a las condiciones del país, se puede considerar un factor multiplicador país que para el SIN podrían variar entre 1 y 1.5, y para las ZNI entre 1.5 y 2.5. Este último valor de 2.5 corresponde con costos de capital de proyectos realizados en las más aisladas y remotas zonas del país.

La Figura 3-1 muestra los costos de capital en US$/kW para las diferentes tecnologías consideradas. Puede observarse un mínimo costo de inversión de 1385 US$/kW para parques eólicos de 100 MW y costos de inversión de 7.000 US$/kW para centrales solares fotovoltaicas interconectadas a la red.

Para estimar los costos nivelados de generación de la energía eléctrica con las diferentes tecnologías, se ha asumido una tasa de descuento de 10% anual y 20 años como periodo de evaluación del proyecto. Los factores de capacidad requeridos para estimar la generación anual de cada tecnología se han dado en la Tabla 3-8. La Figura 3-2 muestra los costos de generación calculados para las diferentes tecnologías y se han incluidos para efectos comparativos el Precio Promedio de Bolsa Agosto de 2010, el Precio de Oferta de Gas y de Carbón a agosto de 2010. Se puede observar que las tecnologías consideradas se encuentran tanto por debajo del costo promedio de bolsa y varias tecnologías, como las solar fotovoltaica conectada a la red se encuentra muy distante con costos superiores a los 350 US$/MWh. También hay varias tecnologías (biomasa vapor 50 MW, eólica 10 y 100 MW, y geotermia de 50 MW) que han alcanzado costos de generación por debajo (próximos) al precio promedio de la bolsa y que merecen ser tenidas en cuenta como tecnologías promisorias.

Variaciones posteriores de los costos de generación cuando varían las disponibilidades de los recursos se pueden calcular recalculando el nuevo valor del factor de capacidad.

Figura 3-1. Costos de capital de FNCE en el SIN -2010

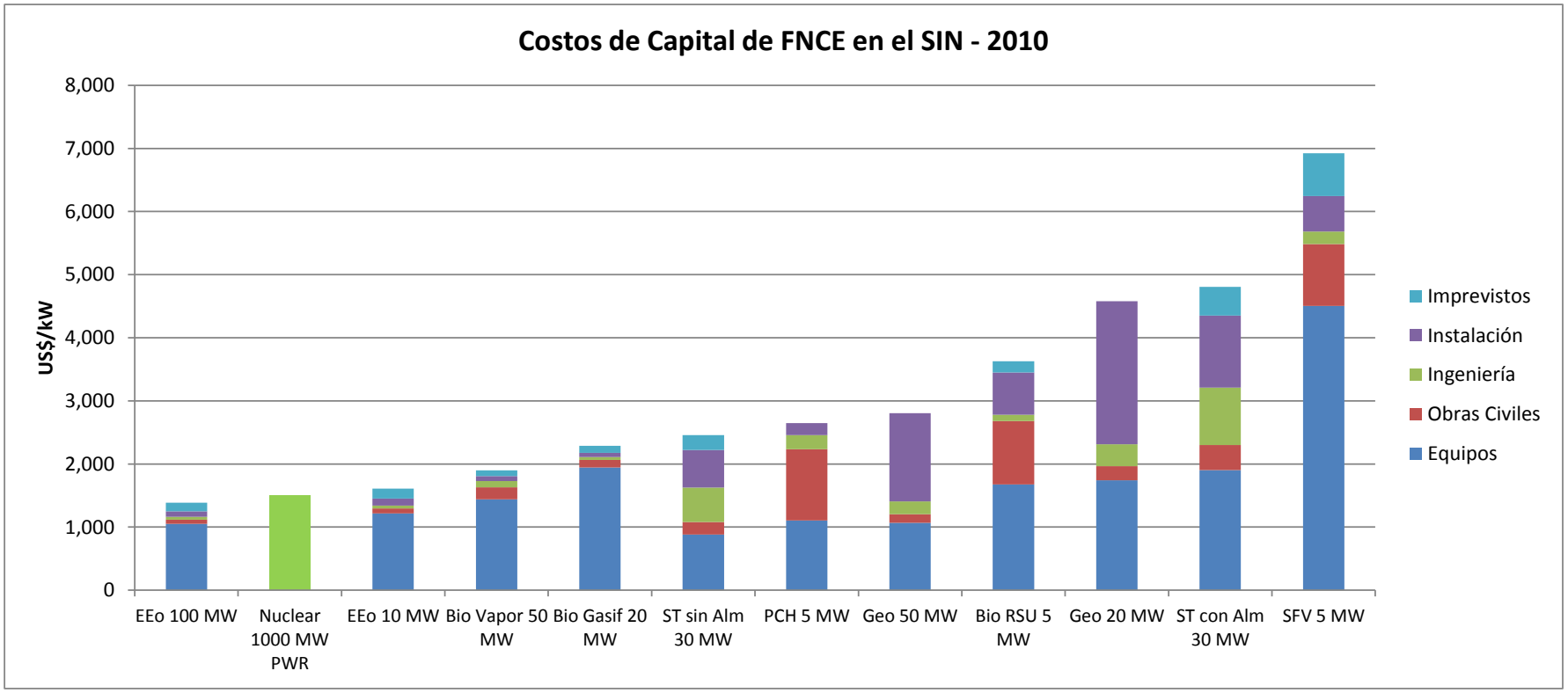
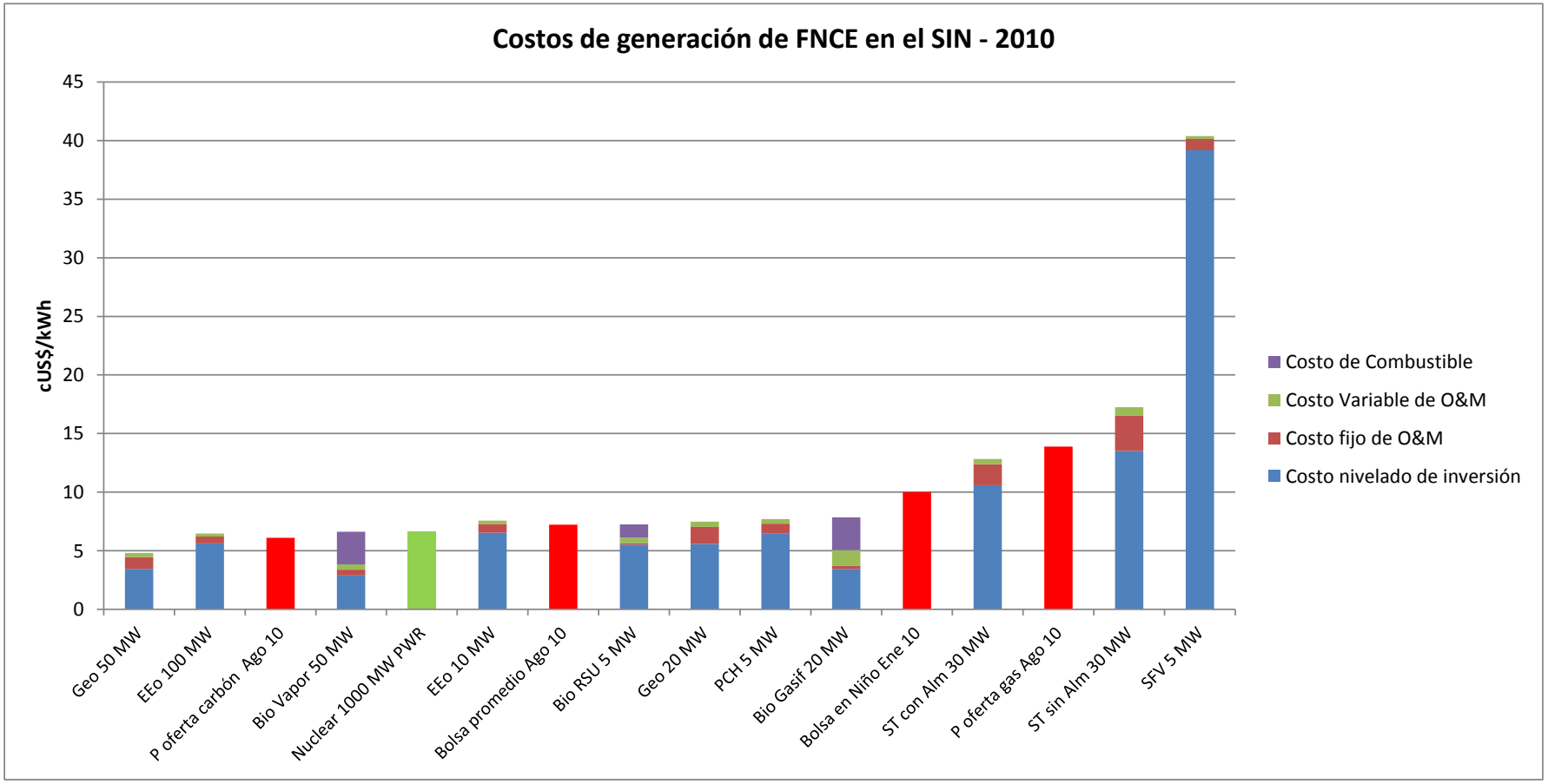


Figura 3-2. Costos de generación con FNCE en el SIN -2010



La figura siguiente muestra el costo de capital para las diferentes tecnologías consideradas en las escalas dadas en la Tabla 3-8. Se puede observar que los costos de capital varían entre 1743 US$/kW y 8.064 US$/kW, siendo la tecnología de PCH las de menor costo de inversión y la solar fotovoltaica y geotermia a pequeña las de mayor costo de inversión. Es conveniente recordar que aun falta considerar el factor país para las ZNI que incrementa los costos en un factor entre 1.5 y 2.5.

Los costos de generación se dan en la Figura 3-4 en donde también se ha incluido el costos de generación con plantas diesel en las ZNI que alcanza 440 US$/MWh. Nuevamente es conveniente recordar que los costos no incluyen el factor país para las ZNI. Aun considerando un factor país extremo de 2.5, hay varias tecnologías (biomasa con residuos sólidos, gasificación, PCHs y geotermia de 200 kW) que presentan costos de generación inferiores al costo de generación con plantas diesel en estas zonas.

Una curva de oferta de generación con FNCE para el SIN solamente se puede construir a partir de proyectos específicos de acuerdo con sus estudios de prefactibilidad o factibilidad, que por tratarse de proyectos de iniciativa particular sus costos no son conocidos. Sin embargo, el análisis mostrado muestra que existen tecnologías promisorias que podrían ser introducidas bajo un ambiente de mercado con los debidos ajustes regulatorios (por ejemplo de valoración de energía firme).

Figura 3-3. Costos de capital de FNCE en las ZNI – 2010

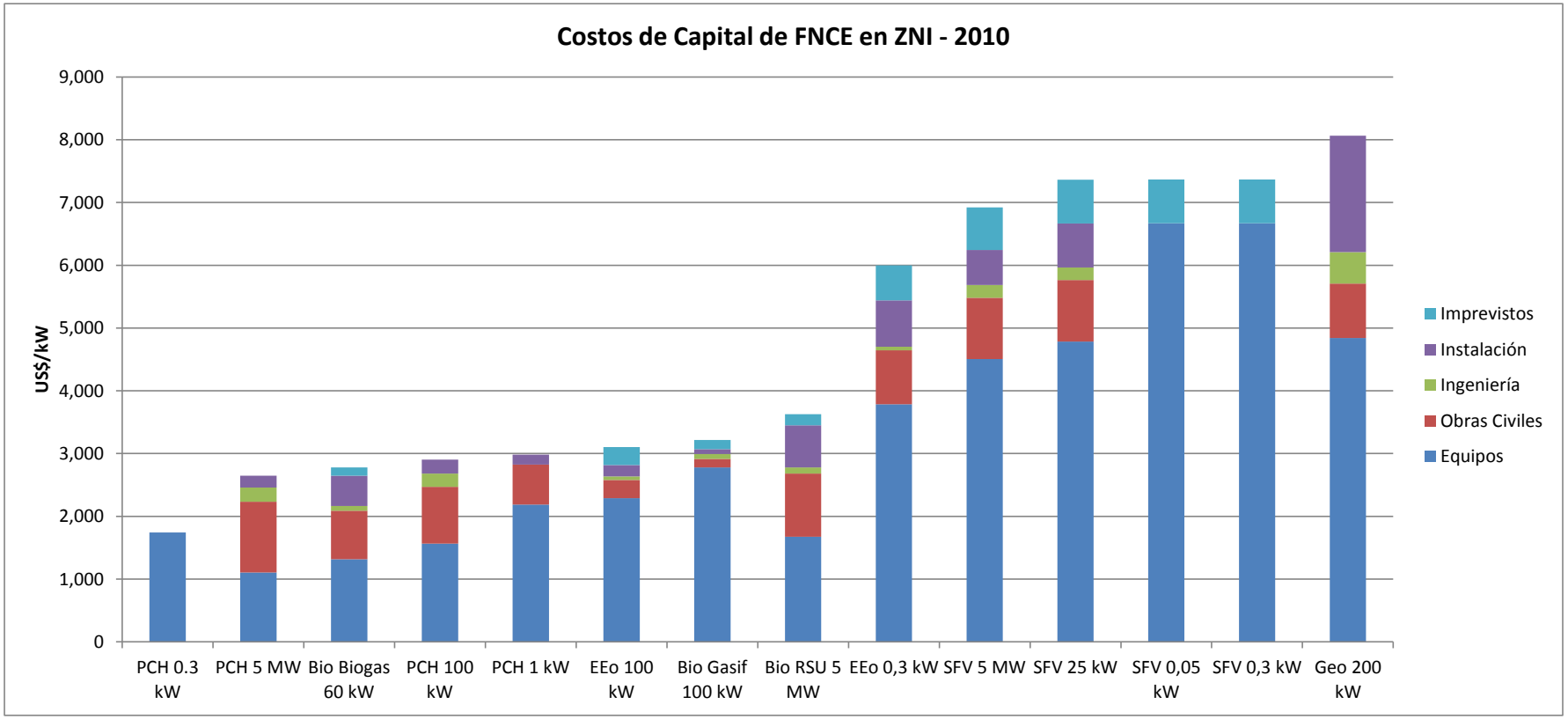
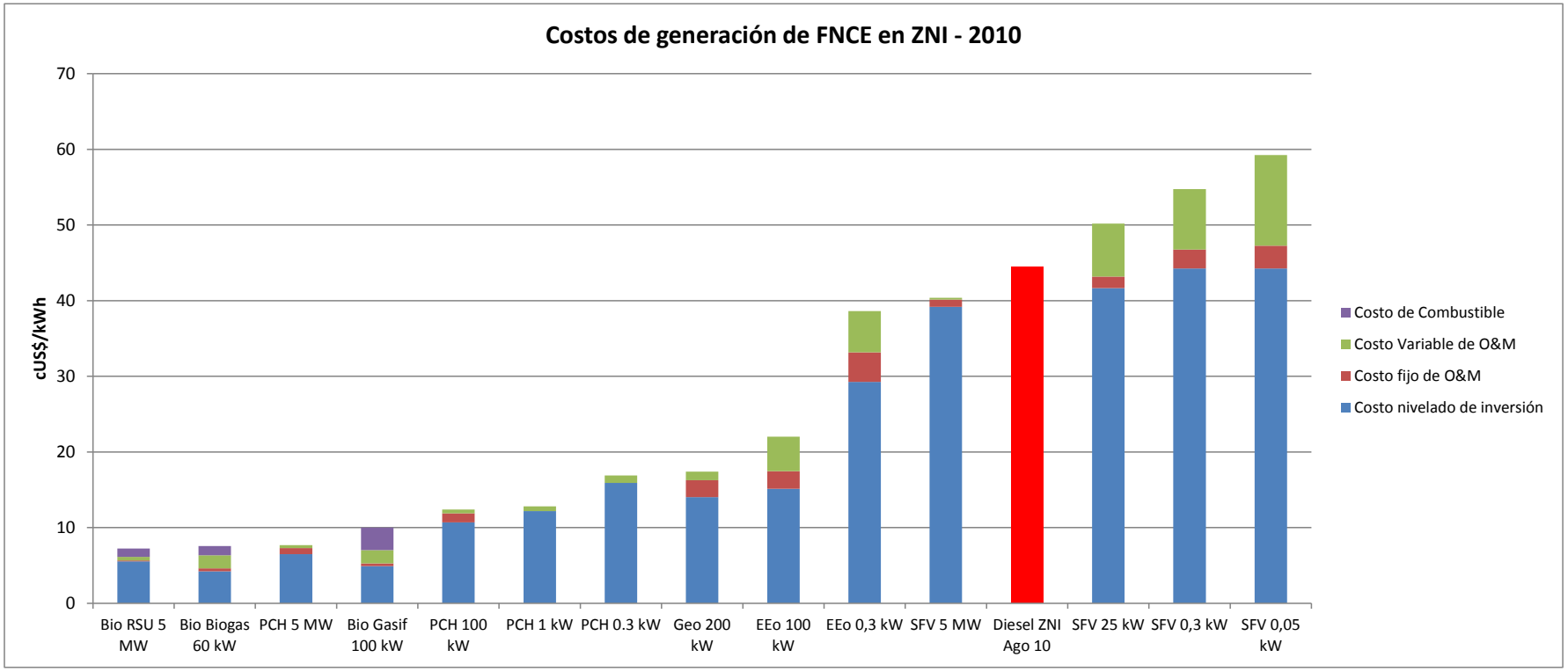


Figura 3-4. Costos de generación de FNCE en las ZNI -2010



3.6.3 Evolución de tecnologías de FNCE y producción parcial local de componentes de equipos de FNCE

Esta sección analiza las tendencias y evolución de las diferentes tecnologías con el fin de determinar las más aplicables por efectos de madurez y costo, así como identificar las posibles adaptaciones y desarrollos que las mismas podrían tener para desarrollar industrias locales de producción.

Las tecnologías que han sido identificadas en este estudio como más promisorias son la energía eólica, solar fotovoltaica, solar térmica (producción de agua caliente), PCH's y biomasa, a diferentes escalas para el SIN y las ZNI.

3.6.3.1Curvas de aprendizaje

La transición hacia un sistema de energía sostenible requerirá el desarrollo y empleo de nuevas y más eficientes tecnologías de energía. Las nuevas tecnologías tienen con frecuencia costos más altos que las convencionales tradicionales y para que estas puedan introducirse sus costos deben disminuir. Es por lo tanto importante analizar la dinámica de la reducción de los costos de los sistemas de energía en relación al cambio tecnológico. Y más aún, los modelos de empleados en el sector energía requieren con frecuencia de información sobre el cambio tecnológico y el desarrollo de los costos.

Las curvas de aprendizaje (o también llamadas de experiencia) son una herramienta para analizar el futuro desarrollo de los costos. Estas se han empleado para analizar las tendencias históricas de la evolución de los costos de las tecnologías para de allí estimar los costos de los futuros desarrollos y también como una herramienta para el análisis de estrategias de desarrollo empresarial.

El concepto se fundamenta en el reconocimiento de que en la medida en que se aumenta la capacidad instalada de una tecnología, el costo de la misma disminuye. Formalmente: Si K es la capacidad acumulada instalada de una tecnología y C el costo de una unidad de la tecnología, siendo C0 el costo inicial de la unidad, entonces

$$C(K) = C0\ K^{b}$$

en donde b es la pendiente (en una escala log-log). La pendiente de la función de "aprendizaje" se puede expresar como una "tasa de progreso"(o progreso simplemente) P o como la tasa de aprendizaje L. Estas expresiones se dan, en el caso en que se doble la capacidad instalada, como:

$$P = 2^{b} \text{ y } L = 1 - 2^{b}$$

A manera de ejemplo, si el aprendizaje alcanza el 80%, entonces se da una reducción de costo de 20% cada vez que se dobla la capacidad instalada de la tecnología (el costo se reduce en 20% a la tasa de aprendizaje de 80% cuando se dobla la capacidad instalada).

Pero el costo de la tecnología se ve afectado además por factores tales como el incremento de la capacidad de las máquinas. Por ejemplo, en el caso de las turbinas eólicas el costo aumenta con el diámetro del rotor y se conoce como la ley cuadrado-cubo: la captación de energía en la turbina aumenta con el cuadrado del diámetro del rotor, mientras que la masa de los equipos (de manera simplificada, también su costo) aumenta con el cubo del diámetro del rotor.

Las curvas de aprendizaje juegan un papel muy importante en el desarrollo y posterior utilización de las nuevas tecnologías en los programas de I+D+i de parte de los gobiernos de los países desarrollados. También se emplean para estimar las tendencias futuras de costos y la rapidez a las cuales estos ocurren. Sin embargo, al estimar las reducciones de los costos futuros de las tecnologías, es preciso considerar que los saltos tecnológicos son impredecibles y ellos quiebran las curvas de costos y aceleran la reducción de costos de una manera también impredecible.

En el caso de las turbinas eólicas, un estudio realizado sobre el costo de 1500 turbinas instaladas entre 1991 y 2003, y en el rango de capacidades desde 30 kW hasta 2000 kW mostró que el costo de las turbinas disminuyó en 12.7 % cada vez que se dobló la capacidad instalada[20].

Más recientemente y con una cobertura de tecnologías más amplia, se determinaron las curva de aprendizaje para varias tecnologías de energía renovable y otras convencionales. La tabla siguiente muestra las tasas de progreso de diferentes tecnologías convencionales y no convencionales. Este estudio esta principalmente referido a información proveniente de países industrializados pertenecientes a las OECD.

[20] Coulomb, L. y K. Neuhoff (2006) Learning curves and changing product attributes: the case of wind turbines. Faculty of Economics, University of Cambridge. UK.

Tabla 3-9. Tasas de progreso para diferentes tecnologías

Tecnología	**Tasa de Progreso (%)**	**Rango sensibilidad (%)**
Tecnologías de combustibles fósiles avanzadas		
- tecnologias de carbón	95	93 - 97
- tecnologías a gas natural (€/kW)	90	85 - 95
- tecnologias a petróleo (€/kW)	100	-
- captura y secuestro de CO2 (€/kW)	100	-
Nuclear avanzada (€/kW)	100	95-105
Celdas de combustible (€/kW)	80	75-90
Turbinas eólicas (on – y off-shore) (€/kW)	90	88-92
- electricidad en areas menores viento (c€/kWh)	85	
- electricidad en areas mayores vientos (c€/kWh)	80	
Fotovoltaica (PV)	80	70-85
- electricidad	80	70-85
Centrales solares térmicas (CSP)	88	83-93
Tecnologias de biomasa *(primera aproximación)*		
- producción de biocombustibles (chips de madera, SRF)	85	80 - 90
- tecnologias de conversion (cofiring con carbón)	95	90 - 100

Fuente:NEEDS (2006) **Cost development – an analysis based on experience curves**. New Energy Externalities Developments for Sustainability. Lund University. Suecia.

La tabla anterior muestra entonces que las tecnologías renovables por tener tasas de progreso inferiores a 90% son susceptibles de reducción de costos superiores a 10% cada vez que se dobla la capacidad instalada de las mismas. Es importante anotar que esta información está limitada a turbinas eólicas, sistemas solares fotovoltaicos, sistemas de generación termosolares, producción de chips de biomasa y cofiring de biomasa con carbón, dentro de las tecnologías que se han considerado en este estudio.

3.6.3.2Desagregación de costos de equipos eólicos

En el desarrollo de un proyecto eólico, el costo de la turbina representa del orden de 75% de la inversión del proyecto, mientras que el restante 25% representa costos cuya mayoría o su totalidad se pueden considerar locales debido a que el predio, las vías de acceso, las bases de las turbinas, conexión a la red (depende de muchos factores) y las instalación eléctricas (red, subestaciones, etc.), son inversiones locales mientras que los costos financieros y la consultoría podrían ser o no locales (pueden ser del orden del 2 a 3 % del total)[21]. En estas condiciones, la turbina que representan cerca del 75% es de origen extranjero (Ver Tabla 3-10).

Tabla 3-10. Estructura de costos de proyectos europeos de 2 MW (2006)

Estructura de costos	Inversión (€1,000/MW)	Participación (%)
Turbina (exworks)	928	75.6
Bases	80	6.5
Instalación eléctrica	18	1.5
Conexión a la red	109	8.9
Sistemas control	4	0.3
Consultoría	15	1.2
Tierra	48	3.9
Costos financieros	15	1.2
Vías de acceso	11	0.9
Total	**1,228**	**100**

Fuente: http://www.wind-energy-the-facts.org/

En el caso de una posible incorporación de elementos de producción nacional, es necesario considerar los costos de las componentes de las turbinas y posteriormente, la participación de componentes de ensamblaje o manufactura local.

La tabla siguiente muestra una desagregación de costos de componentes de turbinas eólicas de 30, 600 y 1500 kW, en donde se puede observar la participación de costos en la fabricación de la turbina (el porcentaje restante para 100% es el costo de las aspas). Estas últimas representan en la actualidad en

[21] Puesto que la información es limitada en el país y en la región, se ha empleado la obtenida en http://www.wind-energy-the-facts.org/en/home--about-the-project.html

sistemas de gran capacidad el 20% para turbina on-shore y 30% para turbinas off-shore.

Tabla 3-11. Estructura de costos (exceptuando aspas) y exponente de aumento de componentes con el diámetro del rotor.

Componente	Estructura de costos			Exponente escalación de costos con diametro del rotor
Fuente	Adaptado de: Hau, 2000	Adaptado de: Dresdner Kleinwort Wasserstein, 2001	Fuglsang and Thomsen, 1998	Burton et al., 2001; Hau, 2000; Harrison et al., 2000; Nijssen, 2000
Cubo (Hub)	5%	3%	3%	3
Tren potencia	-	5%	5%	3
Caja velocidades	5%	22%	15%	3
Generador	6%	8%	9%	2
Góndola	7%	12%	13%	3
Systema de giro	12%	2%	5%	3
Controles	13%	4%	5%	1
Torre	17%	20%	20%	3
Sistema de freno	4%	2%	2%	3
Ensamblaje	5%	3%	2%	1
Subtotal	74%	81%	79%	
Capacidad turbina	30 kW	600 kW	1500 kW	

Nota: Referencia dentro de la tabla, en el artículo fuente de esta tabla[20].

De acuerdo a la tabla anterior, se puede observar que elementos como la torre que representan el 20% podrían ser de manufactura local. Las cajas de velocidades, elemento mecánico muy sensible probablemente continuarían siendo de manufactura no local por las altas exigencias de calidad y de garantía, a la vez que la demanda en las mismas podría ser limitada. Muy probablemente los proveedores de equipos extranjeros preferirían ensamblar la góndola en su totalidad en el exterior y despachar las unidades completas ya listas para instalación. De esta manera, cerca del 39% de las inversiones podría darse localmente, lo cual es una cifra altamente atractiva para los sectores involucrados en el desarrollo de los parques eólicos.

En 2009, el número de empleados en la industria eólica europea ascendió a 108.600 en la Unión Europea. Estos empleos son de tipo diferente dependiendo de la actividad de las empresas, entre las cuales se encuentran manufactureras, desarrolladores de proyectos, servicios de construcción, reparación y O&M, generadoras, servicios de consultoría, finanzas e investigación. El rápido crecimiento de la industria eólica ha traído problemas relacionados con el aumento

de la demanda insatisfecha de empleos en la industria y la deficiencia de la capacitación que imparten las universidades para la industria eólica, problema este último resuelto en buena parte por la capacitación que ofrecen las mismas empresas.

El sector energía en la Unión Europea ocupa 2.69 millones de personas (1.4% del empleo de la Unión Europea) y se estima que aproximadamente la mitad se encuentra la electricidad, gas, vapor y agua caliente. Por tanto, del restante 50%, el empleo de la industria eólica representa cerca 7.3% de los empleos y la energía eólica representa 3.7% de la demanda de energía. Lo anterior indica, como la han encontrado otros estudios previos, que la energía eólica es más intensiva en mano de obra que otras tecnologías de energía.

3.6.3.3Desagregación de costos de sistemas solares fotovoltaicos

Los sistemas solares fotovoltaicos se considerarán en dos aplicaciones diferentes: Sistemas interconectados al SIN y sistemas aislado.

Sistemas fotovoltaicos interconectados a la red

Los sistemas fotovoltaicos (SFV) interconectados a la red tienen los siguientes elementos:

- Generador solar (compuesto por numerosos módulos)
- Banco de Inversores
- Equipos de conexión a la red y protecciones.

La información sobre sistemas de este tipo en Colombia es muy reducida (se conoce de un sistema de este tipo en la Universidad Nacional en Bogotá, de algunos kWp de capacidad).

En México se ha instalado recientemente un SFV con una capacidad de 60 kWp operando en el esquema de generación distribuida. El costo de inversión de este sistema ha sido de US$9.000/kWp. Es de anotar que todo el equipo ha sido manufacturado en el exterior, excepción hecha de estructuras de montaje, cableado y elementos conexión y protección. Si consideramos que la demanda de México de SFV es mayor que la colombiana y que los inversores para sistemas conectados a la red han sido de manufactura extranjera, la extrapolación indica que poco probable se considera por el momento la producción de tales inversores en nuestro país máxime cuando este segmento de mercado no se ha ni siquiera comenzado a desarrollar.

Sistemas fotovoltaicos aislados

Los SFV aislados requieren de los siguientes elementos:

- Generador solar (compuesto por numerosos módulos)
- Banco de Baterías
- Inversor (opcional si se alimenta cargas a AC)
- Banco de baterías

La tabla siguiente muestra los costos de SFV de capacidades de 2.38 kWp y 1.7 kWp instalados en zonas remotas en la zona Andina de Colombia (no Zonas No Interconectadas) para el suministro de 2 kW AC con diferentes horas de servicio y calculados como valor promedio de cotizaciones de pocos proveedores nacionales.

Tabla 3-12. Composición de costos de SFV de 2.38 y 1.7 kWp

	SFV 2.38 kWp		SFV 1.7 kWp	
Componente	**US$**	**%**	**US$**	**%**
Modulos	16,211	50%	11,579	45%
Regulador	863	3%	863	3%
Baterias	7,579	24%	6,095	24%
Inversor	3,079	10%	3,079	12%
Subtotal 1	**27,732**	**86%**	**21,616**	**85%**
Estructura	2,393	7%	1,921	8%
Montaje	1,989	6%	1,989	8%
Subtotal 2	4,382	**14%**	3,911	**15%**
Total sin IVA	**32,114**	**100%**	**25,526**	**100%**
IVA	5,138	16%	4,084	16%
Total con IVA	37,252		29,611	
US$/Wp inst sin IVA	13.49		15.02	
Impuesto IVA	2.16		2.40	
US$/Wp inst con IVA	**15.65**		**17.42**	

Fuente: Elaboración propia

Como puede verse en esta tabla, entre el 45 y 50 % de los costos corresponde a los módulos de Silicio multicristalino, 24 % a las baterías de AMG (Absorbed Mat Gel), 14% a los costos de transporte, instalación y montaje (costos locales), y el restante 12 a 15% a electrónica de regulación e inversores.

En relación con la desagregación de componentes es claro que el elemento más costoso son los módulos y en este sentido es necesario considerar la desagregación de costos de los mismos. La tabla siguiente muestra la participación de costos en el proceso de fabricación de módulos de Si cristalino con un costo de producción total (no de venta) de 4 US$/Wp.

Tabla 3-13Costo de producción de módulos de Si cristalino

Proceso	US$/Wp	% costo
Silicio (materia prima)	0.38	10%
Cristalisación	0.73	18%
Obleado	0.73	18%
Fabricación celda	0.96	24%
Fabricación módulo	1.2	30%
Total	**4.00**	**100%**

Fuente: Elaboración propia

Con miras a considerar la producción local de módulos, se pueden considerar dos posibilidades:

- Importación de celdas y ensamblaje local de módulos
- Importación de cristales dopado y fabricación de obleas, celdas y módulos.

La primera aproximación es la más obvia y ya se intentó en los años setenta en Colombia a muy pequeña escala. Esta implica a partir de las celdas, de las etapas de soldado entre celdas, laminado con PVA (polivinilo etileno) sobre vidrio y ensamblaje en el módulo. Este trabajo bastante sencillo requiere de la adquisición de laminadoras a 180°C aproximadamente y de un sistema apropiado de soldado entre las celdas, importando el PVA, los contactos a ser soldados y el material para el laminado. En este caso se estaría actuando sobre el 30% del valor de los módulos.

La segunda aproximación involucra mayor tecnología como es la utilización de sierras multi-wire para cortado de las celdas, equipos y materiales para el decapado de la superficie de las celdas, los hornos de dopaje y los gases de dopaje, así como los equipos para elaborar las películas antirreflectoras, los contactos superior e inferior, un laboratorio para determinar las características IV

de las celdas, entre otros. En este caso se estaría actuando sobre el 90% del costo de producción de los módulos.

En todos los casos, el fabricante de módulos deber someter los módulos a test y a la certificación para poder garantizar a los clientes el producto de acuerdo a las normas IEC (International Electrotechnical Comission) y a otras de seguridad eléctrica como las UL (Underwritter Laboratories) que ofrecerían los productos de las competencias.

El número de empleos generados depende de varios factores como aproximación al proceso de producción montado y a la capacidad de producción de los módulos, que requerirían de un análisis más detallado.

Las dos aproximaciones anteriores requieren de la existencia un mercado que garantice la viabilidad del proyecto. Estimados de este estudio indican que el mercado medio anual es del orden de 300 kW que se considera pequeño para las iniciativas mencionadas.

3.6.3.4PCHs

En el caso de las PCHs, la desagregación de costos para proyectos del orden de 100 kW o menos indica que cerca del 45% de los costos están asociados a las obras civiles y el restante 55% al equipo electromecánico.

Sobresaliente entonces de esta tecnología es la alta participación de la componente de origen nacional (suministros y mano de obra empleada en las obras civiles), así como el origen nacional y local de los recursos empleados.

En la actualidad, la turbina, el generador y el regulador (43%) son generalmente importados. Pero es claro que la existencia de una demanda mayor de equipos podría reducir significativamente la participación de los bienes importados y para plantas del orden de 100 kW podría alcanzarse la producción total de estos bienes en el país.

Tabla 3-14Composición de costos de PCHs de capacidades < 100 kW.

Componente	%	Origen
Obras civiles	45%	
Presa		N
Desarenador		N
Canal conduccion		N
Tanque de carga		N
Tubería de carga		N
Casa de maquinas		N
Canal de descarga		N
Equipo electromecanico		
Turbina	25%	I
Generador	15%	I
Transformador	10%	N
Válvulas	1%	N
Compuertas	1%	N
Regulador	3%	I
TOTAL	**100%**	
N: Nacional o local		
I: Importado		

Fuente: Elaboración propia

3.6.3.5Calentadores solares

Los calentadores solares de placa plana se fabrican en Colombia desde comienzos de los ochenta. Estos emplean materiales nacionales, exceptuando las láminas y la tubería de cobre que eran y siguen siendo importadas para los sistemas que se fabrican hoy en día. La fabricación de un sistema (colector de 2 m^2 mas tanque de 120 litros aislado en poliuretano y forrado en lámina de aluminio) y su instalación conllevan 4.5 días-hombre[22].

[22] Comunicación personal de P.Lugari, Director del Centro Las Gaviotas.

3.6.3.6Participación de sectores de la industria

Los sectores de la industria colombiana que pudieran participar en la producción de partes para las tres fuentes de energía nuevas y renovables sería esencialmente el sector de la construcción de obras civiles, el sector metalmecánico y en menor grado la manufactura de equipos eléctricos y electrónicos.

3.7 ANÁLISIS DE BARRERAS PARA LA PENETRACIÓN DE FNCE EN COLOMBIA (DOFA)

En esta sección se realiza un análisis DOFA para la penetración de las FNCE en Colombia.

3.7.1 Fortalezas

a. **Certeza de excelente dotación de recursos en FNCE (Solar, Eólica, PCHs, Biomasa)**

El numeral 0describe el excelente potencial en estas fuentes, el cual nos indica con claridad que el país puede tomar decisiones de política para la utilización de estas fuentes.

b. **La energía solar y eólica evidencian complementariedad frente a la disponibilidad del recurso hídrico en periodos de verano y fenómeno del Niño.**

Según las series históricas de disponibilidad del recurso eólico para el parque de generación eólica de Jepirachi en la Guajira y las series históricas de radiación solar sobre todo el territorio colombiano se evidencia complementariedad en la disponibilidad de los recursos de estas dos fuentes renovables con el recurso hídrico en periodos de sequía, ya sea en el verano de todos los años o en los períodos de fenómeno del Niño, cuando la precipitación se reduce en las zonas de los embalses y en las cuencas de los ríos que las alimentan, el viento en la Guajira y el sol en las zonas promisorias del recurso aumentan.

c. **Al no requerir combustibles para la generación, existe certidumbre total en los costos de los proyectos, por lo cual las FNCE ofrecen precios a largo plazo estables y predecibles, sin la volatilidad que presentan las fuentes fósiles.**

La generación con energía solar, eólica, geotermia o PCHs, no requiere de combustibles fósiles, razón por la cual la volatilidad de precios que se ha observado en los últimos años en los precios del petróleo no afecta los escenarios futuros de costos de generación con estas fuentes energéticas.

d. Ambientalmente limpias con muy reducidas emisiones de GEI.

Las FNCE, se caracterizan por su bajo nivel de emisiones, por lo cual su implementación se convierte en un aporte a la sostenibilidad de la canasta energética y es fuente de proyectos para la reducción de emisiones con apoyo económico por parte del MDL.

e. Para la energía solar y eólica la tecnología es de carácter modular, facilitando las economías de escala y el crecimiento en la capacidad instalada.

La tecnología para el uso de la energía solar o eólica, se basa en paneles o concentradores solares y la eólica en torres generadoras, lo que permite ampliar paulatinamente la capacidad de generación de un proyecto, adicionado en forma rápida más paneles o más torres generadoras sin la necesidad de incurrir en grandes inversiones constantemente y permitiendo economías de escala.

f. En las aplicaciones térmicas el uso de la energía solar en el sector residencial y la biomasa en el sector industrial desplazan gas natural contribuyendo a conservar este recurso, cuya relación R/P es incierta.

El uso de gas natural para calentamiento de agua, puede ser sustituido en el sector residencial por calentadores solares de agua, que es una tecnología que ya ha sido suficientemente probada en Colombia, y que recientemente entró en la estrategia de desarrollo en países como Chile y México. También en el sector industrial el uso de la biomasa puede sustituir el gas natural.

g. Existe un buen recurso humano para promover el desarrollo de las PCHs en Colombia dada la amplia experiencia durante varios años en el diseño, evaluación e implementación de PCHs.

El país cuenta hoy con 364.7 MW de PCHs menores a 20 MW. De igual forma se prevé la entrada de 30 MW dentro del plan de expansión 2009 2023, adicionalmente en la actualidad se están desarrollando portafolios de PCHs por parte de instituciones regionales y la banca privada de inversión. Es indudable que esto conllevará al desarrollo de una industria alrededor de esta tecnología y la capacitación de recurso humano necesario para su masificación. Otro punto a favor de esta fuente energética es el impacto positivo que tiene sobre las cuencas hidrográficas, puesto que cuando una comunidad depende energéticamente de ésta, crece el interés por mantenerlas y protegerlas, además de generar empleo a nivel local y de consumir bienes y servicios de origen nacional.

h. Las instituciones colombianas tienen experiencia, y apoyan iniciativas enfocadas en las FNCE (IPSE, MAVDT, UPME, COLCIENCIAS, SENA).

Existen ya iniciativas en torno al desarrollo de las FNCE, como son: Los centros de innovación tecnológica del IPSE, los estudios realizados por la UPME, los

centros de desarrollo tecnológico implementados por el SENA, entre ellos el ubicado en el departamento del Huila, la iniciativa de Ecopetrol, ISAGEN y otras empresas privadas en el uso de las FNCE. Si bien se pueden mejorar actualmente son la base para los desarrollos futuros.

i. **La cogeneraciónen la industria azucarera a partir de Bagazo, compite en costos con la Hidroelectricidad y generación térmica a gas y/o diesel.**

Al contar con grandes volúmenes de bagazo resultante como desecho del proceso la industria azucarerapresenta un altísimo potencial de cogeneración. El costo del kWh producido es comparable con el costo de generación hidroeléctrico y por supuesto que es menor al costo de generación térmica a gas o con combustible diesel.

3.7.2 Oportunidades

a. **Ampliar la capacidad de generación eléctrica con estas fuentes, fortaleciendo la imagen verde del país, contribuyendo a la diversificación de la canasta energética y reduciendo la vulnerabilidad del sistema al cambio climático.**

Dada la excelente dotación de recursos en FNCE en Colombia existe la oportunidad de expandir el sistema con estas fuentes contribuyendo a la diversificación de la canasta energética y proporcionando seguridad frente a los impactos del cambio climático sobre el sistema. Esta contribución de las fuentes mejora la sostenibilidad del sistema y fortalece la imagen verde del país con sus positivas consecuencias sobre nuestra competitividad y sobre nuestra capacidad de negociación a nivel internacional.

b. **Incertidumbre en el abastecimiento de gas natural.**

La incertidumbre de la disponibilidad local de gas natural exige la definición de estrategias de sustitución y/o ahorro de este recurso. La utilización de energía solar térmica en el sector residencial y de la biomasa en el sector industrial podría contribuir a la implementación de una estrategia en este sentido.

c. **Existen incentivos tributarios para promover estas tecnologías.**

Actualmente la ley 788 de 2002 otorga incentivos tributarios (exención de renta por 15 años) para proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto de invernadero con la venta de energía generada a partir de biomasa, eólica o de residuos agrícolas por parte de empresas generadoras y exención de IVA para la importación de maquinaria y equipos relacionados con proyectos de reducción de emisiones de GEI, se hace necesario ampliar estas coberturas a otras fuentes como la geotermia, los océanos y al aprovechamiento de la energía solar

fotovoltaica y térmica para calentamiento de agua en edificaciones, incentivos que ya funcionan en otras latitudes. También se requiere ampliar estas coberturas a los cogeneradores.

d. Sustitución de generación convencional en ZNI con combustible diesel por generación con FNCE.

Las FNCE tiene la oportunidad de sustituir la costosa generación convencional con motores diesel en las ZNI, especialmente con energía solar, eólica PCHs y biomasa.

En las ZNI, la generación de energía actualmente, no representa un sector generador de empleo, sin embargo la utilización de la biomasa o PCHs puede crear empleo local y permitir la generación de energía a costos competitivos frente a la actual generación con combustible Diesel y eliminando la dependencia de los combustibles de origen fósil.

e. La generación a partir de FNCE, puede mejorar la calidad y la confiabilidad en el servicio en las ZNI.

La energía generada mediante FNCE, puede incrementar la calidad y las horas de disponibilidad de energía con que hoy cuentan las ZNI.

f. Los precios de las tecnologías están descendiendo rápidamente.

De acuerdo al análisis realizado en el presente estudio, los costos de las tecnologías para uso de las FNCE, vienen en un constante descenso, derivado del interés mundial en el uso de tecnologías más limpias, los impactos negativos del cambio climático y la incertidumbre en los precios de los combustibles fósiles. Se espera en un horizonte cercano que los costos de las tecnologías basadas en FNCE se igualen a los costos actuales de las fuentes convencionales (Paridad de red).

g. En las ZNI la regulación reconoce una mayor rentabilidad a las FNCE

La resolución CREG 091 de 2007 contempla una mayor rentabilidad para la generación a partir de FNCE. Adicionalmente, en un escenario de precios altos del petróleo, la relación costo efectividad de alternativas no convencionales se vuelve más atractiva.

3.7.3 Debilidades o barreras

a. Necesidad de altas inversiones iníciales y tasas de retorno del capital por debajo de lo esperado como consecuencia de los altos precios de kWh generado.

La principal debilidad o barrera de las FNCE son los altos costos iníciales de las tecnologías (ver numeral 3.6) y los altos precios de generación por encima del

precio promedio en la bolsa que en un alto porcentaje es definido por la oferta de generación hidroeléctrica. Si la decisión de entrada de las FNCE fuera únicamente el precio, en el momento entraría solamente la cogeneración con bagazo en los ingenios azucareros, la energía eólica de más de 100 MW en la Guajira y las PCH de capacidades cercanas a 20 MW o superiores, el resto no serían competitivas pues prevalece el mercado de tecnologías de mínimo costo y las externalidades aún no se valoran.

b. Variabilidad de la generación de las FNCE a lo largo del año. La Energía solar, eólica y PCH filo de agua no son energía firme.

Las energías solar, eólica y PCHs dependen de las condiciones climáticas locales y en esa medida la variabilidad climática no permite que éstas sean energía firme y por lo tanto no son confiables en su capacidad de generación, solamente algunas combinaciones de ellas en sistemas híbridos que aprovechen su complementariedad se podrían considerar como energía firme, lo cual requiere de un tratamiento apropiado en la regulación.

c. Las condiciones actuales del mercado financiero son una barrera a la entrada de las FNCE.

Las tasas de financiación para proyectos de FNCE, no facilitan la entrada de estas tecnologías al país, las soluciones ofertadas por organismos como Bancoldex, requieren de nuevos esquemas que faciliten la penetración de las FNCE en el país.

d. Falta de recurso humano calificado para fuentes como Eólica, Solar, Geotermia y Océanos.

La falta de personal humano capacitado es una barrera para la promoción, formulación, evaluación e implementación de los proyectos. En el numeral 3.4 se describió el estado actual en educación e investigación en el país del cual se deduce que aún falta capacidad en todos los campos.

e. Reducida información de las FNCE y dificultad de acceso a esta (recursos, evaluación de tecnologías y de proyectos, Investigación).

La información existente en FNCE es escaza o no está disponible para los agentes del mercado, ya sea por altos costos, ubicación, inexistencia de la misma, entre otros factores.

3.7.4 Amenazas

a. Altos costos de implementación y mantenimiento de las soluciones de FNCE para las ZNI, frente al SIN.

En las ZNI, dadas las dificultades de acceso a las mismas, el costo de mantenimiento de las soluciones de FNCE es demasiado alto, y en tales zonas no

se cuenta con técnicos capacitados para tales labores, lo que puede llevar al fracaso de una estrategia de masificación de FNCE.

b. **Si bien las subastas de Cargo por Confiabilidad no tienen prelación por fuentes o tecnologías específicas, si existe un marcado sesgo en el incremento de la capacidad de generación hídrica en el país.**

Las últimas subastas no han conducido a la diversificación de la matriz energética, lo que dificulta inmensamente la entrada de las FNCE, frente a los bajos costos que presentan las fuentes convencionales, y la dificultad de acceso al cargo por confiabilidad para las FNCE.

c. **La regulación existente, no contribuye a la entrada de las FNCE.**

La regulación existente se basa en el incentivo tecnologías de mínimo costo, sin valorar las externalidades producidas por las tecnologías convencionales.

d. **El MDL como un posible mecanismo de apoyo económico a los proyectos de FNCE**

El MDL resulta un incentivo débil por el bajo coeficiente de emisiones de generación del SIN (80% hidro, 20% térmica) y en el futuro tiende a disminuir por la futura gran expansión hidroeléctrica. Además la permanencia en el futuro del mecanismo MDL no está asegurada.

e. **Incertidumbre en la futura regulación para la entrada de las FNCE.**

No existe regulación específica a fuentes limpias de energía ya sea para el SIN o ZNI, aunque la regulación para las ZNI reconoce una prima en la rentabilidad del 3,5%, no ha sido suficiente para la entrada de las FNCE.

f. **Un alto potencial del mercado para FNCE se encuentra en las ZNI, sin embargo esta población presenta la menor capacidad de pago en el país.**

Es en las ZNI, en donde coexiste la menor capacidad de pago del país y bajo recurso humano capacitado.

PARTE 2.

FORMULACIÓN DEL PLAN

4. RACIONALIDAD, ALCANCE Y ESCENARIOS DEL PLAN

Este capítulo presenta la fundamentación del Plan de Acción con base en los resultados del Diagnóstico de las FNCE en el contexto colombiano.

4.1 RACIONALIDAD DEL PLAN

La racionalidad del Plan hace referencia al conjunto de elementos que explican la naturaleza y alcance de los objetivos, estrategias y actividades que se proponen. Igualmente, sirve de fundamento para delinear escenarios razonables en el corto, mediano y largo plazo, con relación a la penetración de las diferentes fuentes y en diferentes campos y espacios de aplicación.

Como ya se expuso, en Colombia no convergen los factores determinantes de política para las FNCE que se presentan en la UE y en general en los países desarrollados relacionados con la reducción de emisiones de GEI y de la dependencia de importación de combustibles fósiles.

De otro lado, la consideración para Colombia de escenarios factibles de penetración para las FNCE en el futuro se encuentra determinada adicionalmente por diferentes elementos clave que definen su pertinencia. Estos elementos son los siguientes:

- **Elementos de política energética nacional.** Conformación de una matriz energética eficiente con base en las señales de costo de oportunidad de los combustibles (en este contexto también se enmarca la expansión de la actividad de generación en el SIN). La excepción la constituyen políticas de participación de determinados energéticos como ha sido el caso de los biocombustibles.
- **Elementos de política ambiental.**- Se refiere a la no existencia de compromisos de obligatorio cumplimiento por parte del país sobre reducción de emisiones de GEI.
- **Elementos de política de desarrollo nacional y contexto económico y social.** Se refiere a las prioridades económicas fijadas por el Plan nacional de Desarrollo
- **Incertidumbre de variables clave.** Se refiere principalmente a la gran incertidumbre y desconocimiento de aspectos relacionados con el comportamiento futuro de los aportes hídricos por el Cambio Climático y la evolución de los costos de las tecnologías en el mediano y largo plazo.

- **Elementos de la dinámica propia de la expansión del SIN.** Se refiere al hecho de que el SIN tiene definidos proyectos que garantizan la oferta de energía hasta finales de la presente década en un escenario alto de demanda. Por lo tanto, la consideración de escenarios de mediano y parte del largo plazo para analizar posibilidades de incorporación de FNCE en el SIN no encuentra una justificación válida.
- **Estado actual de desarrollo de las FNCE en Colombia.** Se refiere a la etapa embrionaria en que se encuentra el país respecto a las ER lo cual sugiere una estrategia de aprendizaje tal como lo señalan las bases del Plan Nacional de Desarrollo en trámite en el congreso.

Sin embargo, para Colombia, existen aspectos que constituyen una motivación para el diseño de políticas orientadas a la creación de condiciones favorables a la penetración de las FNCE en el futuro:

- Las potenciales amenazas del Cambio Climático sobre el comportamiento de los aportes hídricos del país y por ende sobre la energía firme de las plantas hidroeléctricas indica la conveniencia de una mayor diversificación de las fuentes de generación. Este aspecto resulta pertinente para las FNCE en la medida que la generación eólica, sea complementaria a la generación hidroeléctrica, no solamente ante escenarios más críticos del Cambio Climático, sino bajo escenarios actuales del fenómeno El Niño.
- El potencial de soluciones costo eficientes para las ZNI bajo escenarios de costos crecientes del petróleo.
- El compromiso político del Estado Colombiano, de contribuir con la adopción de medidas que contribuyan a mitigar el Cambio Climático, lo cual implica mantener en lo posible su bajo nivel de emisiones. Ello permite:
    - Fortalecer la imagen de país verde.
    - Fortalecer y respaldar los compromisos del país en el campo de las medidas para enfrentar el Cambio Climático.
    - Articular al país a la corriente internacional en pro del desarrollo e introducción de las FNCE.
    - Introducir las ER gradualmente de acuerdo con los potenciales observados, los costos y beneficios.

4.2 ALCANCE DEL PLAN PROPUESTO

Con base en todo lo expuesto antes y en especial, de acuerdo con las condiciones de Colombia en cuanto a los factores determinantes de política, su situación

embrionaria en materia de FNCE (excepto en PCH´s), el Plan que se propone tiene el siguiente alcance general:

El Plan de Desarrollo para las FNCE 2011 – 2020 se visualiza como un instrumento dinámico de política cuyo objetivo es preparar al país para que avance de manera flexible y gradual hacia la incorporación en su matriz energética de fuentes limpias, con el fin reducir la vulnerabilidad del Sistema Interconectado frente a impactos negativos del Cambio Climático y fortalecer su imagen de País Verde y de compromiso frente al Calentamiento Global, en el contexto de las condiciones sociales, económicas, tecnológicas, ambientales, y de política energética y de desarrollo.

En este sentido, el Plan se concibe como un conjunto de objetivos, estrategias, acciones y proyectos concretos, que en la medida que se vayan desarrollando permitirán que se materialicen las condiciones que hagan viable le penetración gradual y eficiente de las FNCE.

4.3 CONSIDERACIONES SOBRE ESCENARIOS

Además de los elementos de racionalidad antes expuestos, el proceso de definición de objetivos y metas específicas puede verse determinado por el enfoque de política económica que se desee aplicar, esto es, si se desea dar un mayor énfasis al tipo de soluciones enmarcadas en las reglas generales del mercado de energéticos, o a soluciones centralizadas que fijan metas o niveles mínimos de participación.

Una posición basada en soluciones de mercado se encuentra en armonía con las políticas del PEN y el PND, y asume que las FNCE deben introducirse en la medida que cuenten con costos competitivos, aunque con el apoyo de los incentivos tributarios existente y otros incentivos que se considere razonable adoptar (por ejemplo exenciones al IVA y menores aranceles) y MDL; los ajustes de carácter regulatorio para reconocer la contribución de la ER a la firmeza de otras ER como la hidroeléctrica, y la valoración misma de la firmeza de la generación hidroeléctrica por el impacto futuro del Cambio Climático - bajo niveles razonables de incertidumbre. Bajo este enfoque ya es dinámica la instalación de PCH´s y podría serlo en el futuro la generación eólica.

Un enfoque centralizado supone el establecimiento de metas mínimas por fuente tipo portafolio, lo cual implicaría cambios a la Ley. Dichas metas estarían orientadas a lograr determinados objetivos definidos en el mismo Plan para las FNCE más promisorias.

5. LINEAMIENTO DE OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS

Este capítulo presenta la propuesta de formulación de objetivos, estrategias y actividades del Plan, fundamentada en los resultados del diagnóstico y la racionalidad del Plan incluidos en los capítulos anteriores.

5.1 FORMULACIÓN DE OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS PARA EL PDFNCE

5.1.1 Consideraciones generales sobre la estructura del Plan

El Plan propuesto se ha formulado siguiendo principios de objetividad, razonabilidad, flexibilidad, gradualidad y seguimiento.

Cada objetivo está dirigido a crear una condición final que facilita la introducción de las FNCE. Para cada objetivo se han elaborado resultados en el corto (1 año, el 2011), mediano (del 2012 al 2015) y largo plazo (del 2016 al 2020 o 2025). Las estrategias identifican los campos de acción y manera en que se piensa lograr el objetivo. Por su parte, para cada estrategia se ha realizado un ejercicio consistente en identificar aquellas acciones que se deben adelantar en el marco de la misma, los posibles responsables, el horizonte de ejecución y un estimativo de costos[23]. No se trata de una elaboración exhaustiva, pues precisamente el carácter dinámico y flexible del Plan deberá permitir su enriquecimiento y ajuste cada año, en función del resultado de las actividades (por ejemplo de algunos proyectos orientados a las ZNI y a otros usos de las ER), del mejor conocimiento de variables determinantes como evolución de costos, de la demanda, del potencial impacto del Cambio Climático, de la valoración de la complementariedad y aporte a la firmeza del SIN de la generación eólica, de la disponibilidad de recursos, etc.

Adicionalmente, se proponen algunos instrumentos que buscan facilitar la gestión del Plan, aspecto que se identificó en el diagnóstico como una carencia que afecta la efectividad de cualquier Plan que se proponga.

Es importante tener en cuenta, dada la naturaleza del Plan en cuanto se trata de promover el desarrollo de un “sector” o tipo de uso de energía, en estado embrionario, que las estrategias del Plan son fundamentalmente de largo plazo en cuanto a sus resultados se refiere, pero con actividades que en forma gradual van produciendo insumos de corto y mediano plazo que permitirán ir construyendo las condiciones que se buscan.

[23] De esta manera se aportan los elementos de base para un eventual documento CONPES.

Por la misma razón, no se incluyen metas específicas en cuanto a la penetración y participación de las FNCE en la matriz energética o en determinado sector como tal (por ejemplo en el SIN y en las ZNI), sin perjuicio de las sugerencias y estimativos que se presentan en el estudio sobre una posible participación futura de la generación eólica en el SIN o de otras fuentes.

Adicionalmente, y mientras se enriquece el Plan en una primera etapa de mediano plazo con diferentes insumos como potencial de recursos, evolución de costos, conocimiento del cambio climático, evolución de la demanda y oferta de electricidad en el SIN, entre otras, se considera razonable que este Plan de Acción contemple un horizonte de 10 a 15 años (2011 - 2025).

5.1.2 Formulación de Objetivos, Estrategias y Actividades

Se propone un conjunto de objetivos, algunos de ellos de naturaleza transversal a los diferentes usos de las ER, y otros que se concentran principalmente en usos determinados como son la generación de energía en el SIN y en las ZNI. Para ello se ha tomado en cuenta lo siguiente.

a- Generación de energía eléctrica en el SIN con FNCE

- La generación con PCH´s ya es viable en el SIN bajo el actual esquema de mercado y presenta una dinámica importante de identificación y gestación de proyectos. Sin embargo, deberá evaluarse hasta qué punto la promoción de este tipo de generación resulta contradictorio con el objetivo de reducir la vulnerabilidad del SIN en su componente hidrológico diversificando la canasta de fuentes.
- La energía eólica muestra complementariedad con la generación hidroeléctrica en los eventos secos lo cual puede constituir una alternativa para reducir la potencial vulnerabilidad ante al Cambio Climático en el largo plazo manteniendo un bajo nivel de emisiones de GEI en el SIN.
- Ya se cuenta con interés empresarial por instalar proyectos eólicos, siendo Jepirachi una realidad en el contexto del mercado eléctrico, con los incentivos tributarios existentes y el MDL.
- La ER más promisoria es la generación eólica con costos de generación por kWh que se acercan al umbral de competencia. En efecto, el estudio realizado por el Banco Mundial ilustra que con algunas medidas regulatorias que valoren el aporte de energía firme de dicha generación al

SIN, bajo un enfoque de complementariedad con plantas hidroeléctricas, se puede facilitar la entrada de nuevos proyectos[24].

- Existen proyectos estructurados e interés por parte de varias empresas de ejecutar nuevas instalaciones eólicas.
- La cogeneración, como en el caso del bagazo de caña, tendrá la posibilidad de seguir avanzando en la medida que se presenten proyectos que resulten eficientes tal como ocurre actualmente. La generación con otro tipo de biomasa en el SIN requiere de una exploración aún mayor de su potencial y de la respectiva valoración de amenazas potenciales del Cambio Climático sobre los cultivos que le sirven de base.
- La energía geotérmica requiere la realización de actividades exploratorias cuyos costos necesitan de una evaluación en mayor detalle para identificar el esfuerzo económico requerido y el potencial nivel de apoyo que se podría obtener de recursos públicos y de cooperación internacional.
- La utilización de la energía nuclear se visualiza en el muy largo plazo, para lo cual se considera conveniente ir construyendo las condiciones que lo permitan cuando ello resulte conveniente para el país desde el punto de vista de seguridad energética y de costos.
- Sin perjuicio de todo lo anterior, tal como se observa a nivel internacional, se debe permitir, mediante un marco regulatorio apropiado, el desarrollo de la generación distribuida con base en las diferentes alternativas de ER, cuya identificación será el resultado de la iniciativa privada mediante la explotación de múltiples oportunidades que se presentan en la cadena de producción.

b- Generación de energía eléctrica en las ZNI y soluciones aisladas para población dispersa

- Se considera que la estrategia central para la utilización de ER en las ZNI es la construcción de soluciones estándar en el campo de la biomasa, solar y microcentrales, a partir de la estructuración de proyectos de investigación, desarrollo, montaje de proyectos demostrativos en localidades típicas y su posterior réplica a otras localidades similares.
- Esta estrategia requiere de la adopción de una serie de actividades bien articuladas en el mediano y largo plazo, con un soporte institucional adecuado. Algunos lineamientos se presentan en este documento.

[24] Vergara, W. et al. (2010) Wind Energy in Colombia – A Framework for Market Entry.The World Bank.Washington D.C.

- Esta propuesta debe construirse aprovechando la experiencia adquirida principalmente por el IPSE en un sinnúmero de proyectos de investigación y de aplicación local, tomando en cuenta los aspectos de participación de las comunidades que determinan el éxito de implantación de determinada solución energética.

c- Producción de calor para calderas industriales y calefacción con base en ER

- El objetivo de promover la utilización de biomasa en calderas industriales en sustitución de carbón y fuel oíl requiere de la identificación de proyectos que tengan un potencial de beneficio costo razonable, tal que amerite la asignación de incentivos para su desarrollo.
- A nivel de agua caliente para viviendas utilizando energía solar se considera que puede existir un potencial interesante en la medida que los precios del gas se incrementen. Se trata entonces de crear condiciones favorables que incentiven a los constructores a instalar soluciones que aprovechen esta fuente de energía.

A continuación se definen los objetivos, estrategias y actividades del Plan de Acción.

5.2 OBJETIVO GENERAL DEL PDFNCE

El objetivo general del PDFNCE es crear las condiciones que incentiven la utilización de FNCE en los siguientes campos:

- Generación con base en FNCE en el SIN para diversificar las fuentes de generación y reducir la vulnerabilidad ante el cambio climático manteniendo un bajo nivel de emisiones de GEI.
- Desarrollo de soluciones energéticas replicables para la población dispersa y las ZNI.
- Instalación de soluciones energéticas para la producción de calor industrial y calentamiento de agua en edificaciones.

El logro del objetivo general se logrará mediante el logro de objetivos específicos que buscan reducir y/o eliminar barreras identificadas en el diagnóstico y crear condiciones favorables. Los siguientes son los objetivos específicos y sus respetivas estrategias. Adelante se continúa con la explicación de cada estrategia y las actividades que permiten implementarlas.

OBJETIVOS	**Profundizar en el conocimiento del potencial de recursos de FNCE más promisorias y facilitar el acceso a la información para los interesados.**	**Incentivar la penetración de FNCE más promisorias con el fin de diversificar las fuentes de generación y reducir la potencial vulnerabilidad frente al cambio climático**	**Desarrollo de capacidad, I+D+I y apropiación tecnológica**	**Construir gradualmente una estrategia de largo plazo para introducir al país en el campo de la generación nuclear**
ESTRATEGIAS	Vincular al país a convenios internacionales de investigación y evaluación de recursos de FNCE	Crear condiciones para facilitar la instalación de FNCE competitivas	Desarrollo de proyectos de apropiación tecnológica para el SIN	Definición de las decisiones de política relacionadas con la utilización de la energía nuclear
	Estructuración de un programa de mediciones	Determinar metas de instalación y generación y su instrumentación mediante regulación a partir de política	Desarrollar proyectos de apropiación tecnológica para ZNI	Trabajo preparatorio para la iniciación del programa nuclear
	Continuar con los proyectos de conocimiento del potencial de PCH´s bajo un ambiente de Cambio Climático	Definición de un marco de pre licenciamiento ambiental, ordenamiento del recurso y espacio, tal que faciliten la ejecución de proyectos y reduzcan la incertidumbre	Desarrollo de otros proyectos de apropiación tecnológica	
	Desarrollo de un Sistema de Información de FNCE		Conformación de una Red Nacional de FNCE	
	Completar los estudios de prefactibilidad en las tres aéreas geotérmicas prioritarias			
	Definir criterios de asignación de recursos para proyectos específicos cuyo potencial de utilización sea promisorio			

5.2.1 Objetivo 1: Profundizar en el conocimiento del potencial de recursos de FNCE más promisorias y facilitar el acceso a la información para los interesados.

Este objetivo está constituido por las siguientes seis estrategias.

5.2.1.1. Estrategia 1.1: Vincular al país a convenios internacionales de investigación y evaluación de recursos de FNCE.

Esta estrategia está orientada a aprovechar los proyectos de investigación a nivel internacional sobre la evaluación de potenciales de energía eólica y solar, mediante la suscripción de convenios con las organizaciones que los coordinan. SWERA[25] está actualmente formulando una segunda fase en la que se incluirán además de la energía solar y eólica, otras FNCE como la biomasa, PCHs y geotermia. También en esta nueva fase se elevará la resolución espacial y se generarán series de datos que requerirán de la validación contra mediciones terrestres, mejorando enormemente la calidad de la información sobre las cinco FNCE ya mencionadas.

Tabla 5-1. Estrategia 1.1: Vincular al país a convenios internacionales de investigación y evaluación de recursos de FNCE.

Estrategia 1.1: Vincular al país a convenios internacionales de evaluación de recursos e investigación.						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.1.1. Participar en los programas internacionales de evaluación de recursos de FNCE (fase posterior del programa SWERA de UNEP)						
1.1.1.1. Identificación de los arreglos institucionales y requisitos presupuestales para efectos de la vinculación al SWERA segunda fase	**UPME** - MME - IDEAM	2011			20,000	Ppto Nal.
1.1.1.2. Vinculación y participación de Colombia en SWERA (organización agenda, participación en talleres con SWERA, validación de información)	**UPME** - IDEAM				80.000 anuales	Ppto Nal. Y asistencia multilateral
1.1.1.3. Procesar la información con fines energéticos y darle el formato requerido para la ingeniería y diseño de sistemas de ER	**UPME** -IDEAM				40.000 anuales	
1.1.2. Promover convenios con universidades y centros de investigación a nivel internacional (p.e. U. Kassel en Alemania, NREL en USA, etc.) para capacitación, proyectos de I&D conjuntos, etc.						
1.1.2.1. Identificar y evaluar la viabilidad de establecer convenios con universidades y centros de investigación claves	Colciencias		Elaboración de		50.000 anuales	Colciencias y Ppto Nal
1.1.3. Participar en programas internacionales de investigación sobre el Cambio Climático y del Fenómeno del Niño	**IDEAM** - UPME				50.000 anuales	Ppto Nal y asistencia multilateral

[25] SWERA (Solar and Wind Energy Resources Assesment) es un programa conjunto que integra las agencias UNEP, NASA, NREL y otras.

5.2.1.2. Estrategia 1.2: Estructuración de un programa de mediciones para fuentes más promisorias y en regiones estratégicas.

Esta estrategia consiste en instalar estaciones de medición en aquellos sitios promisorios con potencial de generación (por ejemplo, eólica y solar). Esta responde a la necesidad que tiene el Estado de adquirir información de la más alta confiabilidad para la toma de decisiones sobre los recursos promisorios donde los agentes particulares no muestren interés.

Tabla 5-2. Estrategia 1.2: Estructuración de un programa de mediciones para fuentes más promisorias y en regiones estratégicas

Estrategia 1.2: Estructuración de un programa de puntos de medición directa para fuentes más promisorias y en regiones						
1.2.1. Eólica						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Median o Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.2.1.1. Seleccionar regiones y sitios estratégicos (Guajira, región entre Ciénaga y Cartagena, etc.), diseñar y evaluar la conveniencia de la instalación de unidades de medición, costo y financiamiento	**IDEAM - UPME**	2011			300,000	UPME - Banca Multilateral
1.2.1.2. Adquisición, instalación, operación y procesamiento de la información	**IDEAM - UPME**				20.000 anuales	UPME
1.2.2. Solar						
1.2.2.1. Seleccionar regiones y sitios estratégicos en función del uso (calor, generación distribuida), diseñar y evaluar la conveniencia de la instalación de unidades de medición, costo y financiamiento	**IDEAM - UPME**				Costos incluidos en 1.2.1.1.	UPME - Banca Multilateral
1.2.2.2. Adquisición, instalación, operación y procesamiento de la información	**IDEAM - UPME**				20.000 anuales	UPME

5.2.1.3. Estrategia 1.3: Continuar con los proyectos de conocimiento del potencial de PCH´s bajo un ambiente de Cambio Climático.

Esta estrategia consiste en profundizar el conocimiento del potencial de explotación de las cuencas con PCH´s optimizando su uso energético y tomando en cuenta el riesgo potencial del cambio climático. El PDFNCE reconoce la importancia de esta actividad y se promueve la continuidad de la misma.

Tabla 5-3. Estrategia 1.3: Continuar con los proyectos de conocimiento del potencial de PCH´s bajo un ambiente de Cambio Climático.

Estrategia 1.3 . Continuar con los proyectos de conocimiento del potencial de PCH's bajo un ambiente de Cambio Climático						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Median o Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.3.1 Continuar con los proyectos de conocimiento del potencial de PCH's bajo un ambiente de Cambio Climático	**UPME** - IDEAM				en ejecución	Ppto Nacional

5.2.1.4. Estrategia 1.4: Desarrollo de un Sistema de Información de FNCE con acceso al público.

Consiste en el diseño en implementación de un Inventario Nacional de FNCE que acopie el conocimiento sobre las fuentes (disponibilidad del recurso, series de datos y los proyectos ejecutados, en formulación y desarrollo, y facilite la acción de los agentes. Para facilitar el acceso de la información a los usuarios debe diseñarse una política de acceso a la información a tarifas razonables.

Tabla 5-4. Estrategia 1.4: Desarrollar un Sistema de Información de FNCE con acceso al público.

Estrategia 1.4:Desarrollar un Sistema de Información de FNCE con acceso al público						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.4.1 Desarrollo e implantación de una plataforma GIS	**UPME**		2012 - 2013		100,000	Banca multilateral - Ppto Nal
1.4.2 Diseño de una propuesta de reglas y costos de acceso a toda la información disponible relacionada con FNCE	**UPME -** IDEAM		2011 - 2012		20,000	Banca multilateral - Ppto Nal

5.2.1.5. Estrategia 1.5: Completar los estudios de prefactibilidad en las tres aéreas geotérmica prioritarias encontradas en estudios anteriores.

Consiste en facilitar la destinación de recursos de investigación, con aporte de contrapartes, para la precisión de la presencia y potencial de fuentes energéticas de geotermia en las áreas del volcán Azufral en Nariño, proyecto binacional Chiles-Cerro Negro-Tufiño en la frontera con Ecuador y Paipa Iza en Boyacá.

Tabla 5-5. Estrategia 1.5: Completar los estudios de prefactibilidad en las tres aéreas prioritarias encontradas en estudios anteriores.

Estrategia 1.5: Completar los estudios de prefactibilidad en las tres aéreas prioritarias encontradas en estudios anteriores. Áreas del volcán Azufral en Nariño, proyecto binacional Chiles-Cerro Negro-Tufiño en la frontera con Ecuador y Paipa Iza en Boyacá.						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.5.1 Con apoyo de la banca multilateral realizar los estudios de prefactibilidad en las tres áreas promisorias.	**Ingeominas, Colciencias, UPME, MME**	2011 - 2013			6,000,000	Banca multilateral - Ppto Nal

5.2.1.6. Estrategia 1.6: Definir criterios de asignación de recursos para proyectos específicos cuyo potencial de utilización sea promisorio

Esta actividad tiene como propósito la elaboración de estudios para identificar posibles proyectos en fuentes de energía que tienen un nivel muy básico de información, como por ejemplo, la energía de los mares (olas, mareomotriz, corrientes marinas, gradiente térmico de los océanos) y otras, siempre y cuando su potencial utilización muestre cierta razonabilidad.

Tabla 5-6. Estrategia 1.6: Definir criterios de asignación de recursos para proyectos específicos cuyo potencial de utilización sea promisorio

Estrategia 1.6: Definir criterios de asignación de recursos para proyectos específicos cuyo potencial de utilización sea promisorio (ejemplo proyectos con energía de los mares)						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.6.1 Elaboración de términos de referencia para estudio preliminar de potencial mareomotriz, identificación de áreas promisorias en función del potencial de conexión al SIN o suministro de energía a ZNI	**UPME, Colciencias**	2011			15,000	Banca multilateral - Ppto Nal
1.6.2 Elaboración de estudio para la identificación preliminar de posibles proyectos con energía mareomotriz y la definición de criterios para la asignación de recursos a actividades que se consideren promisorias	**UPME, Colciencias**		2012 - 2013		400,000	Banca multilateral - Ppto Nal
1.6.3 Elaboración de términos de referencia para estudio de caracterización del potencial de biomasa a nivel regional (residuos agrícolas, cultivos dendroenergéticos, y jatropha y otras para producción de combustibles), definición de áreas promisorias en función de las soluciones energéticas para ZNI	**UPME, Colciencias**	2011			15,000	Banca multilateral - Ppto Nal
1.6.4 Elaboración de estudio de caracterización del potencial de biomasa a nivel regional (residuos agrícolas, cultivos dendroenergéticos, jatropha y otras para producción de combustibles), definición de áreas promisorias en función de las soluciones energéticas para ZNI	**UPME, Colciencias**	2011			400,000	Banca multilateral - Ppto Nal

5.2.2 Objetivo 2: Incentivar la penetración de las FNCE más promisorias con el fin de diversificar las fuentes de generación y reducir la potencial vulnerabilidad del SIN frente al cambio climático.

Este objetivo tiene como propósito desarrollar los mecanismos que permitan incentivar las FNCE más promisorias con dos claros fines: diversificar las fuentes de generación (diversificando la canasta energética) y reducir la potencial vulnerabilidad del SIN frente al Cambio Climático. El objetivo se ha desarrollado mediante tres estrategias, creando las condiciones para facilitar la introducción de

las FNCE competitivas, la determinación de metas de penetración y su instrumentación mediante regulación de política. Finalmente se ha considerado favorable para el desarrollo de las FNCE, la definición de un marco de pre licenciamiento ambiental, ordenamiento del recurso y espacio, que facilite a los desarrolladores la ejecución de proyectos y reduzcan las incertidumbres de los proyectos.

5.2.2.1. Estrategia 2.1: Crear condiciones para facilitar la instalación de FNCE competitivas

Tabla 5-7. Estrategia 2.1: Crear condiciones para facilitar la instalación de FNCE competitivas

Estrategia 2.1: Crear condiciones para facilitar la instalación de FNCE competitivas						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
2.1.1. Introducir en el PND y en el PEN la política de facilitar a través de la regulación, la valoración de los atributos de complementariedad bajo condiciones de hidrología crítica de la generación eólica y de energía firme de otras fuentes como la geotérmica y la solar térmica	**MME - UPME**	2011				
2.1.2. Desarrollar una metodología para valorar la firmeza de la generación con FNCE bajo el concepto de complementariedad con la generación hidroeléctrica bajo condiciones de hidrología crítica.	CREG	2011			150,000	CREG
2.1.3. Regular el criterio de ENFICC para la generación eólica de acuerdo con los resultados de la metodología anterior.	CREG		2012			CREG
2.1.4 Estudiar la viabilidad de dar el tratamiento de planta menor a la generación eólica superior a 20 MW.	CREG		2012		80,000	CREG
2.1.5 Realizar un estudio sobre la normatividad necesaria para la explotación del recurso geotérmico.	MME UPME		2012		120,000	Banca multilateral / Coop internacional
2.1.6 Estudio de la viabilidad y conveniencia de la eliminación de otros cargos del SIN (costos de arranque y parada, FAZNI y CERE) para las FNCE	CREG	2011				
2.1.7 Incorporación en el plan de expansión generación transmisión de la política consistente en evaluar las amenazas del cambio climático sobre el sistema de generación	CREG		2012			
2.1.8 Diseñar la regulación requerida para facilitar la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos y cogeneración.	CREG		2012 - 2013		50,000	Banca multilateral / Coop internacional
2.1.9. Desarrollar las normatividad necesaria para establecer contribuciones mínimas del uso de la energía solar en vivienda nueva y otras edificaciones que demanden calentamiento de agua	UPME, MAVDT, CAMACOL, Cámara Colombiana de Construcción Eficiente		2011 - 2012		150,000	Banca multilateral / Coop internacional

5.2.2.2. Estrategia 2.2: Determinar metas de instalación y generación y su instrumentación mediante regulación a partir de política.

En el caso de optarse por metas de instalación de capacidades con tecnologías de FNCE por política, debe facultarse a la CREG para que la instalación se dé mediante procesos competitivos o subastas. Lo anterior requiere del desarrollo de una ley con tal fin y la continuación de todas las etapas prescritas por la ley yel desarrollo de la regulación respectiva.

Tabla 5-8. Estrategia 2.2: Determinar metas de instalación y generación y su instrumentación mediante regulación a partir de política.

Estrategia 2.2: Determinar metas de instalación y generación y su instrumentación mediante regulación a partir de política.						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
2.2.1. Evaluar el nivel apropiado de penetración que puede tener la energía eólica instalada en la Guajira de acuerdo con la configuración, confiabilidad y complementariedad con el SIN.	UPME		2012		100,000	Banca multilateral / Coop internacional
2.2.2. Elaborar proyecto de ley para adoptar política y metas de instalación mínima de generación eólica facultando a la CREG para que la instalación se de mediante procesos competitivos o subastas en forma gradual a través de un horizonte de tiempo, también en el caso en que los costos de la generación eólica resulten mayores a los precios del mercado de la energía, se trasladen al usuario final del SIN	MME - UPME		2012		50,000	Banca multilateral / Coop internacional
2.2.3. Trámite del proyecto de ley	MME		2013			
2.2.4. Desarrollo regulatorio de la ley	CREG		2014			
2.2.5. Convocatoria y realización de subastas	CREG			2015-2017		

5.2.2.3. Estrategia 2.3: Definición de un marco de pre licenciamiento ambiental, ordenamiento del recurso y espacio, tal que faciliten la ejecución de proyectos y reduzcan la incertidumbre.

Con frecuencia los proyectos de FNCE se desarrollan en zonas de las comunidades indígenas o afrocolombianas. El proceso de negociación con las comunidades en estas zonas puede ser prolongado y conlleva necesariamente la participación no solamente de las comunidades sino de las autoridades ambientales y del ministerio de Gobierno. Una estrategia que es conveniente es promover que la entidad responsable del este plan adelante las actividades de pre-licenciamiento ambiental, ordenamiento del recursos y del espacio reduciendo así la ejecución de los proyectos y disminuyendo el riesgo a los desarrolladores.

Tabla 5-9. Estrategia 2.3: Definición de un marco de pre licenciamiento ambiental, ordenamiento del recurso y espacio, tal que faciliten la ejecución de proyectos y reduzcan la incertidumbre.

Estrategia 2.3: Definición de un marco de pre licenciamiento ambiental, ordenamiento del recurso y espacio, tal que faciliten la ejecución de proyectos y reduzcan la incertidumbre.						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
2.3.1. Con base en experiencia de Jepirachi y de proyectos de Isagén, evaluar la conveniencia de regular la utilización del recurso eólico y las potenciales granjas eólicas que se realizan dentro de territorios indígenas.	MME MAVDT		2012-2013		50,000	Presupuesto nacional + banca multilateral
2.3.2. Evaluar la conveniencia de implantar procesos de pre licenciamiento ambiental que involucre acuerdos con las comunidades, liderados por el Gobierno Nacional para proyectos futuros de generación eólica.	MME MAVDT		2012-2013		50,000	Presupuesto nacional + banca multilateral
2.3.3. Proponer un plan de aprovechamiento de los espacios en los cuales se localiza el recurso eólico.	MME - UPME		2012-2013		50,000	Presupuesto nacional + banca multilateral

5.2.3 Objetivo 3: Desarrollo de capacidad, I+D+i y apropiación tecnológica

Para el éxito del plan es necesario desarrollar la capacidad nacional en FNCE. Los proyectos de apropiación tecnológica constituyen una oportunidad única con tal fin ya que es alrededor del desarrollo de las tecnologías que los actores locales pueden generar soluciones y apropiarse de las mismas.

La primera de ellas es la utilización de los generadores solares fotovoltaicos conectados directamente a la red mediante el esquema de generación distribuida y aplicando el esquema tarifario de “tarifa neta”. Este tipo de generación constituirá uno de los vectores más importantes en el desarrollo de las futuras “redes inteligentes” y el conocimiento de la interacción de estos sistemas de generación con la red requiere de una etapa previa de aprendizaje que propone este plan.

Además de la energía eólica, una tecnología que está adquiriendo niveles competitivos (paridad de red) muy aceleradamente es la generación termosolar. Estas centrales térmicas en base a energía solar (denominadas centrales de torre o de concentradores distribuidos, según la tecnología) pueden operar más allá del atardecer con almacenamiento de calor diurno y equipos de generación de calor sean estos con biomasa o carbón. Se proponen dos de estos proyectos de 10 MW. Para el desarrollo de estas tecnologías también se considera de vital

importancia la participación de las empresas generadoras así como de los centros de I&D.

Para la gestión de los RSU (residuos sólidos urbanos) existen varias tecnologías y una de ellas es su empleo directo para la generación de electricidad.

Para las ZNI, la biomasa es un recurso abundante en la mayoría de ellas y es sin lugar a dudas un recurso local cuyo desarrollo podría desplazar el empleo del costoso derivado del petróleo. Se propone el desarrollo de tecnologías de diversa índole. Además, se considera que la leña es un combustible que continuará siendo básico para muchas personas en lugares remotos y aislados. Las estufas eficientes han sido exitosas en otros países y se propone que se adapten a las condiciones de las diferentes regiones del país y se transfieran a las comunidades.

Finalmente, se proponen la instalación de bancos de prueba de calentadores solares para mejorar los productos de fabricación nacional y la verificación del desempeño técnico de los importados. También la evaluación de los sistemas híbridos instalados en el país y el desarrollo de conocimiento en este tipo de sistemas que permiten la complementariedad de diferentes tipos de fuentes para un suministro confiable en las zonas rurales. Y finalmente, establecer programas agrícolas para evaluar cultivos energéticos de rápido crecimiento para la producción de biomasa.

Este conjunto de actividades, con la participación de todos los actores, debería permitir la expansión del servicio de energía con FNCE tanto en el SIN como en las ZNI.

5.2.3.1. Estrategia 3.1. Desarrollo de proyectos de apropiación tecnológica en el SIN

Tabla 5-10. Estrategia 3.1. Desarrollo de proyectos de apropiación tecnológica en el SIN

Estrategia 3.1. Desarrollar proyectos de apropiación tecnológica SIN						
3.1.1. Generación distribuida con sistemas fotovoltaicos						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.1.1.1 Desarrollar la ingeniería de dos proyectos demostrativos para generación distribuida, uno para sistemas interconectados entre sí y a la red y otro centralizado y conectado a la red (costo estimado para 200 kWp)	UPME, MME, ANER	2012			240,000	
3.1.1.2 Gestionar alianzas publico-privadas para el desarrollo de proyectos demostrativos.	EPM, ISAGEN y otras Generadoras, Ecopetrol, UPME, MME, Colciencias				2,400,000	Banca Multilateral + ANER
3.1.1.3 Evaluar técnica y económicamente los proyectos con el fin hacer las recomendaciones sobre costos, financiación y normatividad, para poder llevar las experiencias exitosas a escala comercial.	UPME, MME, Colciencias, ANER				72,000	Banca Multilateral + ANER
Estrategia 3.1.2 Desarrollar proyectos demostrativos de Generación Solar Térmica						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.1.2.1. Desarrollar la ingeniería de dos proyectos demostrativos interconectados a la red, uno con soporte de caldera adicional alimentada con biomasa en el Huila y otro con caldera adicional de carbón en la costa atlántica (costo estimado para 2 centrales de 10 MW cada una).	UPME, MME, ANER	2012			8,652,000	
3.1.2.2 Gestionar alianzas publico-privadas para el desarrollo de proyectos demostrativos.	EPM, ISAGEN y otras Generadoras, Ecopetrol, UPME, MME, Colciencias				86,520,000	Banca Multilateral + ANER
3.1.2.3 Evaluar técnica y económicamente los proyectos con el fin hacer las recomendaciones sobre costos, financiación y normatividad, para poder llevar las experiencias exitosas a escala comercial.	UPME, MME, Colciencias, ANER				2,595,600	Banca Multilateral + ANER
3.1.3. Utilización de Residuos Sólidos Urbanos para generación de electricidad						
3.1.3.1. Desarrollar la ingeniería de un proyectos demostrativo para la utilización de residuos sólidos urbanos para la generación de electricidad (5 MW)	UPME - ANER	2012			1,814,500	Banca multilateral + generadoras interesadas
3.1.3.2 Gestionar alianzas publico-privadas para el desarrollo de proyectos demostrativos.	EPM, ISAGEN y otras Generadoras, Ecopetrol, UPME, MME, Colciencias				18,145,000	Banca multilateral + generadoras interesadas
3.1.3.3 Evaluar técnica y económicamente los proyectos con el fin hacer las recomendaciones sobre costos, financiación y normatividad, para poder llevar las experiencias exitosas a escala comercial.	UPME, MME, Colciencias, ANER				544,350	Banca multilateral + generadoras interesadas

5.2.3.2. Estrategia 3.2. Desarrollo de proyectos de apropiación tecnológica para las ZNI

Tabla 5-11. Estrategia 3.2. Desarrollo de proyectos de apropiación tecnológica para las ZNI

Estrategia 3.2. Desarrollar proyectos de apropiación tecnológica ZNI						
3.2.1. Desarrollo de tecnologías de generación de electricidad en base a biomasa						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.2.1.1. Desarrollar la ingeniería de proyectos demostrativos para la generación de electricidad a partir de biomasa empleando: gasificadores de madera o desechos agrícolas; plantas de biogás; cultivos de jatropha u otros para la producción de biocombustibles; utilización de los residuos sólidos urbanos en cualquiera de las tecnologías, pirolisis, incineración o fermentación. Se debe tener en cuenta la sostenibilidad de los mismos que en este caso se traduce en el manejo de toda la cadena, la producción de la biomasa la operación de las plantas y el manejo de los desechos, y finalmente la apropiación de la tecnología por parte de las comunidades.	Gobernaciones departamentales, UPME, IPSE, MME, ANER, Colciencias	2012			300,000	
3.2.1.2 Gestionar alianzas publico-privadas para el desarrollo de proyectos demostrativos.	Gobernaciones departamentales, UPME, IPSE, MME, ANER, Colciencias				3,000,000	Banca Multilateral + ANER
3.2.1.3 Evaluar técnica y económicamente los proyectos con el fin hacer las recomendaciones sobre costos, financiación y normatividad, para poder llevar las experiencias exitosas a escala comercial.	Gobernaciones departamentales, UPME, IPSE, MME, ANER, Colciencias				90,000	Banca Multilateral + ANER
3.2.2. Desarrollo de estufas de leña más eficientes						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.2.2.1. Identificar proyectos exitosos de estufas de leña eficientes realizados principalmente en Centroamérica	Universidades, IPSE, ANER	2012			500,000	Colciencias, ANER, IPSE
3.2.2.2 Diseñar estufas eficientes	Universidades, IPSE, ANER	2012				Colciencias, ANER, IPSE
3.2.2.3 Probar las estufas eficientes e introducir mejoras	Universidades, IPSE, ANER	2013				Colciencias, ANER, IPSE
3.2.2.4 Adelantar programas demostrativos en diferentes regiones del país y evaluarlos	Universidades, IPSE, ANER					Colciencias, ANER, IPSE
3.2.2.5 Desarrollar mecanismos de masificación de estas estufas para diversas regiones del país.	Universidades, IPSE, ANER					Colciencias, ANER, IPSE
3.2.2.6 Evaluar el proyecto de masificación de estas estufas	Universidades, IPSE, ANER					Colciencias, ANER, IPSE

5.2.3.3. Estrategia 3.3. Desarrollo de otros proyectos de apropiación tecnológica

Tabla 5-12. Estrategia 3.3. Desarrollo de otros proyectos de apropiación tecnológica

Estrategia 3.3. Desarrollar otros proyectos de apropiación tecnológica						
3.3.1. Calentadores solares						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.3.1.1 Montar bancos de pruebas de calentadores solares	Universidades, ANER	2012			300,000	Colciencias, ANER
3.3.1.2 Modelar el comportamiento de calentadores solares	Universidades, ANER		2013			Colciencias, ANER
3.3.1.3 Elaborar recomendaciones a los fabricantes nacionales para mejorar sus productos	Universidades, ANER		2013			Colciencias, ANER

3.3.2. Desarrollar pautas de diseño de sistemas híbridos para las ZNI						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.3.2.1. Identificar proyectos exitosos de sistemas híbridos	Universidades, IPSE, ANER	2012			200,000	IPSE, ANER
3.3.2.2 Evaluar el comportamiento de los sistemas híbridos operativos en Colombia	Universidades, IPSE, ANER		2013			IPSE, ANER
3.3.2.3 Desarrollar pautas de diseño de sistemas híbridos para diferentes regiones del país.	Universidades, IPSE, ANER		2013			IPSE, ANER
3.3.2.4 Investigar y desarrollar pequeños sistemas híbridos para las ZNI	Universidades, IPSE, ANER		2013			IPSE, ANER

3.3.3 Establecer programas agrícolas para evaluar cultivos energéticos de rápido crecimiento y producción de biomasa.						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.3.3.1 Selección y evaluación de especies vegetales del trópico de rápido crecimiento	Min. Agricultura, MMA, MME, Secretaria de agricultura y universidades y centros de desarrollo tecnológico e industriales				1,500,000	Ayudas internacionales, COLCIENCIAS, Sector privado interesado
3.3.3.2 Siembra y seguimiento de cultivos industriales de especies vegetales de rápido crecimiento						
3.3.3.3Transferencia tecnológica						

5.2.3.4. Estrategia 3.4: Conformación de una Red Nacional de FNCE

Tabla 5-13. Estrategia 3.4: Conformación de una Red Nacional de FNCE

Estrategia 3.4: Conformación de una Red Nacional de FNCE						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
3.4.1. La red tendría como tareas:	UPME, MME, Centros de investigación y desarrollo, Universidades.	2011				Ayudas internacionales, COLCIENCIAS, Sector privado interesado
Optimizar la utilización de recursos de I+D+i		2011				
Facilitar el intercambio de información para evitar la duplicación de esfuerzos.		2011				
Fortalecer el sistema de información		2011				
Proveer información sobre proyectos en tiempo real		2011				
Contribuir a la divulgación de las FNCE, a la capacitación y al aumento de programas de formación		2011				
Incluir al sector empresarial en concordancia con las ley de CyT.		2011				
3.4.2. Operacionalizar y mantener la red		2011				

5.2.4 Objetivo 4: Construir gradualmente una estrategia de largo plazo para introducir al país en el campo de la generación nuclear en el SIN.

La energía nuclear es considerada en la actualidad como una alternativa muy promisoria para el suministro de energía eléctrica y como tal, muchos países del mundo y varios de América Latina están volviendo realidad esta posibilidad. La decisión de dar un paso en esa dirección es una decisión política que debe responder a consideraciones de diferente índole, incluidas las económicas y las de desarrollo científico e industrial.

Para avanzar en la introducción de esta energía, se cuenta con publicaciones que indican las acciones, que deben adelantar países como Colombia. El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) ha acompañado en la ejecución de estas acciones a diversos países y tiene como una de sus funciones, colaborar con los países en desarrollo en la introducción segura de la nucleoelectricidad. El OIEA lo está haciendo actualmente en Chile y Venezuela. También se podría conseguir la cooperación de países como Argentina que tiene desarrollado todo el ciclo nuclear.

Para ello, el gobierno debe iniciar las acciones que permitan al país introducir dicha energía en un plazo de 15 a 20 años, para lo cual es necesario reforzar las actividades que adelantan varias entidades públicas (MME, INGEOMINAS), empresas (EEPPM) y universidades (Universidad Nacional) en relación con la generación nucleoeléctrica.

Para el desarrollo de este objetivo se han considerado dos estrategias: Definición de decisiones políticas y tomada la decisión, el trabajo preparatorio para la iniciación del programa. Mientras que la primera estrategia se desarrollaría entre el corto y mediano plazo, para la segunda, su horizonte está en el largo plazo.

5.2.4.1. Estrategia 4.1: Definición de las decisiones de política relacionadas con la utilización de la energía nuclear en el SIN

Tabla 5-14. Estrategia 4.1: Definición de las decisiones de política relacionadas con la utilización de la energía nuclear en el SIN

Estrategia 4.1: Definición de las decisiones de política relacionadas con la utilización de la energía nuclear en el SIN						
Actividades	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
4.1.1. Estudio sobre el papel de la energía nuclear en el SIN durante la segunda década del milenio	**MME UPME**	**2011 - 2012**			500,000	**-**
4.1.2. Reconocimiento de las obligaciones y compromisos asociados con un programa nuclear, tanto a nivel nacional como internacional, en relación con:	**MME UPME**					
4.1.2.1 El desarrollo de un marco legal nuclear global que incluya todos los aspectos relativos al empleo pacifico de la energía nuclear.	**MME UPME**	**2011 - 2012**				**OIEA - ANH - CNEA***
4.1.2.2. El establecimiento y mantenimiento de un marco regulatorio adecuado	**MME UPME**	**2011 - 2012**				**OIEA - ANH - CNEA***
4.1.2.3. La preparación de los recursos humanos para las instituciones publicas y para las empresas operadoras, requeridas para ejercer una supervisión de manera efectiva y para desarrollar el programa nuclear	**MME UPME**	**2011 - 2012**				**OIEA - ANH - CNEA* - Colciencias**
4.1.2.4. El aseguramiento de recursos financieros adecuados para la construcción, operación continua de manera segura, clausura de la central nuclear, así como para la gestión de los residuos radiactivos	**MME UPME**	**2011 - 2012**				**OIEA - ANH - CNEA***
4.1.2.5. Desarrollo de un programa para todos los aspectos de la operación, clausura y gestión de los residuos radiactivos	**MME UPME**	**2011 - 2012**				**OIEA - ANH - CNEA***
4.1.2.6. Administración de materiales radiactivos a largo plazo	**MME UPME**	**2011 - 2012**				**OIEA - ANH - CNEA***
4.1.2.7. Comunicación de manera abierta y transparente, con el público y los gobiernos de países vecinos, acerca de las consideraciones hechas para la introducción de la energía nuclear en Colombia	**MME UPME**	**2011 - 2012**			**-**	**-**
4.1. 3 Elaboración de documento CONPES sobre lineamientos de energía nuclear para el SIN orientados al largo plazo	**MME**		**2012 - 2013**		**-**	**-**
4.1.4. Decisión política inicial por parte del Gobierno, de considerar la energía nuclear para la generación eléctrica	**CONPES**		**2013**		**-**	**-**

5.2.4.2. Estrategia 4.2: Trabajo preparatorio para la iniciación del programa nuclear

Tabla 5-15. Estrategia 4.2: Trabajo preparatorio para la iniciación del programa nuclear

Estrategia 4.2: Trabajo preparatorio para la iniciación del programa nuclear						
Actividades para el Gobierno					-	-
4.2.1. Aprobar todos los componentes del marco jurídico global mencionados antes.	**MME - MINRELACIONES - CONGRESO**		**2014-2016**		-	-
4.2.2. Establecer y garantizar la competencia del organismo regulador para que desarrolle un sistema de licenciamiento y vigilancia que le permita supervisar el cumplimiento de las normas de seguridad y las directrices de seguridad, de acuerdo con las normas del OIEA.	**MME**		**2014-2016**		**Se requerirán unas 50 personas para un programa**	**OIEA - CNEA***
4.2.3. Decidir sobre las modalidades financieras y operacionales para la propiedad y la operación de las centrales nucleares (sector publico, sector privado y/o de propiedad extranjera)	**MME**		**2015-2016**		-	**OIEA - CNEA***
4.2.4. Establecer los acuerdos financieros de largo plazo para la clausura y la gestión de residuos radiactivos, así como las responsabilidades civiles asociadas	**MME**		**2015-2016**		-	**OIEA**
4.2.5. Asegurar la participación y apoyo al programa nuclear, por parte de todas las partes interesadas.	**MME**			**2015-2017**	-	**OIEA - CChEN****
4.2.6. Evaluar dónde la capacidad técnica nacional, debe mejorar y desarrolle una política para la participación nacional	**MME - COLCIENCIAS**			**2015-2017**	**100,000**	**OIEA - ANH* - COLCIENCIAS**
4.2.7. Definir el grado de participación nacional, a nivel técnico e industrial, en el desarrollo del programa nuclear futuro.	**MME - COLCIENCIAS - ANDI**			**2015-2017**	**100,000**	**OIEA - ANH* - COLCIENCIAS**
4.2.8. Identificar los requerimientos y hacer arreglos necesarios en relación con atención de emergencias, medidas de seguridad y protección del medio ambiente	**MME- MINAMBIENTE - MINPROTECCION**			**2015-2017**	-	**OIEA**
Actividades para el Propietario/operador						
4.2.9. Realizar un estudio de factibilidad con el fin de confirmar la viabilidad del programa de energía nuclear	**UPME - GENERADORES**		**2014-2015**		**500,000**	**OIEA - ANH* - COLCIENCIAS**
4.2.10. Identificar y justificar un sitio para la central nuclear	**UPME - GENERADORES**		**2014-2015**			**OIEA - ANH* - COLCIENCIAS**
4.2.11. Establecer una política a largo plazo para la adquisición de combustible y la gestión del combustible gastado y de los residuos nucleares	**UPME- Ingeominas - MME**			**2016-2017**		**UPME- Ingeominas - MME**
4.2.12. Identificar y elaborar un plan de capacitación y entrenamiento de los recursos humanos para la central nuclear	**UPME- Ingeominas - MME Colciencias**			**2016-2017**		**UPME- Ingeominas - MME Colciencias**
4.2.13. Establecer una organización, con el potencial para actuar como un comprador competente, con la capacidad de evaluar opciones de diseño, establecer los requerimientos de los usuarios, preparar y evaluar los documentos para una licitación	**Agencia**			**2016-2017**		Ppto agencia
NOTAS: * CNEA: Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina. **CChEN: Comisión Chilena de Energía Nuclear						
OIEA: Organismo Internacional de Energía Atómica						

6. SOSTENIBILIDAD DEL PLAN

El Plan formulado anteriormente es uno de naturaleza embrionaria, conformado en el corto y mediano plazo principalmente por actividades orientadas a crear las condiciones favorables para la penetración de las FNCE en el largo plazo. La mayoría de dichas actividades pueden ser financiadas en el marco de la asistencia técnica de la banca multilateral y de otros organismos internacionales orientados a apoyar el desarrollo de las FNCE. El caso de Méjico constituye un claro ejemplo al respecto.

La obtención, gestión y coordinación de las fuentes de financiamiento, la gestión y coordinación de las diferentes actividades, de la actualización y monitoreo del Plan, requiere claramente de un soporte institucional de alto nivel que debe ser provisto por el Gobierno Nacional.

En general, el despegue de las actividades del plan puede darse mediante un documento CONPES en el cual se adopten las políticas y se asignen las responsabilidades a cada entidad ejecutora. Adicionalmente, los ajustes institucionales podrían ser adoptados en el marco de las facultades extraordinarias que se otorguen al Presidente de la República para la reestructuración de la rama ejecutiva. En la medida en que se desarrolle el Plan y acorde con su propia dinámica, se podrán originar proyectos de ley que materialicen la adopción de políticas y metas como podría ser el caso para una participación tipo portafolio de las FNCE en el SIN.

6.1 REQUERIMIENTO INSTITUCIONAL PARA EL DESARROLLO DEL PLAN

La decisión política consistente en darle un impulso especial a las FNCE requiere del adecuado soporte institucional para la implantación, promoción, coordinación, seguimiento y ajuste del Plan propuesto.

Las acciones y metas que se proponen de corto y mediano plazo, consistentes en una serie de actividades y proyectos en diferentes frentes, requiere de la promoción y canalización de recursos internacionales, coordinación de convenios y de la ejecución de los proyectos mismos, lo cual exige un esfuerzo importante de recursos humanos, tecnológicos y de capacidad de coordinación y gestión.

En la actualidad se conoce del interés por parte de la UPME de realizar un estudio para evaluar la conveniencia de crear una entidad o agencia cuya función sería precisamente la gestión del PROURE y dentro del cual se puede enmarcar este plan. Para la creación de la agencia se requiere de una serie de actividades (Tabla 6-1).

Tabla 6-1. Etapas en la creación de la agencia y sus actividades

Requerimiento institucional para el desarrollo del plan : Adecuar la estructura institucional para facilitar la coordinación actualización y ejecución del plan						
Creación de una institución que promueva, facilite y mantenga la vinculación efectiva del país a los procesos de desarrollo de las FNCE en el mundo						
Actividad / Proyecto	**Responsable**	**Corto Plazo**	**Mediano Plazo**	**Largo Plazo**	**Costo Estimado US$**	**Posible Financiación**
1.1. Evaluar la experiencia de agencias de otras naciones e internacionales tales como FIDE (México), IDAE (España), IRENA (Abu Dhabi), etc.	**UPME -** MME	2011			80,000	UPME - Ppto Nacional
1.2. Analizar las diferentes opciones de naturaleza jurídica de la agencia a crear (por ejemplo, origen publico privada) e identificar alternativas para su financiación.	**UPME** - MME	2011				
2. Creación de la agencia siguiendo los procedimientos que se requieran de acuerdo con la ley.			2012			
3. Establecer acuerdos de cooperación con agencias e instituciones extranjeras de la banca multilateral, agencias internacionales, universidades y centros de investigación internacionales	Agencia		2012			Ppto nacional + participación empresas + banca multilateral
4. Establecer uniones estratégicas con empresas generadoras, distribuidoras, comercializadores, universidades y centros de investigación nacionales.	Agencia		2012			
5. Elaborar, discutir y definir un plan de operaciones para ejecutar proyectos de Investigación, Desarrollo y Demostración	Agencia		2012 (actividad revisada periódic			Ppto agencia
6. Desarrollar el plan de operaciones	Agencia		2012 (actividad revisada periódic			Ppto agencia
7. Realizar evaluaciones ex-post de los proyectos demostrativos	Agencia			Actividad		Ppto agencia
8. Implementar soluciones de FNCE de tecnologías desarrolladas que hayan sido probadas y alcanzado tal grado de madurez que se encuentren en fase de implementación	Agencia + instituciones implementadoras			Actividad continuada		Ppto nacional + participación empresas + banca multilateral
9. Observatorio de tecnologías de energía con énfasis en FNCE						
9.1. Estudiar otros observatorios existentes en otros países en el mundo	Agencia		2012			Ppto agencia
9.2. Definir la estructura, casa matriz para alojar el observatorio, y actividades y productos del observatorio	Agencia		2012			Ppto agencia
9.3. Operativizar el observatorio	Agencia		Actividad continua	Actividad		Ppto agencia

Alternativamente, y como solución de corto plazo mientras se toma una decisión en dicha dirección, se podría crear una oficina especializada directamente dependiente del Viceministro, con funciones acordes con el Plan.

Las principales funciones de la agencia serían las siguientes:

- **Función 1. Gestión de recursos**

  Una tarea fundamental de la agencia es la identificación de las fuentes de recursos para proyectos de FNCE, determinando su origen, objetivo de los programas de las agencias internacionales, requerimientos para el otorgamiento de los recursos, los compromisos que se establecen entre las partes y los mecanismos de evaluación y seguimiento. Se requiere para ellos personal dedicado a identificar las fuentes, a asesorar a las partes nacionales interesadas en aplicar a esos fondos y a ponerlos en contacto entre sí.

  Los recursos para el plan provienen principalmente de cuatro sectores:

  - Gestión de fuentes del sector público

    En el sector público se pueden identificar recursos del presupuesto nacional para financiar los gastos de funcionamiento. También es posible identificar recursos para la Investigación, desarrollo, innovación y transferencia de tecnología principalmente en Colciencias. Además, en el desarrollo de las actividades y como resultado de la motivación que logre despertar el Plan en el sector académico-investigativo se pueden encauzar recursos de investigación de las universidades encaminados a las líneas propuestas por el plan.

  - Gestión ante Agencias Internacionales

    La gran importancia que se le ha asignado a los FNCE en la actualidad se ha traducido en recursos disponibles actualmente en agencias internacionales de cooperación y crédito. Sobre el particular es conocida la enorme disponibilidad de recursos de instituciones tales como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo, principalmente, a través de diferentes programas (Ver sección 7.2).

  - Gestión de Asistencia Técnica Internacional

    En particular, las agencias internacionales tienen programas de asistencia técnica con recursos no reembolsables que pueden ser aprovechados para el fortalecimiento de capacidad, programas y proyectos específicos que se formulen dentro de los programas.

- Gestión de recursos del sector privado

  El sector privado conformado por las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica junto con el sector industrial e investigativo pueden adelantar alianzas estratégicas en donde los actores aporten su interés y recursos para adelantar proyectos de FNCE.

- **Función 2. Gestión, coordinación, seguimiento y evaluación de la ejecución del plan**

Coordinación. Se refiere a la puesta en funcionamiento y administración de mecanismos de interlocución entre las diferentes partes involucradas en la ejecución del plan.

Esta función comprende la identificación y la gestión ante las autoridades, organismos y diferentes empresas para promover la asignación de recursos de estas para financiar la ejecución del plan en concordancia con las estrategias y actividades propuestas. Por ejemplo, las actividades relacionadas con la valoración del aporte de Energía Firme de las ER al SIN requerirán la coordinación de la CREG, la UPME, el CON, XM, etc.

Otra coordinación de especial importancia tiene que ver con la eficiente asignación de recursos de las diferentes agencias de financiamiento para la ejecución del plan (Plan de operaciones del plan).

Gestión y seguimiento de la ejecución. Hace referencia a lograr que se realicen las contrataciones necesarias para la ejecución de los diferentes estudios y proyectos por parte de las autoridades y/o agentes que correspondan. Adicionalmente, deberá realizar el seguimiento de los proyectos de acuerdo con los cronogramas que se hayan pactado generando los informes de evaluación periódica (periodicidad por ejemplo trimestral).

También gestionar los convenios interinstitucionales a nivel nacional e internacional.

Seguimiento y evaluación. Con base en evaluaciones anuales, la UPME deberá revisar y ajustar el plan para hacer los correctivos necesarios.

Adicionalmente, se considera necesario establecer un Comité Asesor de Política cuya función es recomendar al gobierno nacional la adopción y ajuste de políticas en materia de FNCE, y emitir opiniones y recomendaciones al gobierno nacional sobre las estrategias y proyectos propuestos en el plan y sus revisiones.

Se pretende con este Comité que el Plan de FNCE se formule y ejecute con líneas de acción claras y realistas que cuenten con el respaldo de la institucionalidad académica y empresarial que se encuentre formalmente comprometida con las

FNCE. Este tipo de agentes hace referencia a centros de investigación especializados, empresas de energía con recursos y planes destinados a apoyar las FNCE, y personalidades reconocidas en el campo científico y tecnológico en la investigación y desarrollo de las FENC.

Como se puede observar se trata de un esquema diferente al concebido para el CIURE, el cual puede seguir existiendo para efecto de las funciones que le han sido asignadas actualmente.

Idealmente el Comité debería estar conformado por personas del más alto nivel dentro de las instituciones invitadas a formar parte del consejo y sus reuniones presididas por el ministro o viceministro de minas y energía con la secretaría de la agencia.

Las reuniones deberían ser trimestrales con el fin de discutir los informes de evaluación trimestrales del plan y de las propuestas de política.

6.2 INVERSIONES REQUERIDAS PARA EL PLAN Y MECANISMOS DE FINANCIACIÓN DEL PLAN

El desarrollo del plan requiere principalmente de la decisión política de adelantarlo, crear los agentes institucionales requeridos para ello y dotarlo de los recursos necesarios para llevarlo adelante.

Los costos estimados de este plan son del orden de Millones US$137, como se da de manera desagregada en la tabla siguiente (Tabla 6-2).

Tabla 6-2. Costo estimado del Plan

OBJETIVOS	2011	2012-2015	2016-2020	Costo Estimado US$
	Corto Plazo	Mediano Plazo	Largo Plazo	
Objetivo 1: Profundizar en el conocimiento del potencial de recursos de FNCE más promisorias: eólica, solar, biomasa y PCHs, y facilitar acceso a la información para los interesados	USD 6,800,000	USD 1,680,000	USD 450,000	USD 8,930,000
Objetivo 2: Incentivar la penetración de FNCE más promisorias en el SIN con el fin de diversificar las fuentes de generación y reducir su potencial vulnerabilidad frente al Cambio Climático.	USD 150,000	USD 700,000	USD -	USD 850,000
Objetivo 3: Desarrollo de capacidad, I+D+I y apropiación tecnológica	USD 11,506,500	USD 115,366,950	USD -	USD 126,873,450
Objetivo 4: Construir gradualmente una estrategia de largo plazo para introducir al país en el campo de la generación nuclear en el SIN.	USD 500,000	USD 500,000	USD 200,000	USD 1,200,000
TOTAL PNDFNCE	**USD 18,956,500**	**USD 118,246,950**	**USD 650,000**	**USD 137,853,450**

Los costos se encuentran desagregados por cada uno de los cuatro objetivos del plan y los plazos, sean ellos de corto, mediano y largo plazo. En el largo plazo, estimar los costos de las acciones que se derivan de los objetivos dos y tres, da lugar a incertidumbres porque estos están ligados a los proyectos que finalmente se decida implementar durante el corto y mediano plazo de los objetivos mencionados.

Como mencionado anteriormente, las fuentes de financiamiento no solamente serían de origen nacional y de recursos del estado sino que una de las tareas fundamentales de la agencia sería la captación y canalización de recursos de fuentes internacionales.

6.3 SOSTENIBILIDAD DE LAS SOLUCIONES EN LAS ZNI

Un aspecto crucial que deben tener las soluciones con FENC es su sostenibilidad en sus dimensiones técnica, económica, social y ambiental. Los sistemas de FNCE interconectados al SIN serán muy probablemente desarrollados por empresas del sector energía que se encargarán de validar para sí la sostenibilidad técnica y económica de sus desarrollos en cumplimiento de toda la normatividad regulatoria del sector eléctrico y ambiental.

La sostenibilidadde las soluciones energéticas es especialmente crítica en las ZNI porque la experiencia con los proyectos demostrativos realizados en Colombia y en otros países muestra que **para el éxito de un proyecto de electrificación rural es fundamental la participación de la comunidad y esto desde el comienzo del proyecto.**Laparticipación de la comunidad y de los promotores (o desarrolladores) del proyecto consiste en:

- Participación de los usuarios en la financiación del proyecto
- Pertenencia y control local de los equipos instalados por parte de los usuarios
- Flexibilidad de los desarrolladores a las necesidades de la comunidad.

Para alcanzar el éxito de los proyectos es necesario implementar las siguientes estrategias:

- La participación de los usuarios en todas las etapas del proyecto debe ser real.
- Usar los conocimientos locales para el diseño e implementación del proyecto.
- Crear capacidades locales y suministrar la información correspondiente.
- Ayudar a la comunidad para que la decisión por la tecnología sea consciente e independiente.
- Propiciar la organización autónoma de la comunidad.

Por el contrario, se pueden dar factores debidos al promotor o desarrollador que afectan negativamente el proyecto, como:

- Mantener el control sobre los detalles e implementación del proyecto
- Imponer una tecnología que no está orientada hacia el usuario
- Falta de voluntad para la creación de capacidad local y para la organización autónoma de la comunidad y de la infraestructura local.

Los proyectos de electrificación rural pueden surgir promovidos por el gobierno central, desarrolladores privados (empresas, ONG's, individuos) o de la misma comunidad.

Los actores en este caso son: la comunidad con sus líderes, las autoridades gubernamentales locales, el gobierno central con sus técnicos y los promotores/desarrolladores del proyecto. Los técnicos y autoridades gubernamentales presentan a la comunidad la idea del proyecto, haciendo énfasis en el servicio ofrecido, la necesidad de la organización y la participación de la comunidad, los aspectos financieros, entre otros.

En esta etapa también se identifican plenamente los actores, competencias y responsabilidades. Es importante tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Los futuros *usuarios son válidos participantes del proyecto*, involucrados en el proceso, cooperadores, independientes, soberanos, con voz y voto y responsables de sus decisiones.
- Los *usuarios son los expertos de su situación* pues ellos saben perfectamente lo que necesitan y desean, cuáles son sus expectativas y sus temores al respecto.
- Los *usuarios cuentan con sus propios recursos*: conocimientos locales, experiencias, capacidades prácticas e intelectuales, su cultura y sus tradiciones; para poder aprovechar esos recursos en el proyecto es esencial su participación.
- Los *profesionales,* en cambio, *son expertos de la tecnología*, de los requerimientos y las posibilidades.
- Los sistemas se instalan en primer lugar para los que necesitan el servicio y que usarán el recurso. Por lo tanto, el diseño de los sistemas debe corresponder con las necesidades y las posibilidades de los usuarios. *El interés de los usuarios se antepone a cualquier otro interés secundario que pueda existir*.
- La electrificación rural no es un proceso hacia un sistema determinado, sino que es un complejo proceso de permanente adaptación y solución de

problemas con el fin de aumentar la calidad de vida de los usuarios (servicio, funcionalidad y sostenibilidad).

Los objetivos del contacto entre la comunidad y los desarrolladores del proyecto son:

- Conocer la comunidad y el pueblo en general (datos geográficos, demográficos, sociales, etnológicos, culturales)
- Identificar los interlocutores (líderes formales, informales, autoridades, estructuras sociales)
- Presentación de la idea del proyecto, de las instituciones y profesionales implicados, despertar confianza e interés (posibles diseños de la instalación, de la distribución de la energía, ventajas de energías renovables, etc.)
- Hacer un análisis de la demanda, de las necesidades, de las posibilidades económicas y de las experiencias de los futuros usuarios con el suministro energético, abordar sus experiencias con recursos comunitarios

La importancia que se dé a la temática de las sostenibilidad de los proyectos con FNCE resulta fundamental para el éxito de las soluciones en las ZNI.

6.4 DIFUSIÓN DEL PLAN

El Plan debería entrar en un proceso de discusión, ajuste y adopción. Como estipulado en los Términos de Referencia de este estudio, este informe contiene una propuesta inicial que debería dar lugar al proceso mencionado.

El elemento clave, central y decisivo del futuro de las FNCE es la decisión política de desarrollar un Plan para estas fuentes. Tomada ya una decisión sobre el particular, el proceso de discusión y ajuste del Plan lo debería liderar la UPME o la institución que designe el Ministerio de Minas y Energía para tal fin. Este proceso debe conducir a un ajuste del plan y debería ser adoptado por medio de un documento CONPES sobre FNCE.

Para difundir el Plan, en las diferentes etapas de discusión y ajuste, se proponen los siguientes los mecanismos:

- Difusión a través del web site de la UPME
- Difusión a través de web site's gremiales, como por ejemplo, Acolgen, buscando que estos gremios establezcan links a la página de la UPME.

- Presentación del Plan:
    - A instituciones del estado las cuales serían seleccionadas por el Ministerio de Minas y Energía, y la UPME,
    - En foros y congresos de índole educativo, investigativo, gremial (sector energía y ambiental).

Los comentarios y observaciones deberían ser discutidos, valorados e incorporados en el Plan para llegar así a un plan ajustado.

Si bien este documento contiene una propuesta inicial de Plan, se considera que el proceso de ajuste debería realizarse durante el primer semestre de 2011.

Durante el desarrollo del Plan, las ideas de proyecto de los desarrolladores se irán transformando paulatinamente en proyectos factibles. Con los proyectos en diferentes fases de su desarrollo se establecería una cartera o portafolio de proyectos. De común acuerdo con los desarrolladores y solamente bajo su decisión soberana, los proyectos convenidos se podrían presentar en un Roadshow de inversionistas en los cuales no solamente se presentaría el Plan de FNCE a todos los actores sino que se buscaría atraer a diferentes actores interesados en los proyectos de FNCE. Sin embargo, una condición necesaria para un evento de este tipo es la existencia del portafolio de proyectos que aún no está disponible.

También es de advertir habría desarrolladores de proyectos que podrían no estar interesados en presentar sus proyectos en un evento de esta naturaleza. La experiencia indica que los desarrolladores van durante el progreso del proyecto asociando las diferentes componentes necesarias (ingeniería, financiamiento, etc.) en un proceso que se ha acostumbradoa generar directamente con los financiadores y proveedores de equipos y servicios antes que buscarlos en un evento como el mencionado.

7. ANEXOS

7.1 ANEXO 1. PORTAFOLIO DE PROYECTOS DE FNCE

El desarrollo de proyectos de energía pasa por diferentes fases y la transición de una fase a otra depende de las evaluaciones que se realicen y del alcance de las mismas. Estas fases comienzan con una Idea de Proyecto, Reconocimiento, Prefactibilidad, Factibilidad, Cierre Financiero, Ejecución y Puesta en Operación del mismo. En el caso colombiano, los proyectos de FNCE más avanzados son los que precisamente en encuentran registrados ante la UPME, los cuales se encuentran en diferentes fases de desarrollo y que se han iniciado considerando el marco legal y regulatorio existente. No cabe la menor duda de que una revisión de estos marcos que condujera a ampliar o a considerar nuevos estímulos propendería por el incremento de estas tecnologías, como se propone en el siguiente plan.

Se considera que el portafolio está constituido por los proyectos registrados ante la UPME y se considerarán las actividades de evaluación de recursos y expresiones de interés como ideas iníciales de proyectos que con un nuevo marco para las FNCE podrían convertirse en proyectos de generación.

Proyectos registrados ante la UPME

Actualmente se encuentran registrados ante la UPME 15 proyectos de FNCE, con capacidades menores a 25 MW y con una media de 13 MW (Tabla 7-1). Es conveniente anotar que estos proyectos se encuentran en diferentes fases de desarrollo y son adelantados por diferentes empresas promotoras. También que la tecnología más frecuentemente empleada es la hidroelectricidad y que los proyectos de mayor capacidad son de hasta 19.9 MW, al parecer respondiendo a la conveniencia que las empresas observan de ser consideradas como plantas menores por la regulación y podría estar ocurriendo que esta conveniencia no implica necesariamente el aprovechamiento óptimo del recurso hidroeléctrico, por lo que se considera conveniente revisar por parte de la CREG el umbral de 20 MW para plantas menores.

Tabla 7-1. Proyectos de FNCE registrados ante la UPME - 2010

			LOCALIZACION			
PROYECTO	**TIPO**	**CAPACIDAD**	**Municipio**	**Departamento**	**PROMOTOR**	**FASE**
Amaime	H	19.9	Palmira, Cerrito	Valle	Epsa S.A. E.S.P.	2
Coello 1,2,3	h	3.7	Chicoral	Tolima	Energética	2
Caruquia	h	9.5	Santa Rosa de O	Antioquia	HMV Ingenieros LTDA	2
Guanaquitas	h	9.5	Gómez Plata	Antioquia	Guanaquitas S.A E.S.P.	2
Trasvase Guarinó	T	--	Victoria	Caldas	Isagen S.A. E.S.P.	2
Barroso	H	19.9	Salgar	Antioquia	Barroso S.A	1
Trasvase Manso	T	--	Samaná	Caldas	Isagen S.A. E.S.P.	2
PCH de Neusa	h	2.9	Cogua, Tausa	Cundinamarca	Ingameg	1
Santiago	h	2.8	Santo Domingo	Antioquia	Generamos Energía S.A E.S.P	1
El Popal	H	19.9	Cocorná	Antioquia	HMV Ingenieros LTDA	1
San Bartolomé	H	19.9	Oiba y Guadalupe	Santander	ENERMONT S.A. E.S.P	1
Oibita	H	19.9	Guapota, Chima	Santander	ENERMONT S.A. E.S.P	1
Jouktai	Eólica	20.0	Uribia	Guajira	WAYUU S.A. E.S.P.	1
Cogeneración IP S.A.	Cogen	19.9	El Cerrito	Valle del Cauca	Ingenio Providencia S.A.	3
Mayagüez	Cogen	25.0	Candelaria	Valle del Cauca	Mayagüez S.A.	3
Total		**192.8**				
H: hidroelectricidad, plantas >20 MW						
h: hidroelectricidad, plantas < 20 MW						
Eólico						
Cogen: Cogeneracion						
T: Trasvase						

Fuente: UPME (2010) Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión2010-2024

La tabla siguiente (Tabla 7-2) muestra que aproximadamente 2/3 de la capacidad a instalar es hidroelectricidad, seguida por generación y finalmente por energía eólica.

Tabla 7-2. Proyectos registrados ante la UPME por tipo de tecnología

Tecnología	**Capacidad (MW)**		**Número Proyectos**	
	(MW)	**(%)**	(Número)	(%)
10 MW <Hidro < 20 MW	99.5	51.6%	5	38.5%
Hidro < 10 MW	28.4	14.7%	5	38.5%
Eólica	20	10.4%	1	7.7%
Cogen	44.9	23.3%	2	15.4%
Total	**192.8**	100.0%	**13**	100.0%

Fuente: UPME (2010) Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2010-2024 y elaboración propia

Evaluación de recursos de energía eólica y geotérmica

Energía eólica

Actualmente varias empresas generadoras han instalado sistemas de medición y caracterización del régimen del viento en varias regiones de la costa atlántica. EE.PP.M dispone de una red de estos sistemas en la Guajira y la opera desde hace varios años.

Energía geotérmica

En la actualidad, ISAGEN conjuntamente con INGEOMINAS, COLCIENCIAS y la UNIVERSIDAD NACIONAL estarían desarrollando investigaciones más detalladas en el área del Ruiz, para obtener una mayor precisión en los datos geocientíficos que permitan ubicar futuras perforaciones con mayor acierto.

Proyectos del Plan

El plan de FNCE ha considerado los proyectos de FNCE que se dan en la Tabla 7-3. Estos proyectos están sujetos evidentemente a la discusión y valoración de sus conveniencias dentro del marco legal y regulatorio, y de las nuevas iniciativas que propuestas en el plan se concreten en el próximo futuro. Dos tipo de proyectos se proponen en cuanto a su objetivo: Proyectos demostrativos y proyectos de generación al SIN.

Tabla 7-3. Proyectos de FNCE propuestos por el PNFNCE

Generación eléctrica al SIN		
Tecnología	**Capacidad (MW)**	**Horizonte**
Fotovoltaico - 100 sistema de 1 kW	0.1	Mediano plazo
Fotovoltaico - 1 sistema de 100 kW	0.1	Mediano plazo
Termosolar - Biomasa	10	Mediano plazo
Termosolar - Carbón	10	Mediano plazo
Eólica - anualmente (número años por definir)	100	Largo plazo
Geotermia	50	Largo plazo
Generación de calor		
Calentadores solares	20% nuevas construcciones	Corto y mediano plazo

Proyectos demostrativos

En la formulación de este plan se han considerado inicialmente varias propuestas de proyectos demostrativos como son:

- Sistemas Fotovoltaicos (SFV) conectados a la red operando en "tarifa neta", con un total de 200 kW. Se propone dos tipos de instalaciones: la primera, 100 SFV de 1 kW (la potencia definitiva se definiría posteriormente) operando en un conjunto de casas y la segunda, un solo sistema de 100 kW.
- Centrales termosolares. Se propone la construcción de 2 centrales termosolares con almacenamiento y sistema auxiliar (una, con biomasa y la segunda, con carbón) para la generación al SIN.

Proyectos de generación al SIN

- El proyecto ha considerado la introducción de 100 MW anuales de energía eólica, en el largo plazo. También la entrada en operación en el largo plazo de una central geotérmica de 50 MW.

Proyecto de generación de calor

Este proyecto busca que el 20% de las nuevas viviendas en Colombia empleen calentadores solares. Esta tecnología con la cual se tiene experiencia en Colombia tiene el potencial de evitar consumo de gas natural y potencialmente emplearse en otro tipo de aplicaciones como calentamiento de agua en edificios institucionales, hoteles y otras facilidades.

Expresiones de interés

Diferentes empresas han manifestado interés inicial de desarrollar proyectos de FNCE. Entre estas se destacan ECOPETROL interesada en desarrollar proyectos de generación de energía solar, energía eólica y otras FNCE.

También EE.PP.M. ha manifestado su interés en la energía nuclear.

7.2 ANEXO 2. FUENTES DE FINANCIAMIENTO INTERNACIONAL Y MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

Objetivo de esta sección es la identificación de las fuentes de financiamiento externo para el desarrollo de proyectos de FNCE, incluyendo el MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) y su incidencia en posibilitar el desarrollo de las FNCE. Este listado es solamente una reducida muestra de fuentes de financiamiento dentro del gran número de fuentes de financiamiento.

Las tipos de fuentes de financiamiento internacionales para proyectos de energía renovable son las siguientes:

- Financiación multilateral de fomento.
- Ayuda internacional oficial bilateral.
- ONG's y el sector privado
- Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

A continuación se presentan varias ellas. Es importante anotar que una de las actividades estratégicas de la propuesta Agencia de Energías Renovables es investigar sistemáticamente estas fuentes, sus objetivos y las condiciones para acceder a los fondos. La Agencia debe facilitar el acceso a la información y asesorar a los desarrolladores de proyectos sobre las agencias a contactar y en los trámites de las solicitudes de financiamiento.

7.2.1 Financiación Multilateral[26]

7.2.1.1Banco Mundial

El Grupo del Banco Mundial durante el periodo 1990 a 2004, comprometió $1,8 billones en nuevas fuentes renovables, los cuales, junto con recursos de co-financiación por $450 millones del Global Enviromental Facility (GEF) (el banco es una de las tres agencias implementadoras de proyectos del GEF), resultan en una financiación combinada de $2,3 billones en energía renovable[27]. El Banco Mundial también comprometió $3,9 billones para grandes hidroeléctrica (>10 MW) durante este período. Por lo tanto, el promedio de financiación del Grupo del Banco Mundial para fuentes renovables ha sido históricamente alrededor de $120 millones por año, excluyendo la financiación del GEF. Este promedio ha permanecido en años recientes.

[26] La descripción de las líneas de créditos y los requisitos que se deben cumplir para aplicar a ellas se encuentran en los websites de las organizaciones.

[27] http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/ENVIRONMENT/EXTGLOBALENVIRONMENTFACILITYGEFOPERATIONS/0,,menuPK:286248~pagePK:149018~piPK:149093~theSitePK:286243,00.html

Durante el período 2002-2004, el Grupo del Banco Mundial comprometió un promedio de $113 millones por año en fuentes renovables ($338 comprometidos por IBED, MIGA, IFC, IDA y financiación de emisión de carbono en 2002-2004), los cuales están asociados con la co-financiación del GEF, promediando $43 millones por año durante el mismo período. El Grupo también comprometió un promedio de $166 millones por año en el mismo período, sin co-financiación del GEF. Entonces, en total la financiación combinada Banco Mundial/GEF para todas las renovables promedió $320 millones por año para el período 2002-2004[28].

Más recientemente, durante 2006, el Grupo del Banco Mundial comprometió fondos por US$680 millones para proyectos de nueva energía renovable (nueva ER) y eficiencia energética (EE). Esta cifra representa un aumento del 48% respecto de los compromisos del año anterior.

Aunque la mayoría de los recursos del Grupo Banco Mundial/GEF para fuentes renovables se orientan hacia grandes hidroeléctricas, cada vez hay más un margen mayor para proyectos pequeños o de fuentes renovables no hídricas, lo cual debe considerarse como una oportunidad de financiación para electrificación en ZNI (Zonas No Interconectadas). La ventaja de este tipo de financiación es el largo período de pago que normalmente se pacta con la banca multilateral, lo cual facilita moderar el esquema tarifario para los usuarios finales.

Conforme a los datos publicados recientemente, el montototalde los fondos comprometidos por el Grupo del Banco Mundial para programas de energía renovable y eficiencia energética en 2006 ascendió a US$871 millones, cifra que representa 37% de todos los compromisos para el sector energético y 20% de los US$4.400 millones comprometidos por el Grupo del Banco Mundial para el sector energético durante el ejercicio económico 2006. En el ejercicio económico 2006, el Grupo del Banco Mundial entregó apoyo a un total de 62 proyectos de energía renovable y eficiencia energética en 35 países.

El Programa de Asistencia para la Gestión del Sector de Energía (ESMAP[29]), mecanismo de múltiples donantes con sede en el Banco Mundial, comprometió créditos por US$1,5 millones para energía renovable y US$1 millón para eficiencia energética. Estos compromisos proporcionaron un gran apoyo a la asistencia

[28] Los proyectos del Banco Mundial y GEF a menudo incluyen componentes no renovable o se mezclan con la componente de eficiencia energética, hacienda difícil separar la financiación de Fuentes Renovables de la otra componente. Además, las cifras reportadas por GEF para fuentes renovables, del orden de $100 millones, incluyen comisiones pagadas a agencies encargadas de la implementación, por lo cual la financiación para este rubro sería cerca de un 10% menor.

[29] http://www.esmap.org

técnica y al trabajo en el sector e incluyeron proyectos multianuales. Se espera que estos proyectos se traduzcan en el desarrollo de políticas propicias y en la identificación de eventuales inversiones en energía renovable y eficiencia energética.

7.2.1.2BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

El banco dispone de varios fondos para la promoción de las fuentes de energía renovables.

La SECCI (Sustainable Energy and Climate Change Initiative: La Iniciativa de Energía Sostenible y Cambio Climático) es una iniciativa del BID centrada en la previsión de opciones de sostenibilidad exhaustivas en áreas relacionadas con la energía, transporte, el agua y los sectores ambientales[30]. La iniciativa consta de cuatro pilares estratégicos:

- Energía renovable y eficiencia de energía
- Desarrollo de biocombustibles sostenibles
- Acceso para mercados de carbono
- Adaptación para el cambio climático

Desde el año 2000, el BID ha financiado proyectos sobre energía renovable por más de US$ 2.100 millones en la región de América Latina y el Caribe; entre ellos, iniciativas relacionadas con la energía hidroeléctrica, eólica y geotérmica, y proyectos para mejorar de la eficiencia energética en la transmisión de electricidad. Dicho financiamiento comprendió los sectores público y privado.

Corporación Interamericana de Inversiones, miembro del Grupo del BID, ha financiado desde 2005, más de 10 proyectos sobre energía renovable, que abarcan temas como la energía hidroeléctrica, los biocombustibles y el gas metano procedente de los rellenos sanitarios.

El FOMIN (Fondo Multilateral de Inversiones) del BID aporta a la protección del medio ambiente y al desarrollo de la pequeña y mediana empresa por intermedio de donaciones no reembolsables. El FOMIN ha invertido en cuatro fondos de capitales de riesgo dedicados a la energía limpia. Las condiciones del FOMIN se adaptan muy bien a programas de FNCE, porque se fundamenta en introducir enfoques nuevos y eficaces para promover el desarrollo del sector privado y las comunidades, y se realizan con socios locales. Los recursos del FOMIN deben ser

[30] http://www.iadb.org/en/topics/climate-change-and-renewable-energy/secci,1449.html

de importancia decisiva para el resultado de un proyecto y la opción más adecuada para financiar una iniciativa específica.

7.2.1.3PNUD

Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) es parte del sistema de las Naciones Unidas. El PNUD es también una de las tres agencias implementadoras del GEF. A través del Programa de Pequeñas Donaciones, el apoyo financiero y técnico que brinda el PNUD se otorga a grupos organizados de la sociedad civil, comunidades de base y organizaciones no gubernamentales o académicas, las cuales ejecutan los proyectos y el Programa da seguimiento y evalúa los resultados.

7.2.1.4GEF

El GEF (Global Environment Facility o Fondo Mundial Ambiental) integra 182 gobiernos miembro con instituciones internacionales, organizaciones de ONGs y el sector privado para abordar los asuntos ambientales mundiales[31].

Como una organización financiera independiente, el GEF provee subvenciones a países en vías de desarrollo y a países con economías en transición para proyectos relacionados con lo biodiversidad, el cambio climático, las aguas internacionales, la degradación del suelo, la capa de ozono y los contaminantes orgánicos persistentes. Estos proyectos benefician el medio ambiente global, uniendo los desafíos ambientales locales y nacionales, y mundiales y promocionando medios de vida sostenibles. En el campo de las energías renovables (solar, eólica, etc.) su filosofía consiste en considerar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, como el CO_2 originado en la combustión de fósiles y similares, y cofinanciar tecnologías que aunque más costosas en su inversión inicial, reduzcan a las emisiones de dichos gases a la atmosfera

El GEF fue establecido en 1991 y es hoy en día el más grande donante de proyectos para mejorar el medio ambiente mundial. El GEF ha destinado $9.2 mil millones, complementado con más de $40 mil millones en cofinanciamiento para más de 2,700 proyectos en más de 165 países en vías de desarrollo y países con economías en la transición. A través de sus Fondo de Pequeñas Donaciones (SGP: Small Grants Program), el GEF ha hecho más de 12,000 pequeñas subvenciones directamente a ONGs y organizaciones comunitarias, totalizando $495 millones.

[31] http://www.thegef.org/gef/home

El GEF también sirve de mecanismo financiero para varias convenciones de Naciones Unidas, entre ellas el Convenio Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático.

Los socios del GEF incluye a 10 organismos: el PNUD (Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo); el Programa Ambiental de la ONU; el Banco Mundial; la FAO; ONUDI; el Banco Africano para el Desarrollo; el Banco Asiático para el Desarrollo; el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo; el BID; y el Fondo Internacional para el Desarrollo Agrícola.

En el caso concreto de la energía en zonas rurales, la metodología para evaluar el aporte del GEF se conoce como Costo Incremental. En ésta, se evalúan los costos durante 20 años del uso de combustibles en una aplicación particular y las emisiones asociadas con esta aplicación. Luego se consideran los costos de las nuevas tecnologías no emisoras de gases de efecto invernadero. Como estas cuestan más que las convencionales, el GEF paga la diferencia o una parte importante de ella.

De acuerdo a proyectos realizados por el GEF en varios países de América Latina, el GEF ha resultado financiando entre 30% y 40% como recursos no reembolsables. El restante 70 a 60% debe ser asumido por el gobierno y por la comunidad beneficiaria del proyecto.

Para aplicar a los fondos, la metodología tiene fundamentalmente tres etapas:

- Solicitud a Naciones Unidas (PNUD) para una misión de un experto para formular el proyecto (esta es pagada por el PNUD)
- Si el proyecto resulta viable y se formula el proyecto, se requiere una carta de intención del gobierno local de que aportará una cantidad a negociar.
- Estructura de la participación de la comunidad para asegurar el pago de su aporte y la continuidad del proyecto.

Para la implementación de sus proyectos, el GEF dispone de tres agencias que son el PNUD, el Banco Mundial y el BID.

En su calidad de agencia implementadora del GEF desde 2004, el BID ha apoyado un número cada vez mayor de proyectos en América Latina en las áreas de biodiversidad, degradación de suelos, aguas internacionales y cambio climático, y especialmente en energía renovable, eficiencia energética, transporte sostenible y silvicultura sostenible[32]. Los recursos del GEF le proporcionan al

[32] BID (2010). Estrategia Integrada del BID para Mitigación y Adaptación al Cambio Climático, y de Energía Sostenible y Renovable. Banco Interamericano de Desarrollo. Vicepresidencia de Sectores y Conocimiento. Sector de Infraestructura y Medio Ambiente. Washington D.C.

Banco una oportunidad de escalar el apoyo a sus países miembros con recursos financieros y técnicos adicionales, así como concebir mecanismos innovadores de desarrollo de programas y combinación de recursos. El BID deberá continuar maximizando sus esfuerzos dirigidos a usar una parte importante de estos recursos de donación para apalancar los proyectos que financia.

7.2.1.5Comisión Europea

La Comisión Europea (CE) ha comprometido 100 millones de euros para proyectos de Energía Limpia, a través del Global Energy Efficiency y Renewable Energy Fund (GEERED)[33]. GEEREF es una Asociación Público-Privada puesta en operación en 2004 en el contexto de la coalición de energía renovable de Johannesburgo (JREC). GEEREF provee de capital de riesgo global para proyectos de eficiencia y energía renovable de energía a través de la inversión particular en países en vías de desarrollo y economías en la transición. GEEREF aspira a acelerar la transferencia, el desarrollo, el uso y la ejecución de tecnologías con respecto al medio ambiente sanas para las regiones más pobres del mundo.

7.2.1.6KfW

KfW, el Banco Alemán de Reconstrucción, actúa a nivel mundial y facilita recursos y asesoramiento para promover el desarrollo en los países objetivo[34]. Por encargo y cuenta del Gobierno alemán, el KfW financia proyectos de infraestructura económica y social, y también brinda apoyo en los ámbitos de protección ambiental y recursos naturales.

Durante el 2009, el banco puso a disposición de proyectos de protección del clima y del ambiente, incluyendo energías renovables, cerca de Billones EUR 20, lo cual representa cerca de 1/3 de volumen anual de operaciones.

[33] http://geeref.com/

[34] http://www.kfw.de/

7.2.1.7CAF

La CAF (Corporación Andina de Fomento) tiene actualmente en desarrollo el PLAC (Programa Latinoamericano del Carbono)[35].

El PLAC promueve el desarrollo de proyectos que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero y que contribuyan al desarrollo sostenible, desde la identificación de la oportunidad hasta la comercialización de las reducciones de emisiones.

El PLAC mantiene su enfoque en América Latina y el Caribe y cuenta con un portafolio de proyectos diversificado, recibiendo proyectos del sector público y privado para su evaluación y seguimiento.

7.2.2 Ayuda internacional oficial bilateral

7.2.2.1JICA

La ayuda de Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) se enmarca dentro del tipo de Asistencia Oficial para el Desarrollo (ODA) no reembolsable, cuyo objetivo es contribuir al desarrollo social y económico de las regiones en vías de desarrollo, y así, coadyuvar al fomento de la cooperación Internacional[36].

A lo largo de más de veinticinco años, la Agencia ha demostrado reiteradamente en Colombia y países latinos, la buena voluntad del Gobierno y del pueblo de Japón, mediante múltiples vías. Características tales como un nivel educativo alto, un sistema desarrollado de seguridad social y la democracia más arraigada entre todos los países centroamericanos, han hecho posible el desarrollo de importantes proyectos de JICA en Colombia.

Aunque la ayuda no está dirigida específicamente a financiar proyectos de energía renovable o electrificación rural, un programa de FNCE se inscribe dentro del objetivo general, el cual básicamente es la contribución al desarrollo económico y/o de bienestar social del país receptor.

El requisito más relevante se refiere a que el “Grant Element” (medición de la ayuda reembolsable) debe alcanzar más del 25% del total de la ayuda financiera.

[35] http://www.caf.com/view/index.asp?ms=12&pageMs=55718

[36] http://www.jica.go.jp/english/index.html

7.2.2.2The Inter-American Foundation (IAF)

The Inter-American Foundation (IAF) es una agencia independiente del gobierno de los Estados Unidos, que otorga donaciones a ONGs y organizaciones comunitarias en Latinoamérica y el Caribe[37].

IAF financia los esfuerzos de autoayuda de grupos de base en América Latina y el Caribe que buscan mejorar las condiciones de vida de los desfavorecidos y los marginados, incrementar su capacidad para tomar decisiones y auto gobernarse, y crear alianzas con el sector público, el sector empresarial y la sociedad civil. La IAF no identifica problemas ni sugiere proyectos, sino que responde a las iniciativas que le son presentadas. Los proyectos no se seleccionan por sector sino por su valor intrínseco.

La evaluación inicial de propuestas toma cinco meses, y dará como resultado un pequeño número de proyectos que serán analizados en más detalle mediante visitas al lugar. Se notificará a aquellos proponentes que ya no estén en consideración. La evaluación de las propuestas ganadoras puede tomar hasta 12 meses, según la complejidad del proyecto y el número de visitas que sean necesarias.

7.2.3 ONG´s y el Sector Privado

Esta sección describe varias ONG y organizaciones del sector privado que financian mediante diferentes mecanismos proyectos de fuentes de energía renovables.

7.2.3.1E+CO

E+Co es una empresa privada que invierte en empresas de energía limpia en países en desarrollo con el propósito de obtener una triple rentabilidad: financiera, social y ambiental[38].

Para ese propósito, atrae capital de varias fuentes y ofrece una mezcla de servicios, tales como capital semilla, desarrollo de empresas de servicios y créditos a través de la banca de segundo piso. Las compañías en las que invierte E+Co's proveen servicios energéticos a cerca de 4 millones de personas en más de 200 proyectos de energía. Para el 2012, E+Co planea servir a más de 20 millones de personas con proyectos de energía renovable y desplazando más de 20 millones de toneladas de CO2 evitadas.

[37] http://www.iaf.gov/index/index_en.asp

[38] http://eandco.net/

E+Co se encuentra presentes en varios países de Centroamérica y de América del Sur.

La visión de E+Co es la de Energía Sostenible Universal y su misión es crear negocios viables y sostenibles. El propósito subyacente de E+Co es estimular canales de inversión institucionalizadas y a largo plazo en uso y producción de energía en los países en desarrollo. E+CO ve estos negocios como agentes de cambio auto sostenidos.

Para E+CO la causa del problema no es:

- La incapacidad de los pobres para pagar energía moderna.
- La no disponibilidad de tecnologías o modelos de negocios confiables para suministrar energía pagable.
- La poca voluntad de los diseñadores de las políticas.

La causa del problema yace en la falta de una infraestructura humana local basada en el mercado que provea acceso a alternativas energéticas viables. Propone, entonces, cambiar el viejo paradigma de grandes proyectos de generación centralizada, orientados por la oferta, con retornos de 15-20%, por sistemas pequeños descentralizados, orientados por la demanda, financiado con capital "paciente" y riesgos crediticios compartidos. Busca cambiar la perspectiva filantrópica de corto plazo por construcción de capacidad a largo plazo y creación de mercado.

El reto asumido por E+Co es crear los medios para que los negocios de energía limpia se expandan a una escala suficiente para dar solución a las necesidades energéticas masivas de los países en desarrollo de una forma que sean financiera, social y ambientalmente sostenible.

Basado en lo anterior, es claro que E+CO puede ser una fuente de financiación importante del sector privado.

7.2.3.2The World Bank Carbon Finance Unit (CFU)

La CFU (Carbon Finance Unit) del Banco Mundial implementa un modelo para la viabilización de los negocios que ayuda a reducir los costos transaccionales mediante una escala adecuada de los proyectos[39]. De esta forma, incentiva la agregación de proyectos mediante la participación de intermediarios locales que invierten en proyectos relacionados con MDL.

[39] http://carbonfinance.org/

El CFU usa dinero de los gobiernos y compañías en los países de OCDE para comprar reducción de emisiones de GEI en los países en desarrollo y países con las economías en la transición. Las reducciones de las emisiones se compran a través de uno de los fondos de carbono del CFU a nombre del aportante y dentro del marco del MDL o de la JI (Joint Implementation).

Como el período de compromiso del protocolo de Kioto termina en 2012, se espera que la futura demanda de reducción de emisiones de CO2 sea impulsado por el resultado de contratos, y de políticas de clima nacionales y regionales que vayan surgiendo. Los compromisos requeridos a los países del Anexo 1 más allá de 2012 están actualmente poco claros, y los participantes del CFU están principalmente interesados en CERs de proyectos antes del final de 2012. Para aplicar a estos fondos, los proyectos deben ser de bajo riesgo y estar en una etapa avanzada de preparación, incluyendo el cierre financiero y la puesta en operación, y estar listos para validación y registro antes de junio de 2011.

7.2.3.3ECOSECURITIES

EcoSecurities es una empresa líder en el negocio de la generación, desarrollo y comercialización de créditos de carbono[40]. EcoSecurities estructura y lidera proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a través del Protocolo de Kyoto, actuando como intermediario principal entre los proyectos y los compradores de estos créditos. EcoSecurities trabaja junto con compañías de países en vías de desarrollo e industrializados para crear créditos de carbono de proyectos que reducen las emisiones de gases de efecto invernadero. EcoSecurities cuenta con experiencia en proyectos en diversos sectores entre los que se incluyen energías renovables, agricultura, gestión de residuos urbanos, eficiencia industrial y silvicultura. Con una red de oficinas y representantes en más de 20 países en los cinco continentes, EcoSecurities tiene una de las carteras más grandes y diversificadas de proyectos de reducción de emisiones de carbono.

7.2.3.42E CARBON ACCESS

2E CARBON ACCESS resulta de la integración de E+CO y Ecosecurities. 2E CARBON ACCESS financia proyectos con las siguientes características:

- Proyectos de energía renovable con capacidad instalada 15 MW o menos.
- Proyectos del rendimiento energético que reducen la consumo de energía por hasta el equivalente de 15 GWh por año.
- Proyectos que logren reducir las emisiones y emitir menos de 15.000 toneladas de CO_2 de equivalente por año.

[40] http://www.ecosecurities.com/

Dadas estas condiciones, no queda duda que 2E CARBON ACCES es la institución adecuada para negociar los bonos de carbono asociados con programas de energía renovable de pequeña y mediana escala.

7.2.3.5MGM International

MGM International es una empresa de desarrollo de proyectos, inversión y de comercialización cuyos objetivos son la identificación, diseño, la negociación, así como la ejecución y apoyo de proyectos que contribuyan a reducir las emisiones de GEI[41].

Dispone de personal multidisciplinario localizado en Argentina, Brasil, Chile, China, Colombia, Egipto, India, México, Suecia, Ucrania y los Estados Unidos, reuniendo a menudo la combinación ideal de altas credenciales académicas y años de experiencia práctica.

7.2.3.6CAEMA

CAEMA (Centro Andino para la Economía en el Medio Ambiente) es una empresa cuyo slogan es la optimización de los beneficios para el dueño de proyecto[42]. Es una empresa líder en la Región Andina pero con operación internacional. Ofrece a sus clientes los servicios de: Análisis de Pre-factibilidad MDL, Diseño y Formulación de los componentes MDL, Programa de comercialización del Proyecto MDL, Acompañamiento técnico y profesional durante la Fase de Implementación del proyecto MDL y automatización de los procesos de monitoreo.

7.2.4 Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El MDL es, junto con el comercio de emisiones y la implementación conjunta, uno de los tres mecanismos de flexibilidad establecidos por el Protocolo de Kyoto. Dichos mecanismos fueron creados para permitir a los países industrializados cumplir de manera costo-efectiva sus compromisos de reducción de gases de efecto invernadero. Bajo el esquema del MDL definido en el Artículo 12 del Protocolo, las Partes no incluidas, es decir los países no industrializados, podrán alojar proyectos de reducción o captura de gases de efecto invernadero, que generen reducciones de emisiones certificadas. Dichas reducciones certificadas pueden ser adquiridas por aquellas Partes que cuentan con compromisos de reducción de emisiones y ser contabilizadas con el fin de contribuir al logro de sus metas.

El Protocolo de Kyoto establece que los objetivos del MDL son: i) ayudar a las Partes no incluidas lograr un desarrollo sostenible; y, ii) contribuir al objetivo último

[41] http://www.mgminter.com/
[42] www.andeancenter.com

de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático; y iii) ayudar a las Partes a lograr sus compromisos de reducción de emisiones.

Existen múltiples oportunidades para que actores públicos y privados participen en proyectos que reduzcan o capturen las emisiones de GEI. Estas actividades pueden ser: energía renovable, transporte, generación, uso y distribución eficiente de energía, cambio a combustibles alternativos, manejo de residuos sólidos y actividades forestales.

Es claro que un programa de desarrollo de FNCE produce una reducción de emisiones y el MDL pueden ser empleado como fuente de recursos.

Sin embargo, la aplicación práctica no es sencilla, dado que los CER[43] (o también llamados bonos de carbono), a través de los cuales se tranzan las reducciones de emisiones, se comportan como un "commodity", sujeto a la oferta y la demanda. De esta forma, existe un proceso de negociación y el valor final acordado depende del proyecto y del comprador. En general, la tonelada equivalente de CO_2 (tCO_2e) se tranzaba entre 4 y 9 US$ (2004-2005) pero alcanza valores hoy en día valores de US$15.

7.2.5 Estrategias para introducir mecanismos simplificados para incluir a las FNCE en las negociaciones de los mercados de carbono

Se considera que la estrategia que Colombia puede aplicar para promover sus FNCE en el mercado de carbono, dándoles viabilidad a través de la reducción de costos de transacción, se basa en disponibilidad de la información y un recurso humano con buen manejo de las metodologías simplificadas para el diseño de los proyectos y su replicabilidad, junto con la capacidad de negociación del agente de negocios (Broker).

A continuación se hace un resumen de las metodologías simplificadas aprobadas por la Junta Ejecutiva del MDL para reducir costos del desarrollo y así viabilizar pequeños proyectos, se presentan los diversos esquemas de negociación que se están llevando a cabo en este mercado y finalmente se presenta la tabla resumen de la estrategia y actividades sugeridas que puede adelantar Colombia.

[43] CER (Certified Emission Reductions: Certificados de Reducción de Emisiones). Éstas son unidades comerciales generadas por los proyectos de los países no-Anexo 1 (países en desarrollo). Los CER pueden ser contabilizados por las naciones del Anexo 1 (naciones industrializadas, actualmente excluyendo entre otros a USA) para el cumplimiento de sus compromisos de emisiones frente a las Naciones Unidas y la Unión Europea, y son iguales a una tonelada de CO_2equivalente.

7.2.5.1Metodologías simplificadas de proyectos MDL.

Para abrir posibilidades a pequeños proyectos locales, regionales o nacionales que diseñados individualmente no podrían ser viables económicamente; debido a su poca capacidad de reducción, alto riesgo y falta de financiación, la Junta Ejecutiva del MDL desarrolló las modalidades de proyectos programáticos ó PoA (Programme Activities, por sus siglas en inglés) y proyectos agrupados (sombrillas).

Proyectos Programáticos del MDL.

Los Proyectos Programáticos (PoA) son un conjunto de programas o actividades tendientes a reducir GEI provenientes de iniciativa pública o privada que fomenten la implementación de un número de actividades o proyectos similares (CPA´s) de pequeña escala que en total generen una reducción cuantificable y adicional de emisiones de GEI que se agrupen en un programa de actividades para poder ser registradas ante la Junta Ejecutiva como un solo proyecto MDL.

Algunos de los beneficios que se pueden encontrar en el desarrollo de estos proyectos son:

a. La simplificación de la documentación. Se presenta un solo Documento del Diseño del Proyecto (PDD, por sus siglas en inglés) por todo el PoA, en vez de un documento PDD por cada actividad o proyecto de pequeña escala que el programa desarrolla.

b. Reducción en el costo. Se hace la validación del PoA y no de cada CPA por separado.

c. Monitoreo simplificado. El muestreo estadístico es posible en el desarrollo del PoA.

Proyectos Sombrilla Del MDL (Agrupados)

En el caso de los proyectos sombrilla de los MDL, al igual que en el caso de los proyectos programáticos, el objetivo es darle viabilidad a proyectos o conjuntos de actividades tendientes a reducir GEI, que sin el componente de agrupación no podrían desarrollarse.

Los proyectos sombrilla contemplan proyectos de alta y baja escala, donde varias empresas llevan a cabo una actividad o una empresa lleva a cabo varias actividades diferentes, el proyecto se presenta como MDL y no como un PoA, como sucede en los proyectos programáticos. De igual forma, todas las

actividades desarrolladas por una o más empresas surten el mismo proceso de validación y verificación y en este caso los costos de desarrollo de las actividades son compartidos por todas las instituciones involucradas.

Replicabilidad de los proyectos MDL

La metodología de un proyecto MDL es la hoja de ruta, es el documento que contiene las bases del proyecto en sí, sin esta ningún proyecto podría ser llevado a cabo. La metodología es el primer paso, constituye el marco de trabajo que especifica las actividades de monitoreo, el escenario de la línea base, la aplicabilidad del proyecto, el cálculo de las reducciones y demuestra la adicionalidad del mismo.

Al ser la base del proyecto constituye la pieza clave en la cual se puede saber con certeza si el proyecto con esta metodología puede ser replicado; del mismo modo entre más consolidada este la metodología más amplio será el rango de aplicabilidad que tendrá en el sector al que pertenece.

La replicabilidad de las metodologías o proyectos, abre grandes oportunidades a proyectos con restricciones presupuestales y facilita su desarrollo de manera más económica. Permite igualmente, ganar tiempo valioso en la operación, ya que los proyectos que sean replicados tienen una hoja de ruta que ya ha sido recorrida, lo que acorta los tiempos de desarrollo, monitoreo y permite eliminar errores en el diseño de los documentos.

7.2.5.2Costos y clases de transacciones en el mercado.

Costos de transacción.

Los costos de transacción comprenden todos los costos adicionales necesarios para cumplir con su ciclo de aprobación como proyecto MDL, desde su etapa de diseño hasta la de expedición de las CERs.

Estos costos dependen del tamaño del proyecto, de la participación de personal local en los procesos de diseño, implementación y vigilancia; del esquema de pago de los costos de validación, por adelantado o diferido, hasta que el proyecto esté operando, de la necesidad o no de un agente de negocios (*broker*) que comercialice los certificados[44].

[44]La participación de agentes de negocios (*brokers*) es importante en el caso de tratarse de proyectos que generen certificados para ser vendidos en los mercados de carbono a Países Anexo I. Puede señalarse que el coste de comercialización puede cuantificarse entre el 10% y el 15% del valor nominal de las CERs

Clases de transacciones.

En principio las transacciones pueden clasificarse en cinco modalidades de acuerdo a la forma de pago y entrega de CERs:

a) Pago por adelantado

Bajo esta modalidad, el comprador paga la totalidad de los certificados que se emitirán durante el plazo del contrato. Se da en condiciones de total confianza entre las partes. El comprador a cambio de asumir tal riesgo, obtiene los certificados a un precio más bajo. El vendedor tiene el riesgo de que no pueda cumplir con la cantidad y fecha de los CERs acordadas.

b) Contrato "forward" a precio fijo

Se acuerda entre comprador y vendedor un precio fijo por año de los CERs para todo el período del contrato. Así tanto vendedor como comprador aseguran el cumplimiento de sus objetivos comerciales, el primero la venta de sus certificados, y el segundo el contar con los certificados para cumplir sus obligaciones ambientales, sin preocuparse de las fluctuaciones de precios en el mercado. El vendedor responde por la entrega de un volumen dado de CERs a un precio fijo.

c) Contrato "forward" a precio variable.

El comprador considera de antemano una variación en los precios de los CERs que se compromete a adquirir en el período del contrato. Hay un riesgo compartido del vendedor por cumplir con la entrega del número de CERs acordado, y, el comprador por el ajuste en el valor de los certificados, que puede ser alto.

d) Prepago para la opción de mantener el precio.

El comprador hace un pago parcial anticipado de los CERs al vendedor, para mantener el precio de los certificados en todo el período del contrato y tener la opción de compra a futuro en una fecha a ser señalada conjuntamente por las partes. El vendedor asume el riesgo de entregar un número de certificados pactado, y la posible variación del precio. A cambio tiene la ventaja de tener un comprador fijo.

e) Mercado Spot.

El vendedor entrega una cantidad determinada de CERs al mercado de oportunidad (mercado "spot"), generalmente la cantidad acumulada en un año, y recibe un solo pago contra entrega, al precio que acuerde con el comprador en ese instante. No existe ninguna otra obligación ni compromiso a futuro entre el comprador y el vendedor.

Precio de los derechos de emisión.

El precio de los derechos de emisión de CO_2 depende del equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado de CERs. El principal determinante del precio es su escasez en el mercado, pues la oferta y la demanda de derechos de emisión dependen, en buena parte, del tope de emisiones que fijen los Estados Miembros para las industrias sujetas a la Directiva. Cuanto más restrictivo sea el límite global de emisiones, menor será el número de derechos de emisión y mayor será su precio.

El mercado de EUA, se intercambia diariamente en varias plataformas y cuenta con precios de referencia claros; sin embargo, el precio de intercambio de los CERs varía en función de la naturaleza y grado de desarrollo del proyecto del que procede, así como del reparto de riesgos entre las partes.

Principalmente se compra y se vende CO_2 de tres maneras distintas. De forma bilateral (entre dos empresas) intermediada o de forma directa (a través de la Bolsa). En general, las empresas más grandes, aquellas con volúmenes más importantes y con mayor información acostumbran a acudir a las Bolsas y Brokers nacionales e internacionales. Las empresas más pequeñas, con volúmenes y necesidades menores, acostumbran a acudir a intermediarios.

La compraventa de CERs no expedidos tiene lugar mediante negociaciones bilaterales y resulta complicado conocer la evolución periódica de los precios de intercambio sin recurrir a *brokers* o publicaciones especializadas. El Banco Mundial publica un informe anual sobre los precios medios del año anterior (State and Trends of the Carbon Market) (http://wbcarbonfinance.org)

7.2.5.3Estrategias

De lo planteado anteriormente se puede ver claramente que Colombia tiene un potencial para desarrollar sus FNCE a través de estrategias que reduzcan los costos de transacción, por medio de capacitación de recurso humano nacional, que le permita formular proyectos y gestionarlos de manera eficiente, no sin antes haber realizado un diagnóstico de demanda y oferta para las diferentes regiones del país de manera especial en las ZNI, para proceder a formular proyectos tanto programáticos como sombrilla y con posibilidad de réplica.

Actividad/Proyecto	Responsable	Corto Plazo	Mediano Plazo	Largo Plazo	Costo Estimado US$	Posible financiación
Capacitación recurso humano en formulación, gestión y negociación de proyectos MDL	MAVDT, MME	1-2 años			200.000	
Diagnostico Zonal de demanda y oferta de energía por FNCE para identificar proyectos aplicables a metodologías simplificadas	MME (UPME, IPSE)	1-2 años			300.000	
Identificación y formulación de Proyecto Programáticos[45].	MAVDT, MME	2-3 años			10% del valor de los CERs	
Identificación y formulación de Proyectos Sombrilla[46]	MAVDT, MME	2-3 años			10% del valor de los CERs	
Identificación de Replicabilidad de los proyectos MDL[47]	MAVDT, MME	2-3 años			5% del valor de los CERs	

[45]En Colombia sustitución de las plantas diesel por FNCE en ZNI

[46] En Colombia el proyecto de FEDEPALMA, para la captura de Metano, generación de energía renovable y sustitución de calderas en el sector de la palma de aceite, este proyecto espera reducir alrededor de 700.000 Ton/año

[47] La metodología AM0031 (Metodology for Bus Rapid Transit Projects) fue desarrollada dentro del proyecto MDL de Transmilenio en Bogotá. En Colombia se están desarrollando actualmente 5 proyectos de transporte masivo con componente MDL bajo la metodología anteriormente mencionada, estos son: Proyecto Metrocali MIO, 80.000 Ton/año; Proyecto AMCO en Pereira que espera reducir 30.000 Ton/año; Proyecto Transmetro en Barranquilla, 30.000 Ton/año; Proyecto Transcaribe en Cartagena que espera reducir 40.000 Ton/año; Transmilenio en Bogotá, 350.000 Ton/año.

7.3 ANEXO 3. PANORAMA INTERNACIONAL DE LOS CER'S A FUTURO.

Siendo el mercado de la Unión Europea el más importante y grande para la comercialización de los certificados de Emisión CER's dentro del MDL, a continuación se presenta las previsiones realizadas por dos importantes analistas del mercado de los posibles escenarios futuros de precios.

De acuerdo a Trevor Sikorski[48], los precios de los CERs podrían incrementarse en un 42% para el 2012 como resultado de nuevas reglas que reducen su suministro, por lo que el precio de los CER's podrían elevarse en los próximos dos años en €8 por tonelada métrica de CO_2 reducida y alcanzar precios del orden de los €25 en la tercera fase del plan de comercialización de carbono de la UE que se inicia en 2013.

En el corto plazo plantea que los precios de los CERs pueden tener un precio medio de €14,5 para la primera mitad del 2011 y de €16 para la segunda parte del año de acuerdo al reporte de Barclays de 21 de Octubre de 2010.

Así mismo resalta que Naciones Unidas y la Unión Europea ven un problema en la aceptación de los CER's provenientes de reducción con proceso industriales de HFC, N_2O y otros gases industriales, que generan ganancias inesperadas con poco beneficio real para el cambio climático, por lo que pueden ser prohibidos a partir del 2012, lo que puede provocar una escasez de oferta de CERs e incremento en su precio, trasladando el mercado al sector de energías renovables principalmente.

Por otra parte según Reuters[49] de acuerdo a un análisis de Societe Generale, el precio de los EUAs (EUA: European Union Allowance) en la UE estaría en el rango de 22 a 60 euros (40 a 84 US$) dependiendo de la fuerza que coja la motivación a cambiar la meta de reducción de emisiones al 30% para 2020 a cambio de la meta actual del 20% con respecto a las emisiones de 1990, según el acuerdo del protocolo de Kioto, lo que incrementaría la demanda y por tanto los precios de los CERs.

Así la conjunción de la adopción o no de restricciones respecto a los CERs provenientes de gases industriales y el incremento o no de la meta de reducción de emisiones en la UE da lugar a los escenarios que se presentan a continuación con el correspondiente efecto en el precio de los EUAs y CERs.

En primer término si la UE no adopta restricciones y no incrementa su meta de reducciones podría el mercado no regulado EU ETS tener una sobre oferta para

[48] Analista de capital de Barclay Plc publicada en Bloomberg de Nov 2010

[49] Reuters Londres Octubre 25 de 2010.

el periodo 2013 a 2020 de 99 millones de toneladas lo que ubicaría el precio de los EUAs en €22 y para los CERs en €17 para 2020.

Por otra parte si el mercado europeo incrementa su meta de reducción de emisiones al 30% pero no adopta restricciones respecto a los gases industriales, en este esquema se presentaría un faltante de 780 millones de toneladas de CO_2 reducidas en 2020, escenario en el cual el precio de los EUAs se incrementaría a €47 y el de los CERs a €38.

Si la meta del 20% se mantiene pero se restringen los beneficios, esta reducción de oferta elevaría el precio de los EUAs a €40 y el de los CERs a €39 para los de alta calidad y €11 para los de baja calidad[50].

Finalmente, si se adopta la meta ambiciosa del 30% y se implementan las restricciones, se presentaría un faltante de 1313 millones de toneladas para el 2020. Como resultado de esto, los EUAs podrían alcanzar precios del orden de €60 y los CERS de alta calidad €45 y los de baja calidad €20.

Tabla 7-4. Escenarios de Precios para EUAs y CERs para el Mercado Europeo (2013 – 2020)

Escenario 2013 - 2020					
Incremento de meta al 30%	**Adopción de restricciones**	**Oferta (Ton CO2e)**	**EUAs (€)**	**CERs Alta Calidad (€)**	**CERs Baja Calidad (€)**
No	No	+99 M	22	17	
Si	No	-780 M	47	38	
No	Si		40	39	11
Si	Si	-1313 M	60	45	20

Fuente: Elaborado a partir de la información de Bloomberg y Reuters

7.3.1 PROYECTOS MDL EN COLOMBIA

Con el fin de avanzar en la visualización del potencial de los proyectos MDL para Colombia a continuación se presenta una actualización a noviembre de 2010 de los proyectos MDL y los ingresos obtenidos por el país por este concepto.

[50] Los CERs se clasifican en de alta y baja calidad dependiendo de su origen en cuanto a tipo de proyecto y país de implementación

Tabla 7-5. Estado de Avance de Proyectos MDL en Colombia

Total Proyectos MDL portafolio Nacional	152
Potencial anual de reducción de gases Efecto Invernadero (t)	19.440.135
Proyectos con aprobación nacional	61
Proyectos registrados ante Naciones Unidas	24
Proyectos con CERs emitidos	9
Potencial total de ingresos por CERs de proyectos del portafolio al año (US$)	185.496.915
Ingresos por venta de CERs en Colombia de 2007 a 2010 (US$)	91.230.000

Fuente: MAVDT

En el país actualmente hay 61 proyectos con aprobación nacional que representan un potencial de reducción de emisiones de GEI de 5.323.660 t CO_2 e/año para un ingreso estimado de US$ 46.378.286

Tabla 7-6. Estado actual de proyectos MDL Colombia en el sector energía.

Concepto	Número de Proyectos	Potencial de anual de emisiones de reducción GEI	CERs Emitidos
Proyectos MDL Energía	39 (25,66%)	2.256.352	
Con Aprobación Nacional	15	580.184	
Registrados CMNUCC	6	166.827	
Proyectos con CERs	5		346.599

Fuente. MAVDT

Tabla 7-7. Distribución de los proyectos MDL del sector energía.

Sector	Número de proyectos	Potencial anual de reducción de emisiones ton CO_2 e/año
Energías renovables	34	1.511.615
Generación Eléctrica	1	43881
Interconexión Eléctrica	1	606.356
Transmisión	1	94.500
Cambio de Ciclo	1	En estimación
Cierre de ciclo	1	En estimación
Total	39	2.256.352

Fuente. MAVDT.

A continuación se presentan los posibles ingresos por CERs según los escenarios planteados para los proyectos con energías renovables, tomando en este caso los CERs como de alta calidad por ser con energías renovables, y con un potencial anual de reducción de emisiones de 1.511.615 tCO_2 e/año.

Tabla 7-8. Ingresos potenciales por proyectos MDL sector energía Colombia

Escenario		Precio del CERs	Ingresos €/año
Incremento de meta al 30%	Adopción de restricciones	CERs Alta Calidad €	
No	No	17	25.697.455
Si	No	38	57.441.370
No	Si	39	58.529.985
Si	Si	45	68.022.675

Fuente: Elaborado a partir de información de Bloomberg, Reuters y MAVDT.

7.4 ANEXO 4. ESCENARIOS DE PENETRACIÓN DE FNCE EN COLOMBIA

7.4.1 Introducción[51]

En este anexo se presenta la modelación del plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia PDFNCE en dos grandes escenarios, el primero en el módulo de transformación de generación de energía, simulando el impacto de la penetración de la energías renovables bajo cuatro condiciones de simulación, una primera basado en el cumplimiento del plan de expansión de generación UPME 2010 -2023, una segunda con el comportamiento del fenómeno del Niño y contemplando el punto crítico de los embalses, una tercera en un horizonte de cambio climático tal como está planteado por el IDEAM al año 2030 y uno cuarto que considera retrasos en el cumplimiento del plan de expansión. Se hace este análisis debido a la gran dependencia en la matriz energética de generación del componente hidroeléctrico con un 80% de participación. EL segundo gran escenario es simular en el módulo de demanda, la penetración que puede tener la energía solar, en el calentamiento de agua - uso térmico de baja temperatura, para el sector residencial urbano en las nuevas viviendas en el territorio Nacional.

El modelo utilizado para la simulación es el LEAP - Long-Range Energy Alternatives Planning System, de tipo Bottom Up, herramienta técnico-económica que evalúa la demanda, oferta y transformación de energía, caracterizado por la versatilidad en la simulación de escenarios energéticos. Fue desarrollado por en el Instituto de Estocolmo para el Medio Ambiente, de la Universidad de Boston - (Stockholm Environment Institute.SEI, 2009). El LEAP ha sido adoptado por cientos de organizaciones en más de 150 países en todo el mundo, organismos gubernamentales, académicos, organizaciones no gubernamentales, empresas de consultoría, y servicios públicos de energía. En la actualizada hay más de 85 países que han utilizado el LEAP como parte de su compromiso para elaborar las comunicaciones nacionales de gases de efecto invernadero a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

7.4.2 Escenarios de entrada de las FNCE en Colombia

7.4.2.1Escenarios establecidos

Para la construcción de escenarios se identificaron las siguientes fuentes de información: proyecciones de población DANE, Censo de Población DANE 2005, Estadísticas minero energéticas UPME, Cuentas nacionales DANE 2005,

[51]Los presentes escenarios fueron de desarrollados por IM, Ms.C, Ph.D (c) Ricardo Quijano Hurtado, EC. Darío Mayorga Ladino y IE Luis Eduardo Prieto Linares.

Balances energéticos nacionales UPME 2005-2009, Plan de expansión de referencia Generación-Transmisión 2009-2023, proyecciones de demanda de energía 2010-2030 de la UPME y las tasas de crecimiento esperadas para los diferentes sectores, estimadas por CORPOEMA.

Se han definido 4 escenarios posibles: *i) Plan de expansión de generación, ii) Fenómeno del Niño, iii) Cambio Climático y iv) Plan de Contingencia.*

i. *Plan de expansión de generación. Se caracteriza por llevar un estricto cumplimiento en las fechas de entrada programadas para los nuevos proyectos de generación y no contempla el fenómeno del niño ni ninguna variación en la disponibilidad del recurso hídrico, más aun los valores de los aportes a los embalses están tomados como valores estáticos.*

ii. *Fenómeno del Niño, establece una frecuencia de 3 años para la aparición del fenómeno del niño, y se simulan los niveles críticos de los aportes reales de los ríos a los embalses.*

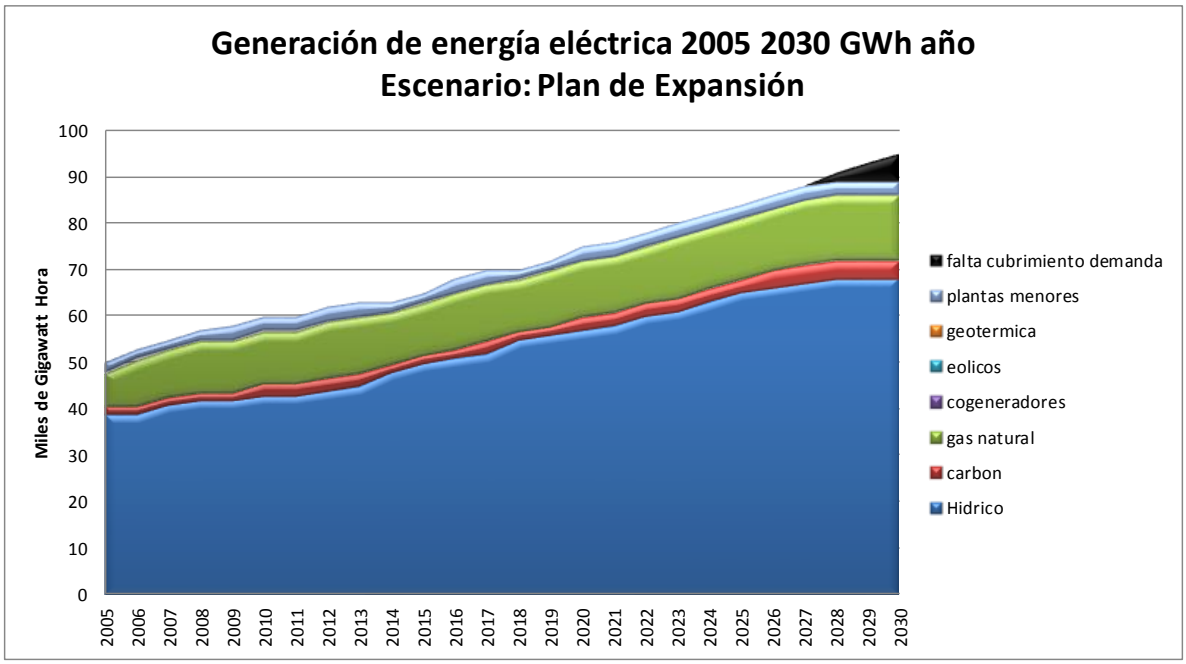
iii. *Cambio Climático, incluye además del fenómeno del niño una disminución gradual del 20% de las precipitaciones y disponibilidad de los embalses a 2030.*

iv. *Plan de contingencia, parte del escenario Plan de expansión de generación pero con una prórroga de entrada de los nuevos proyectos hídricos de 4 años y de los térmicos de 2 años. En los escenario ii; iii y iv se simula la entrada anual de proyectos eólicos de 100 MW a partir del 2015 hasta el 2025 para un total 1000 MW. Además se incluye la entrada de proyectos geotérmicos cada año de 50 MW del 2015 al 2025 para un total de 500 MW.*

Todos los escenarios construidos parten de una única proyección de demanda integrada, esta resulta muy similar a la demanda en el escenario bajo establecida por la UPME para el periodo de referencia es decir a 2030. El año base fue 2005, pero se introducen cortes de información real de 2008, 2009 y 2010 y actualizaciones para algunos datos puntuales para la serie 2005-2009 en donde se contaba con información a la fecha.

7.4.2.2La demanda de Energía

Figura 7-1. Generación energía eléctrica en el escenario del Plan de Expansión



Fuente: Corpoema – 2010.

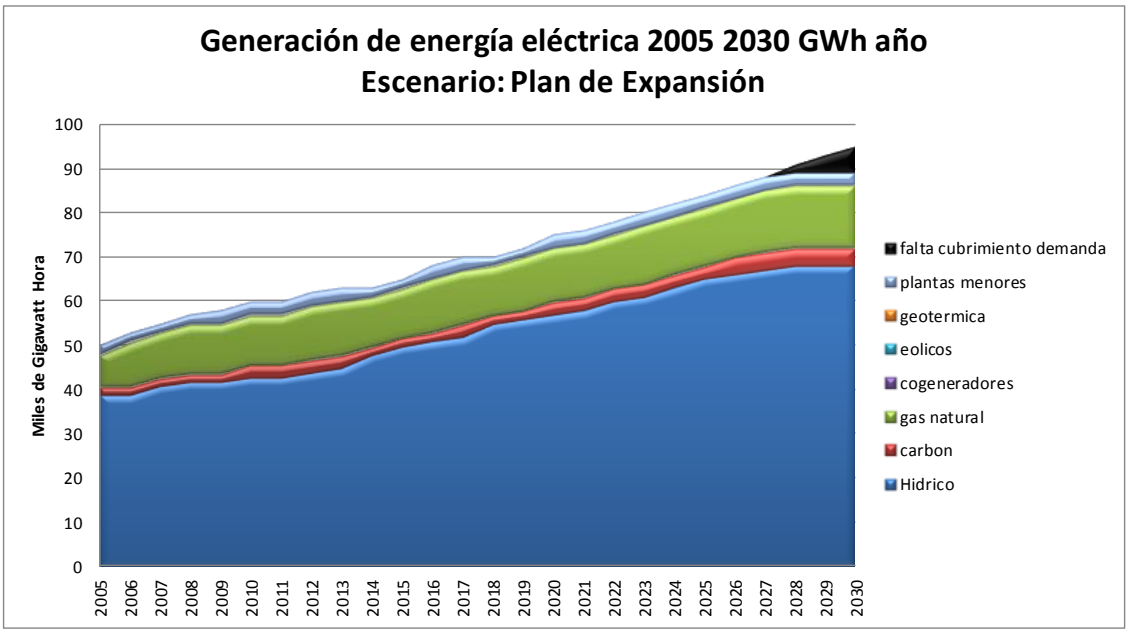
El valor esperado del consumo final de energía eléctrica en Colombia a 2030 es del orden de 76.182 GWh. Las perdidas 14780 GWh estimadas son del 19,4% para una demanda total cercana a los 90.000 GWh

Para la validación de la demanda de energía fue necesario comparar con las cifras reales de los Balances de energía de la UPME para los años 2005 y 2008, esto garantiza que la prospectiva realizada con este modelo es muy acertada, teniendo dos cortes reales en el tiempo.

7.4.2.3Escenario Plan de Expansión

Para este escenario se incluyen las condiciones establecidas en Plan de Expansión y generación UPME, este no tiene en cuenta la variabilidad climática (*fenómeno del niño*), este se presenta a manera de referencia para cotejar cambios frente a los tres escenarios propuestos.

Figura7-2. Generación energía eléctrica 2005 - 2030, Escenario Plan de Expansión



Fuente: Corpoema – 2010

Tabla 7-9. Aporte generadores. Escenario Plan de Expansión

Año - GWh	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctricas SIN	38910	42683	40835	42445	48008	50782
Hidroeléctrica El Quimbo	0	0	1897	1972	2230	2359
Hidroeléctrica Sogamoso	0	0	3832	3983	4505	4765
Hidroeléctrica Porce IV	0	0	1916	1992	2253	2383
Hidroeléctrica Pescadero	0	0	0	5975	6758	7148
Cogeneradores y Autoproductores	114	344	329	342	387	410
Termo Gecelca 3	0	0	423	439	497	526
Proyectos Eólicos A1B1	0	0	0	0	0	0
Térmicas carbón SIN	2086	2536	2426	2522	2852	3017
Térmicas Gas Natural SIN	7128	10838	10369	10778	12190	12895
Termocol GNFO	0	0	711	740	836	885
Hidro Miel II	0	0	647	672	760	804
Hidro Cucuana	0	0	287	299	338	357
Hidro Amoya	0	0	374	388	439	465
GeotermicaA1A2B1	0	0	0	0	0	0

Año - GWh	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Plantas Menores	2121	2562	2451	2548	2882	3048
Total	50359	58963	66498	75094	84936	89843

Fuente: Corpoema - 2010

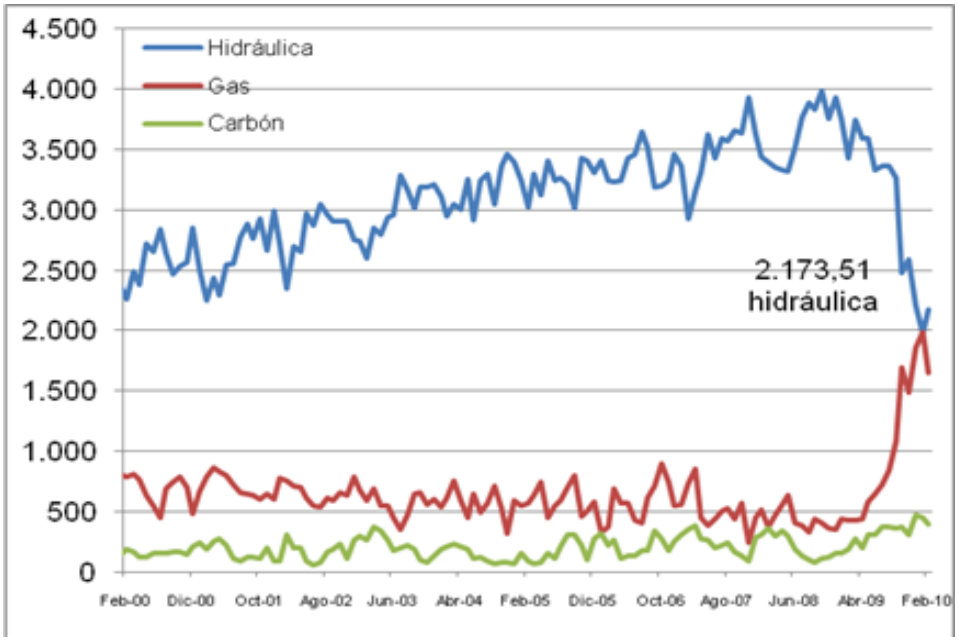
7.4.2.4 Escenario Fenómeno del Niño

Consideraciones para la construcción del escenario:

Se tuvo en cuenta la serie histórica (1997-2010) de los fenómenos del niño vividos en el país. Para la intensidad del fenómeno se tomó el último fenómeno de referencia 2009-2010. De igual forma se tienen en cuenta cuatro (4) eventos claros vividos en el pasado durante la ocurrencia del *niño.*

1. Este último niño evidencio que la capacidad instalada de generación térmica en el país (*Gas y Carbón)*, no permiten una generación mayor a 2500 GWh al mes, por las limitantes de capacidad real de generación, esto dadas las restricciones de trasporte de combustibles líquidos, gas y carbón, así como la incertidumbre en la disponibilidad futura del gas natural. Es decir que ante la disminución en la capacidad de las hidroeléctricas, derivada del fenómeno del niño, el parque de generación térmica podría cubrir hasta un máximo del 50% de la actual demanda mensual de energía. Además se debe considerar la disponibilidad técnica de las turbinas a gas, en caso de requerirlas tiempo completo.

Figura7-3. Generación mensual(GWh Mes)



	Fenómeno del Niño					
2.009	**HE**	**GN**	**CM**	**Menores**	**Cogene**	**TOTAL**
ENE	3.761,80	434,26	155,67	230,58	5,49	4.587,79
	3.430,59	428,59	185,66	211,39	4,62	4.260,85
	3.749,32	430,91	278,82	257,98	4,83	4.721,86
	3.595,26	439,70	196,48	263,07	3,85	4.498,34
	3.598,49	581,87	307,53	229,17	3,92	4.720,98
	3.328,26	649,36	308,88	214,74	7,10	4.508,34
	3.359,70	721,38	367,68	248,68	13,01	4.710,45
	3.359,46	838,42	371,81	187,80	14,98	4.772,47
	3.264,36	1.080,17	366,00	155,12	12,32	4.877,97
	2.475,80	1.688,54	370,51	227,16	10,84	4.772,86
	2.584,39	1.489,66	310,75	237,64	12,43	4.634,88
Diciembre	2.206,36	1.855,00	469,98	194,63	12,76	4.738,74
Total Gene	38.713,79	10.637,85	3.689,78	2.657,96	106,15	55.805,52
PROMEDIO	3.226,15	886,49	307,48	221,50	8,85	4.650,46
Participación	0,69	0,19	0,07	0,05	0,00	1,00
Prom/alto	0,86	0,48	0,65	0,86	0,59	0,95
Prom/bajo	1,46	2,07	1,98	1,43	2,30	1,09
Diciem/Enero	0,59	4,27	3,02	0,84	2,32	1,03

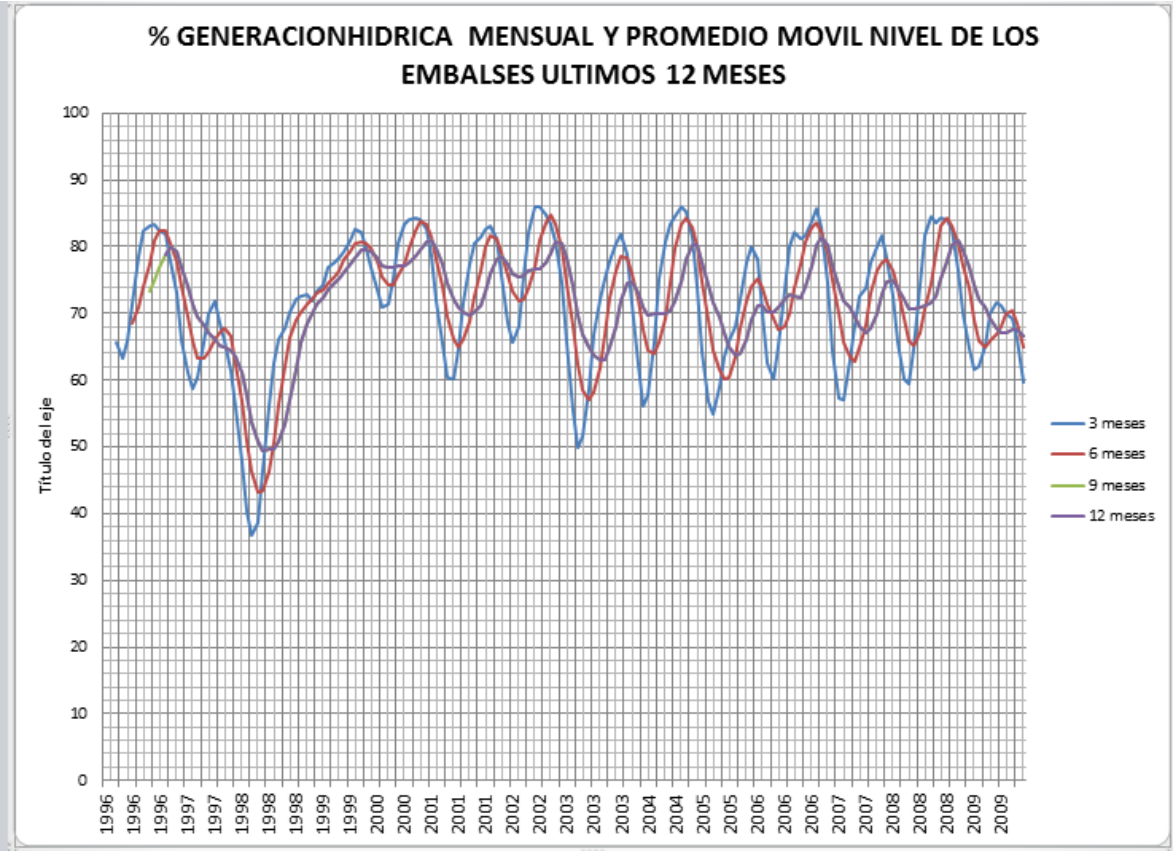
Bajo esta restricción se construye el escenario fenómeno del niño, en donde la generación a partir de gas no puede superar los 20.000 GWh al año y las generadoras a carbón 6000 GWh al año.

2. Otra situación a tener en cuenta para el análisis de los escenarios resulta en los meses de ocurrencia del fenómeno, dado que este inicia hacia el mes de septiembre y finaliza en el mes de marzo por lo cual ante cifras anuales calendario el impacto del fenómeno siempre se ha escondido, como se evidencia en los promedios anuales del nivel de los embalses presentado generalmente a diciembre 31.

3. Por otra parte históricamente el promedio móvil de los últimos 12 meses del nivel de los embalses presenta una cota mínima para junio de 1998 del 49,54% en la serie histórica 1997-2010, teniendo en cuenta que para tal fecha la demanda regulada de energía alcanzaba los 2723 GWh al mes y la capacidad instalada en generación era del orden de 12.127MW. Momento en el que el riesgo de racionamiento fue crítico. Hoy la demanda se ha incrementado en 4878 GWh /mes y la capacidad instalada tan solo ha crecido en 1416 MW.

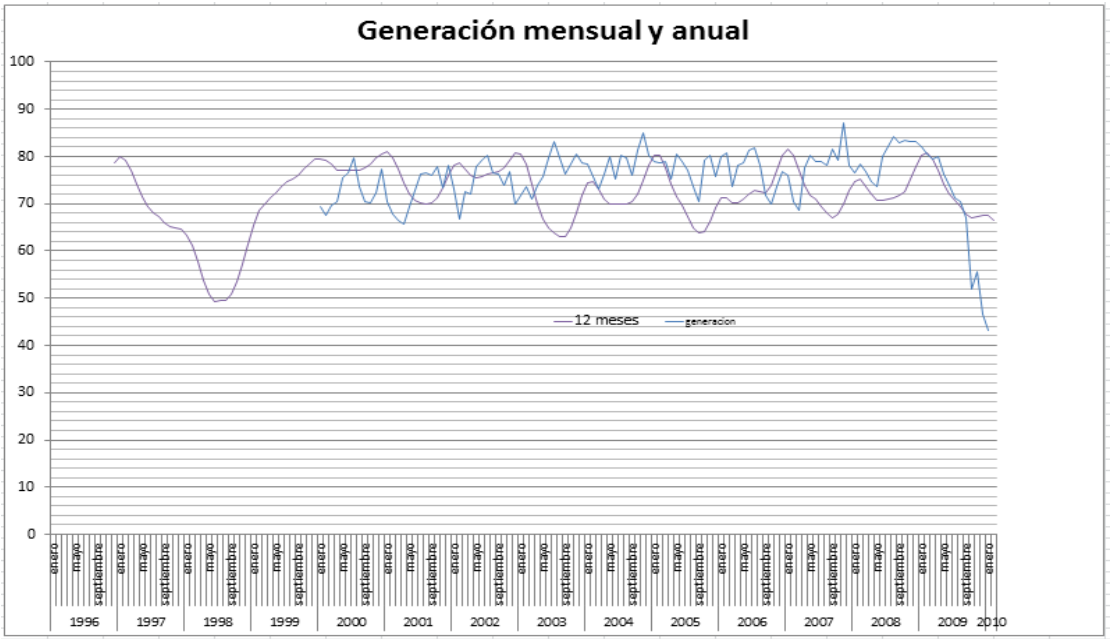
4. Fallas de mercado, como las vividas en el último fenómeno del niño, en donde una disminución critica del nivel de los embalses, no trajo como consecuencia un incremento en el precio de bolsa, hecho que obligo a una intervención del mercado y con el consecuente despacho de las centrales térmicas.

Figura7-4. % Generación hídrica mensual y promedio móvil nivel de los embalses últimos 12 meses



Fuente: Corpoema – 2010

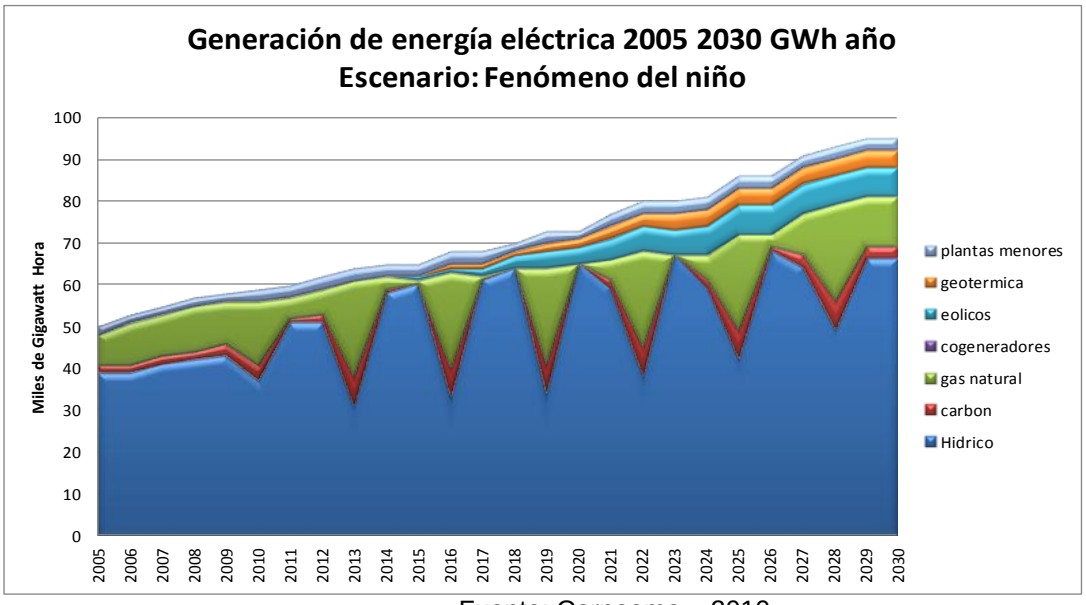
Figura7-5. % Generación mensual y anual



Fuente: Corpoema:2010

Se observa el comportamiento de la generación mensual y anual, en la cual se refleja los aportes de los caudales de los ríos y además se puede visualizar el comportamiento de los meses secos.

Figura7-6. Generación eléctrica 2005 - 2030 – Esc. Fenómeno del niño



Fuente: Corpoema – 2010

Tabla 7-10. Aporte generadores. Esc. Fenómeno del niño

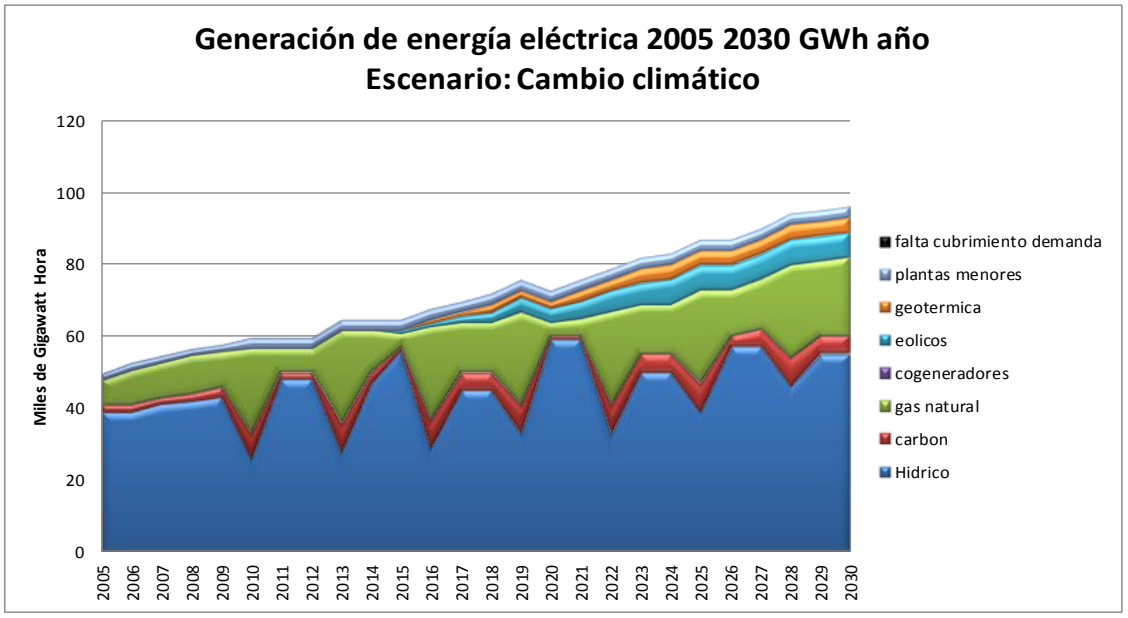
Año - GWh	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctricas SIN	38910	36975	50555	48495	29056	50567
Hidroeléctrica El Quimbo	0	0	2081	2262	1734	2026
Hidroeléctrica Sogamoso	0	0	4204	4570	3504	4094
Hidroeléctrica Porce IV	0	0	2102	2285	1752	2047
Hidroeléctrica Pescadero	0	0	0	6855	5256	6140
Cogeneradores y Autoproductores	114	343	342	328	343	343
Termo Gecelca 3	0	0	55	0	526	451
Proyectos Eólicos A1B1	0	0	701	4033	7008	7008
Térmicas carbón SIN	2086	4310	409	0	6034	3332
Térmicas Gas Natural SIN	7128	14796	1405	0	20714	11439
Termocol GNFO	0	0	84	0	1593	684
Hidro Miel II	0	0	804	771	462	804
Hidro Cucuana	0	0	357	343	205	357
Hidro Amoya	0	0	465	446	267	465
GeotermicaA1A2B1	0	0	394	2268	3942	3942
Plantas Menores	2121	2540	2540	2436	2540	2540
Total	50359	58963	66498	75094	84936	96240

Fuente: Corpoema - 2010

7.4.2.5Escenario Cambio climático.

La salida que presenta LEAP en este escenario se observa claramente la baja en la generación Hidroeléctrica, y la gran participación que asume la generación térmica, pero hasta el límite de la capacidad instalada y de la disponibilidad del combustible.

Figura7-7. Generación eléctrica 2005 - 2030 – Esc. Cambio Climático



Fuente: Corpoema – 2010

Tabla 7-11. Aporte generadores. Esc. Cambio Climático

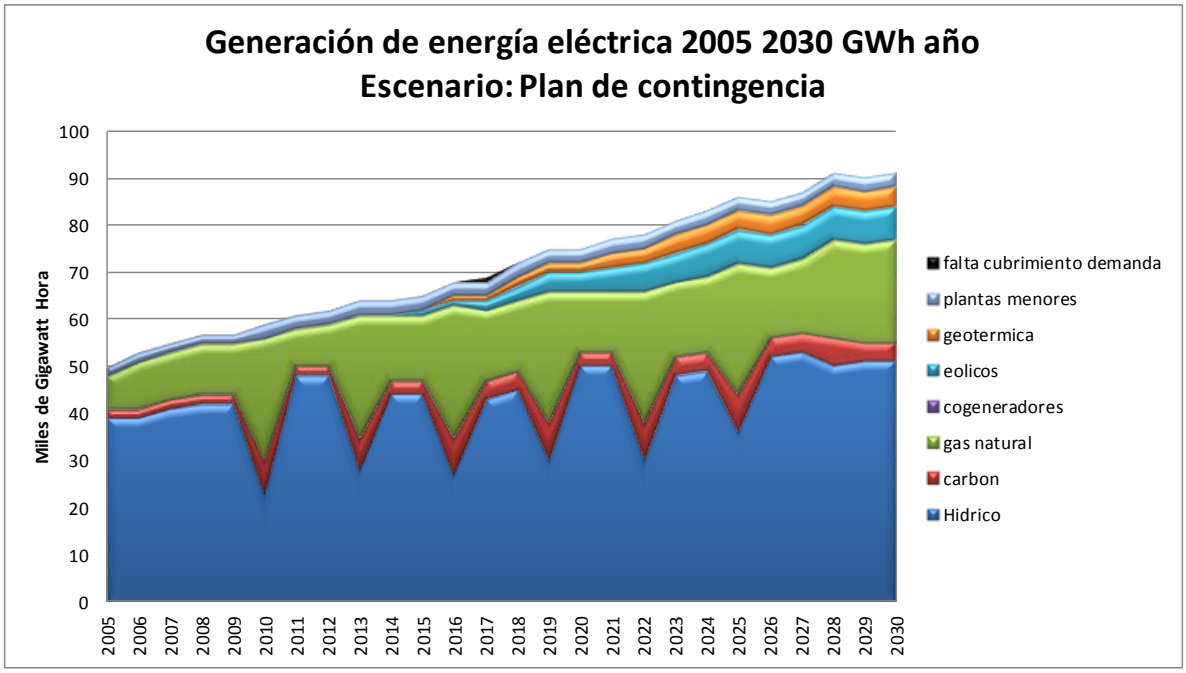
Año - GWh	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctricas SIN	38910	25511	46849	43875	24973	40156
Hidroeléctrica El Quimbo	0	0	2185	2047	1734	1873
Hidroeléctrica Sogamoso	0	0	4415	4135	3504	3784
Hidroeléctrica Porce IV	0	0	2208	2067	1752	1892
Hidroeléctrica Pescadero	0	0	0	6202	5256	5676
Cogeneradores y Autoproductores	114	343	343	343	343	343
Termo Gecelca 3	0	0	152	168	526	526
Proyectos Eólicos A1B1	0	0	701	4205	7008	7008
Térmicas carbón SIN	2086	6896	1122	1237	6896	3879
Térmicas Gas Natural SIN	7128	23673	3852	4246	23673	13316
Termocol GNFO	0	0	230	254	1593	796
Hidro Miel II	0	0	745	698	591	639
Hidro Cucuana	0	0	331	310	263	284
Hidro Amoya	0	0	430	403	342	369
GeotermicaA1A2B1	0	0	394	2365	3942	3942
Plantas Menores	2121	2540	2540	2540	2540	2540
Total	50359	58963	66498	75094	84936	87024

Fuente: Corpoema - 2010

7.4.2.6 Escenario Plan de Contingencia

Este escenario es el más crítico, considera fenómeno del niño y cambio climático con reducciones del 20% y tope critico de disponibilidad del 50% y además un posible retraso en las entradas en operación de las centrales hidroeléctricas de 4 años y las térmicas en 2 años. Se contempla la entrada de proyectos eólicos 1000 MW y geotermia 500MW que superarían la generación térmica Gas y Carbón.

Figura7-8. Generación eléctrica 2005 - 2030 – Esc. Plan de contingencia



Fuente: Corpoema – 2010

Tabla 7-12. Aporte generadores. Esc. Plan de Contingencia

Año - GWh	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctricas SIN	38910	23328	44061	41073	22732	37340
Hidroeléctrica El Quimbo	0	0	0	1908	1734	1734
Hidroeléctrica Sogamoso	0	0	0	3854	3504	3504
Hidroeléctrica Porce IV	0	0	0	1927	1752	1752
Hidroeléctrica Pescadero	0	0	0	0	5256	5256
Cogeneradores y Autoproductores	114	410	410	410	410	410
Termo Gecelca 3	0	0	487	423	1051	526
Proyectos Eólicos A1B1	0	0	701	4205	7008	7008
Térmicas carbón SIN	2086	6896	3195	2772	6896	3448
Térmicas Gas Natural SIN	7128	25789	13441	11661	25789	14507
Termocol GNFO	0	0	738	640	1593	796
Hidro Miel II	0	0	0	650	360	591
Hidro Cucuana	0	0	0	289	160	263
Hidro Amoya	0	0	403	376	208	342
GeotermicaA1A2B1	0	0	394	2365	3942	3942
Plantas Menores	2121	2540	2540	2540	2540	2540
Total	50359	58963	66369	75094	84936	83958

Fuente: Corpoema - 2010

7.4.3 Escenario Calentamiento de Agua Residencial

El segundo gran escenario construido, se enfoca a la penetración de la energía solar térmica, para un uso particular, en este caso el calentamiento de agua en el sector residencial. Para este ejercicio se toma la información de consumo de Gas Natural, Energía eléctrica y Gas licuado de petróleo con destino al calentamiento de agua en los hogares colombianos.

Las información base utilizada para el estudio son: Proyecciones de población DANE a 2020, Censo de población 2005:. Tenencia de electro y gasodomesticos, Estudio de caracterización del consumo de energía en el sector residencial-Universidad Nacional de Colombia-UPME 2005 y finalmente los balances energéticos nacionales 2005-2008.Las participaciones del consumo energético por uso presentadas en el Balance energético Nacional, se ajustaron conforme a la penetración del gas natural y con base en estudios elaborados por la UPME (2005) e información DANE (2005-2010).

El escenario se compone de 2 alternativas, en una se propone una penetración del 50% del potencial de viviendas con necesidad de agua caliente, en la alternativa dos este porcentaje se ha fijado en el 30%.

A continuación se presentan los principales resultados del ejercicio realizado:

7.4.3.1Alternativa 50%

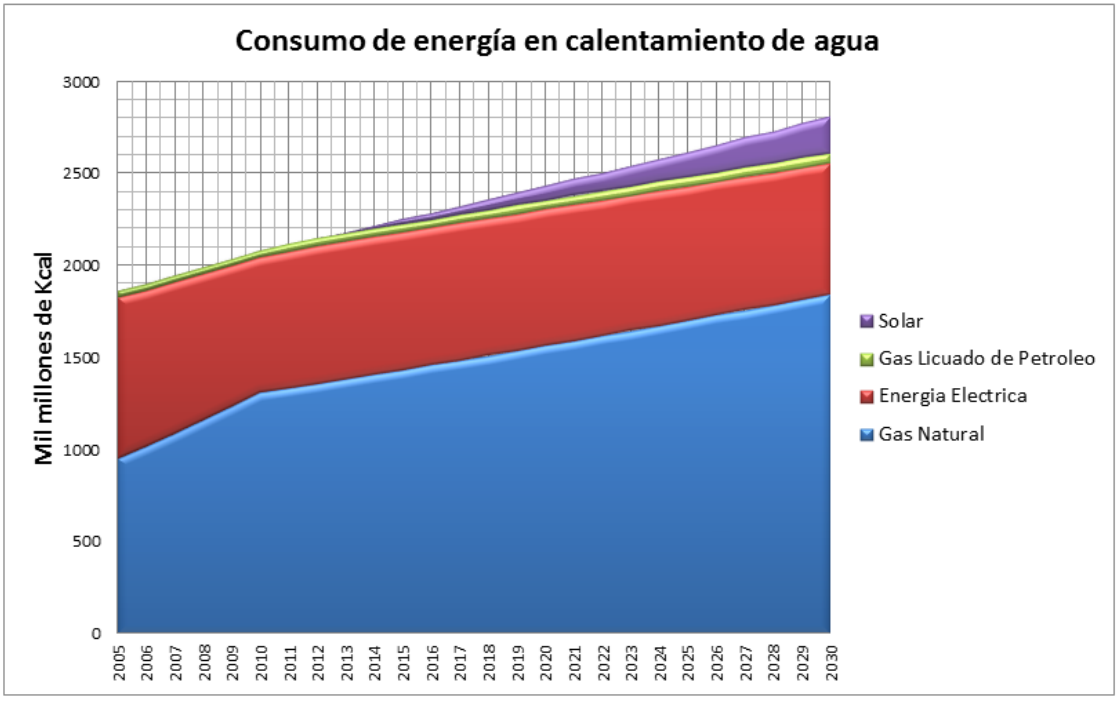
Bajo esta alternativa se espera sustituir cerca de 202 Tera calorías anuales de Gas Natural para el año 2030, esto implicaría que cerca de 185.000 viviendas contarían con calentamiento de agua a través de energía solar.

Tabla 7-13. Consumo energético para calentamiento de agua en el sector residencial

Año - Mil millones de Kcal	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Gas Natural	953	1314	1437	1567	1704	1848
EnergíaEléctrica	876	735	748	743	730	710
Gas Licuado de Petróleo	39	42	45	48	51	55
Solar	0	0	28	79	137	202
Total	1868	2091	2258	2437	2622	2814

Fuente: Corpoema - 2010

Figura7-9. Consumo de energía escenario solar 50%



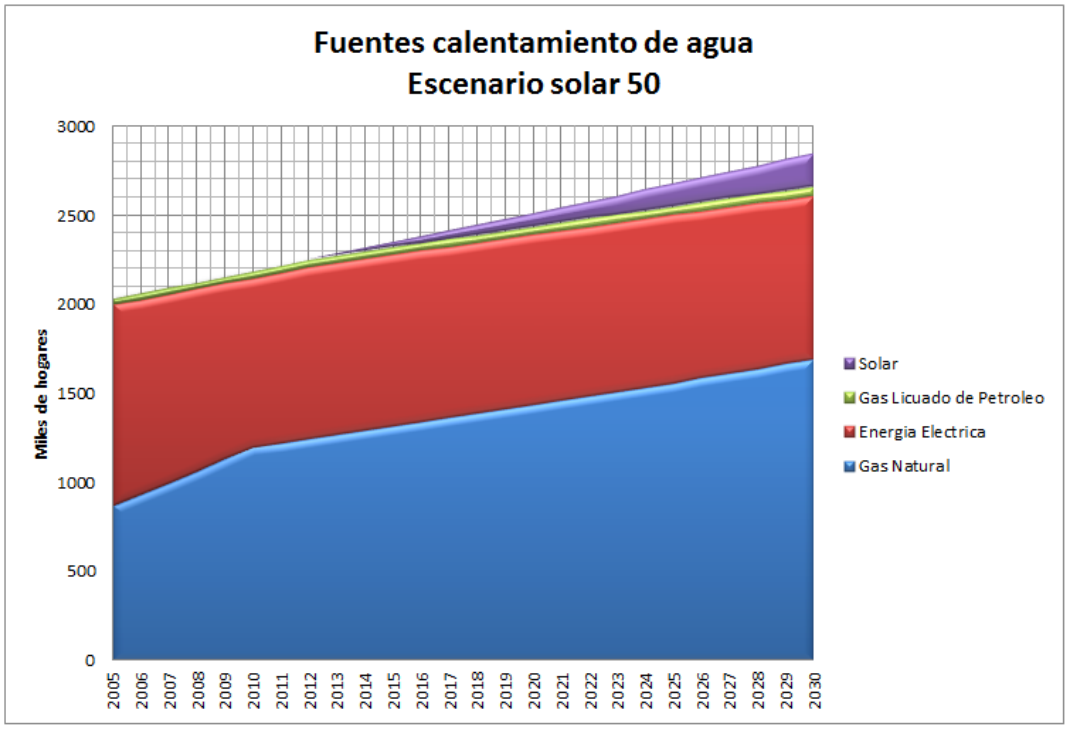
Fuente: Corpoema -2010

Tabla 7-14. Participación de la Energía Solar en el Calentamiento de agua. Escenario solar 50%

Año – Miles de hogares	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Gas Natural	875,1	1206,2	1319,5	1438,9	1564,5	1696,8
Energia Electrica	1131,5	949,6	966,7	959,5	943,4	918
Gas Licuado de Petroleo	34,7	37,3	40	42,7	45,5	48,4
Solar	0	0	25,5	72,6	125,8	185,1
Total	2041,4	2193,1	2351,7	2513,8	2679,3	2848,3

Fuente: Corpoema - 2010

Figura7-10. Participación de la Energía Solar en el Calentamiento de agua. Escenario solar 50



Fuente: Corpoema – 2010

7.4.3.2Alternativa 30%

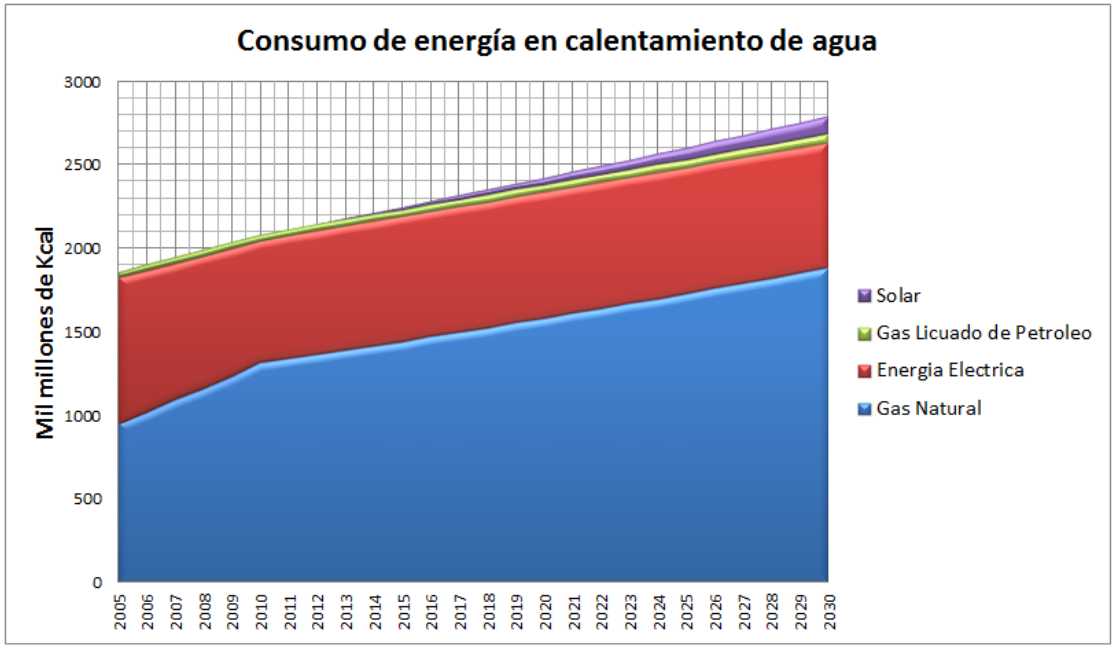
Bajo esta alternativa se espera sustituir cerca de 109 Teracalorias anuales de Gas Natural para el año 2030, esto implicaría que cerca de 100.000 viviendas contarían con calentamiento de agua a través de energía solar.

Tabla 7-15. Consumo energético para calentamiento de agua en el sector residencial

Año - Mil millones de Kcal	**2005**	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Gas Natural	953	1314	1444	1583	1729	1885
EnergíaEléctrica	876	735	752	757	757	750
Gas Licuado de Petroleo	39	42	45	48	51	55
Solar	0	0	15	43	74	109
Total	1868	2091	2256	2431	2611	2798

Fuente: Corpoema - 2010

Figura7-11. Consumo de energía - Escenario solar 30%



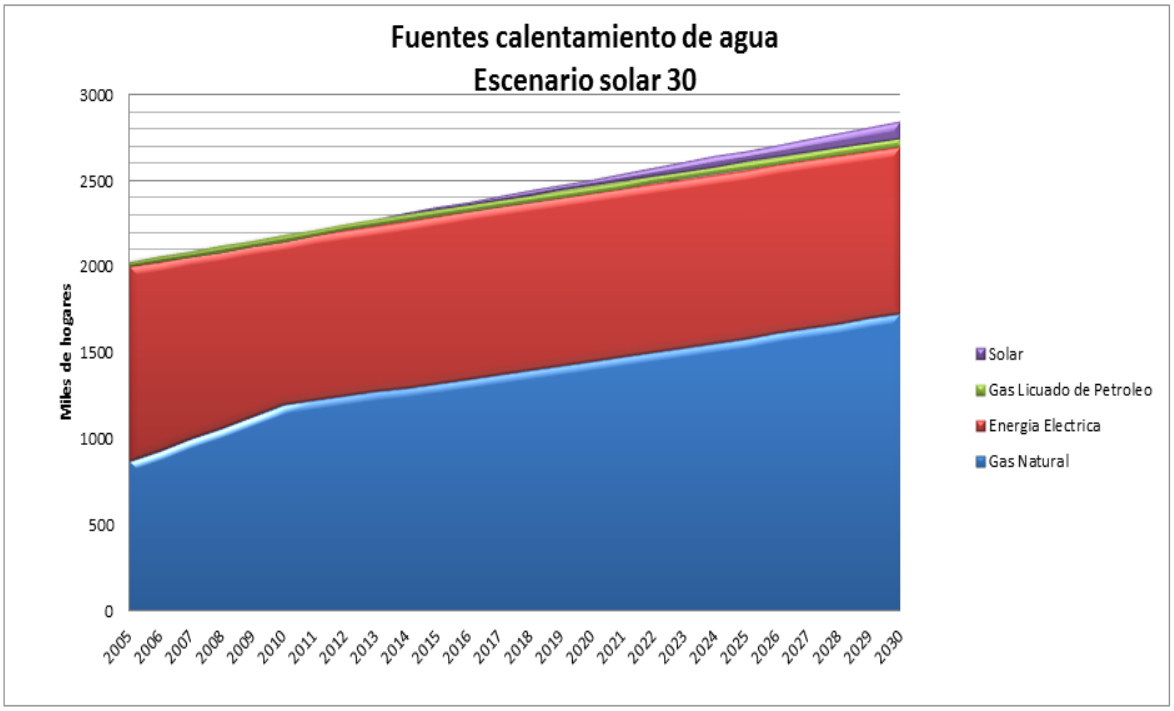
Fuente: Corpoema - 2010

Tabla 7-16. Participación de la Energía Solar en el Calentamiento de agua. Escenario solar 30

Año - Miles de hogares	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Gas Natural	875,1	1206,2	1326,1	1453,3	1588,1	1730,9
Energia Electrica	1131,5	949,6	971,9	978,6	977,9	969,3
Gas Licuado de Petroleo	34,7	37,3	40	42,7	45,5	48,4
Solar	0	0	13,7	39,1	67,7	99,7
Total	2041,4	2193,1	2351,7	2513,8	2679,3	2848,3

Fuente: Corpoema - 2010

Figura7-12. Participación de la Energía Solar en el Calentamiento de agua. Escenario solar 30

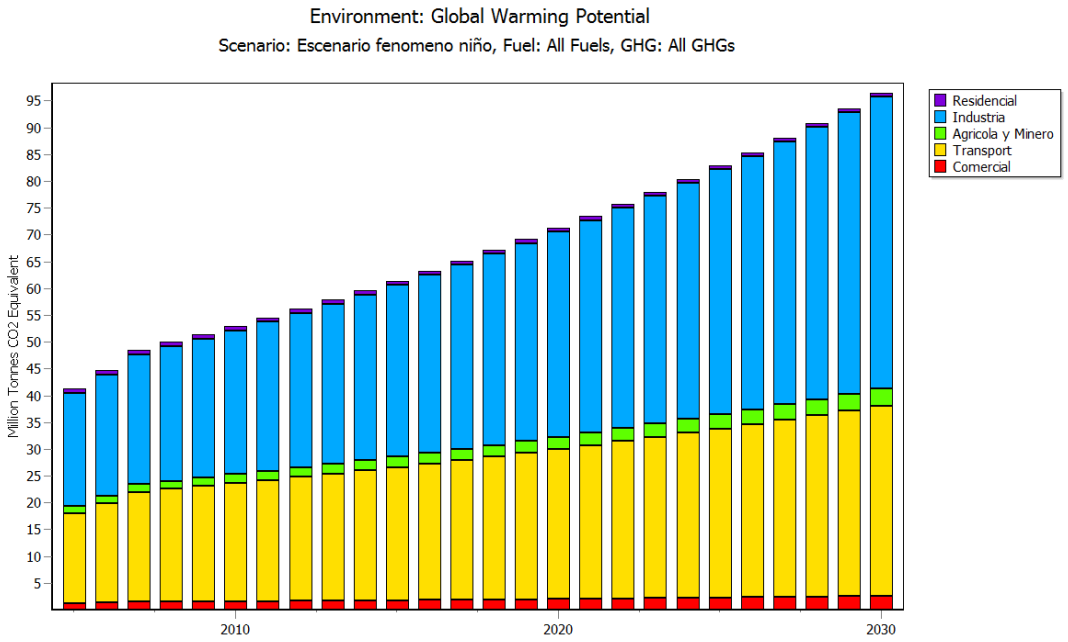


Fuente: Corpoema - 2010

7.4.4 Emisiones de gases de efecto invernadero

Se presentan las emisiones de gases de efecto invernadero, calculados por LEAP, que están basados en los factores de emisión del panel intergubernamental de cambio climático IPCC.

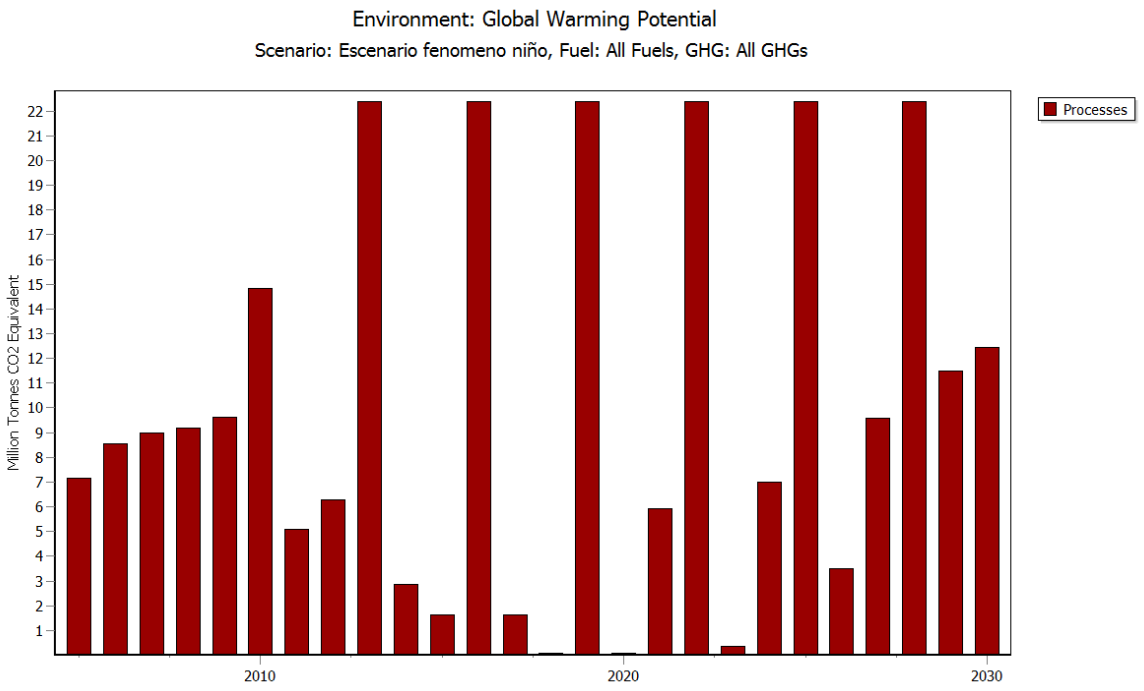
Figura7-13. Emisiones de gases de efecto invernadero



Fuente: Corpoema – 2010

Se observa que el sector de demanda pasara de 40 a 95 Mton de CO^2 en el año 2030.

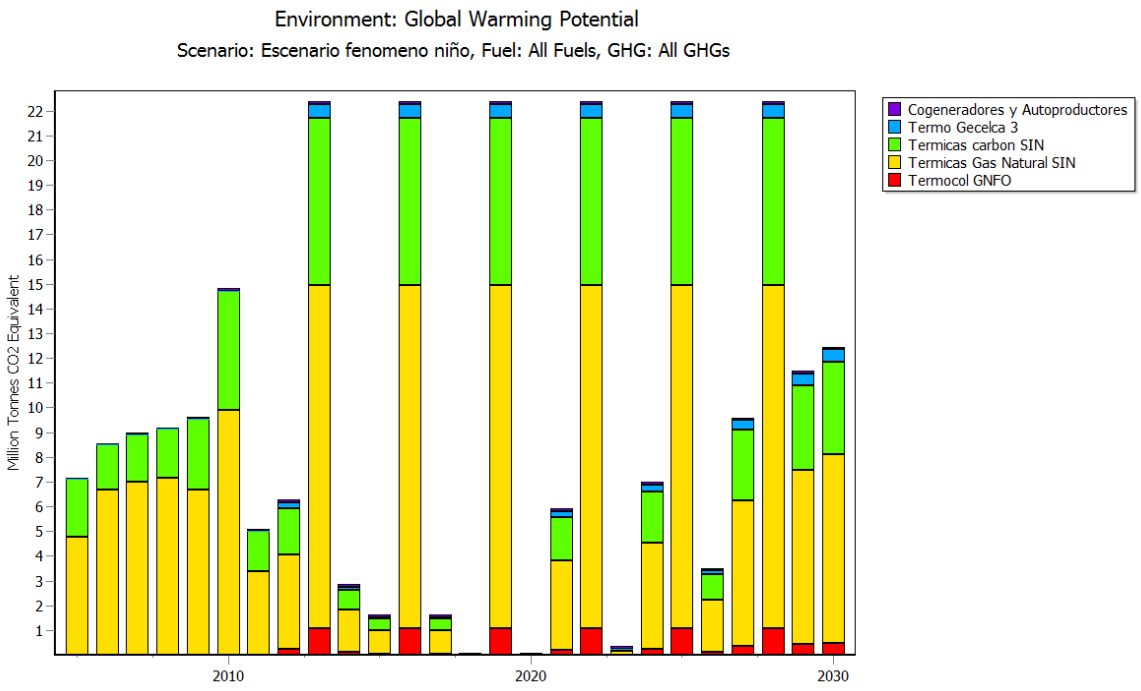
Figura7-14. Emisiones de gases de efecto invernadero



Fuente: Corpoema – 2010

Se puede observar como se ve reflejado el fenomeno del niño en las emisiones de CO^2, cuando hay presencia del fenomeno las cenrales termicas (Gas y Carbón)estan trabajando a una disponibilidad superior al 80%, en tal sentido las emsiones son superiores.

Figura7-15. Emisiones de gases de efecto invernadero



Fuente: Corpoema – 2010

Con los colores amarillo para las termicas a Gas del sistema interconectado y carbón se ve claramente como se alcanza casi a duplicar las tasa de emisión de CO^2. Esto significa que el fenomeno de niño deteriora la calidad del aire, requiere más demanda de Gas Natural el cual esta limitada y a partir del 2018 sería necesario importar Gas Natural para poder satisfacer la demanda del sector termoelectrico, indsutria y transporte.

7.4.5 Aspectos Computacionales.

Se ha entregado en medio magnético la estructura y base de datos del modelo LEAP, el archivo de la simulación se denomina PNFNC ultima versión de enero de 2011, entregado a CORPEMA. Este modelo esta totalmente sistematizado y probado para hacer las corridas y simulaciones pertinentes, en el modulo de demanda, de transformación y oferta, además el balance de energía esta verificado con el balannce de energía de la UPME de los años 2005 y 2008. La versión utilizada para el LEAP, corresponde a la numero 90 de 2010, pero puede ser actualizada a las nuevas versiones que estén la pagian WEB del SEI. Para su respectiva corrida y simulaciones deberá contar con los acuerdos entre LEAP - SEI y CORPOEMA.

7.4.6 Bibliografía

Cambio Climático en temperatura, precipitación y humedad relativa para Colombia usando modelos meteorológicos de alta resolución (panorama 2011-2100) IDEAM–METEO/005-2010

Carvajal E Y., Jiménez H E., Materón M., H (2003). Incidencia del fenómeno del Niño en la Hidroclimatología del Valle del Río Cauca - Colombia Universidad del Valle.

Departamento Administrativo Nacional de Estadística DANE (2008), Encuesta Anual manufacturera sector de Industrias. Bogotá.

Departamento Administrativo Nacional de Estadística DANE (2008), Cuentas Nacionales serie 1990 – 2008. Bogotá.

Departamento Administrativo Nacional de Estadística DANE (2006), Encuesta Nacional de hogares. Bogotá.

Departamento Nacional de Planeación (2010), Documento Agregados Macroeconómicos. Bogotá

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM (panorama 2011-2100) Cambio Climático en temperatura, precipitación y humedad relativa para Colombia usando modelos meteorológicos de alta resolución. METEO/005-2010

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM 2000-2004. Primera y segunda comunicación de Gases de efecto Invernadero y Cambio Climático para Colombia.

OLADE (2004), Metodología para la Elaboración de los Balances de Energía. Quito Ecuador.

Pabón, D.,(2005): Escenarios de Cambio climático para territorio Colombiano. Documento INAPPDF-B/GECC/I. Universidad Nacional de Colombia y Conservación Internacional. Bogotá, Colombia.

Pabón, D., (2010): Informe de evaluación del Cambio Climático en Colombia. Universidad Nacional de Colombia y Conservación Internacional. Bogotá, Colombia

Poveda, J, G., Mesa, O., Carvajal, S,L., 1997; Introducción al clima de Colombia. Universidad Nacional de Colombia, Medellín Facultad de Minas, 390 p

Poveda, G. y O. J. MESA, (1996): La Oscilación del Atlántico Norte y su influencia sobre el clima de Colombia. Memorias XVII Congreso Latino-Americano de Hidráulica e Hidrología, IAHR, Guayaquil, Ecuador, 343-354, 1996.

Poveda, G., (1994). Cuantificación del efecto de El Niño y la Niña sobre los caudales medios en Colombia, Memorias del XVI Congreso Latinoamericano de Hidráulica e Hidrología, IAHR, Santiago de Chile, Vol. 4, 1994.

UPME 2006, Unidad de Planeación Minero Energética. Balances Energéticos 1975-2006. Colombia Ministerio de Minas y Energía.

UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. Plan de Expansión en Generación de Referencia 2009-2023.Colombia: Ministerio de Minas y Energía.

UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. Plan Energético Nacional 2010-2030. Colombia.

UPME evaluación ambiental estratégica plan de expansión de referencia para la generación y transmisión eléctrica 2010.

ÚLTIMA PAGINA